



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

FACULTAD DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

EAP. DE INGENIERÍA QUÍMICA

**Supervisión de transporte de fluidos hidrocarburos en operaciones
marítimas de carga y descarga**

MONOGRAFÍA

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Químico

AUTOR

Gabriel Santiago Mejía Hidalgo

LIMA – PERÚ
2015

A MIS PADRES:

**A QUIENES LES DEBO LA LUZ DE MI EXISTENCIA
Y MI FORMACIÓN ACADÉMICO – PROFESIONAL**

A MIS HERMANOS:

MIGUEL, ELENA Y PATRICIA

A LAS NUEVAS GENERACIONES:

NATALIA, VALERY, JOAQUÍN Y GABRIEL ALONSO

A TODOS AQUELLOS:

CUYA VIDA Y RECUERDO SIEMPRE PERDURARÁ EN MÍ

AGRADECIMIENTO

EXPRESO MI GRATITUD:

- Al Ing° José Porlles Loarte; Asesor del Trabajo Monográfico, por su valiosa orientación, colaboración y revisión en la culminación del trabajo.
- Al Ing° Fernando Correa Nuñez; Especialista en la materia, por sus acertados consejos y apoyo invaluable.
- A Marco Antonio Hidalgo; por su paciente trabajo de diseño y revisión, por su valiosa contribución y soporte profesional.
- A mis compañeros de trabajo – Área Operaciones; por sus indispensables aportes, ideas y consejos.

Contenido

RESUMEN.....	1
I. INTRODUCCIÓN.....	2
II. JUSTIFICACIÓN.....	4
III. ANTECEDENTES	6
IV. MARCO TEÓRICO	8
4.1. Introducción a la Mecánica de Fluidos	9
4.2. Ecuaciones generales de la mecánica de fluidos	9
4.3. Fluido newtoniano	10
V. DESARROLLO: LABORES DE SUPERVISIÓN DEL TRANSPORTE DE FLUÍDOS....	11
5.1. Funciones generales de los Inspectores	11
5.1.1. Definición y alcances	11
5.1.2. El Inspector independiente	12
5.1.4. Funciones generales de los inspectores en las operaciones de carga y descarga.....	16
5.2. Errores comunes de medición	17
5.3. Equipos principales de medición.....	31
5.4. Inspección y medición en operaciones de carga y descarga.....	33
5.5. Procedimientos de cálculos	62
5.6. Seguridad durante las operaciones	83
5.7. Control y manejo ambiental en operaciones marítimas.....	91
VI. APORTES PROFESIONALES EN EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE SUPERVISIÓN	103
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	109
CONCLUSIONES.....	109
RECOMENDACIONES	110
VIII. BIBLIOGRAFÍA.....	112
ANEXOS.....	114
ANEXO 1 - ANÁLISIS DE LABORATORIO MAS COMUNES	115
ANEXO 2 - ELEMENTOS DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS (MANGUERAS) ...	123
ANEXO 3 - DOCUMENTACION Y FORMATOS	127
ANEXO 4 - DESARROLLO DE CALCULOS Y FACTORES	143
ANEXO 5 - PRINCIPALES EQUIPOS EMPLEADOS PARA MEDICIÓN	165

ANEXO 6 - PRINCIPALES EQUIPOS EMPLEADOS PARA MUESTREO	166
ANEXO 7 - SEGURIDAD EN OPERACIONES - REGLAS PARA LA VIDA	167
ANEXO 8 - CONTROL AMBIENTAL EN OPERACIONES	168
ANEXO 9 - DOCUMENTACION REFRENDADA.....	169

FIGURAS

4.1. Planta de almacenamiento de combustibles	8
5.1. Función del Inspector Independiente	14
5.2. Secuencia de operaciones en la inspección de campo	15
5.3. Secuencia de transferencia en operaciones de carga y descarga	34
5.4. Secuencia de vistas en operaciones de carga y descarga	58
5.5. Medición indirecta	61
5.6. Medición directa	62
5.7. Procedimiento general de cálculo del volumen transferido.....	63
5.8. Cálculo para un solo tanque – Caso I	73
5.9. Cálculo para un solo tanque – Caso II	74
5.10. Vista lateral de un buque tanque	76
5.11. Esquema de las dimensiones de un tanque de carga	77
5.12. Dimensiones de la cuña	77

CUADROS GRAFICOS

5.2.6.1. Error por medición	27
5.2.6.2. Error por temperatura	28
5.2.6.3. Error por densidad	28
5.2.6.4. Error total por operación	29
5.2.6.5. Error final acumulado	30

RESUMEN

El manejo de fluidos como los hidrocarburos en las labores de carga y descarga en los terminales portuarios, es una actividad que implica máximos niveles de seguridad por sus características de fluidos peligrosos y por representar alto valor económico, requiriéndose para ello la determinación exacta de la calidad y volúmenes, por lo que la supervisión de estas actividades es realizada por profesionales que reúnen características de las más altas competencias.

Este perfil profesional es actualmente cubierto de modo satisfactorio por profesionales de diversas carreras de ingeniería, ya sea Química, Petroquímica o de Petróleo, cuya formación se enmarca dentro de las necesidades existentes. Estos profesionales tienen como objetivo específico, el de lograr la mayor eficiencia posible en las actividades de carga y descarga de los buques tanqueros, a ser efectuados en Terminales Marítimos y Amarraderos Multiboyas.

El autor del presente trabajo monográfico tiene como propósito presentar de manera pormenorizada dichas labores en concordancia con las más estrictas normas nacionales e internacionales. En los más de veinte años de trabajo profesional en actividades de Supervisión de Transporte de estos fluidos presenta sus experiencias y aportes profesionales en la mejora del manejo técnico y documentario, que ha permitido de alguna manera mayor eficiencia con impactos favorables en la seguridad y en los aspectos económicos de las empresas involucradas, los mismos que son materia de detalle en la presente monografía.

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente, dada la matriz energética imperante, diariamente millones de barriles de petróleo y productos derivados son transportados vía marítima, desde un punto de origen hasta su destino, en casi la totalidad de países del planeta.

De acuerdo a la Organización Marítima Internacional (OMI) actualmente, más del 90% del comercio internacional es transportado vía marítima, lo cual incluye el transporte de cargas de índole diverso. Adicionalmente, hoy en día como consecuencia del desarrollo en la actividad marítima, y en particular de la demanda de hidrocarburos líquidos y gaseosos como fluidos inflamables y peligrosos, existen embarcaciones diseñadas para el transporte seguro y confiable de grandes volúmenes de cargas de dichos fluidos y derivados.

Previo y posterior a éste transporte, se dan etapas de transferencia de custodia, es decir, el cambio del manejo y la custodia de los productos involucrados sin la pérdida de propiedad de los mismos, ya sea desde un terminal de carga líquida hacia las naves de transporte (buques), de una nave a otra nave, o desde las naves de transporte a un terminal receptor.

Siendo todas éstas operaciones de suma importancia, a razón de la naturaleza económica que representan para las partes involucradas, tales como el proveedor del producto o parte embarcadora (Terminales Petroquímicos y Refinerías), los propietarios y operadores navieros (Fletadores y compañías navieras), así como el receptor o comprador de la carga (Terminales Petroquímicos, Refinerías y Operadores Comerciales), es de suma importancia que la carga involucrada sea correctamente determinada y manejada por especialistas en el transporte y manejo de fluidos.

A partir de ésta premisa, interviene el profesional como el inspector de carga/descarga en dichas operaciones, siendo su principal objetivo y función la certificación de la cantidad y calidad del producto embarcado/ descargado, así como el monitoreo y exposición de circunstancias específicas que puedan ser relevantes para proteger los intereses de las partes, a partir de técnicas, procedimientos y normas estándares internacionalmente aceptados.

II. JUSTIFICACIÓN

Ante un mundo globalizado y cada vez más exigente en cuanto a parámetros de calidad total en las operaciones relacionadas a hidrocarburos, se plantea la necesidad del empleo de personal altamente capacitado para las labores inherentes a la determinación exacta de la calidad y cantidad de los volúmenes de hidrocarburos y productos derivados que son transferidos y comercializados diariamente a nivel mundial.

Este perfil profesional, es actualmente cubierto de modo satisfactorio, por profesionales de Ingeniería, ya sea Química, Petroquímica o de Petróleo, cuya formación se enmarca dentro de las necesidades existentes. Estos profesionales tienen como objetivo específico, el de lograr la mayor eficiencia posible en las actividades de carga y descarga de los buques tanqueros, a ser efectuados en Terminales Marítimos y Amarraderos Multiboyas.

En las recientes licitaciones de servicio, de acuerdo a las “Bases técnicas para el servicio de inspección de carga y descarga de hidrocarburos líquidos a granel en buques tanques en la ruta de cabotaje en los terminales del litoral peruano” – PETROPERU S.A. - 2013, respecto al personal especializado para el servicio (Inspectores) el perfil requerido aplica a profesionales de Ingeniería Química u otros con experiencia en labores de inspección de cargas/ descargas de hidrocarburos líquidos.

De igual manera, de acuerdo a la última licitación de servicio para “Supervisión de Operaciones de descarga a bordo de buques tanque en el Terminal Marítimo de Repsol YPF Comercial del Perú S.A. – 2009, respecto al personal de supervisión a bordo (formación profesional y experiencia), se

requiere a “profesionales con estudios superiores en ingeniería en las áreas de ingeniería química, petroquímica, de petróleos, industrial, mecánica o profesión afín”

Como parte inherente a éste fin, y de acuerdo a las políticas de gestión total a nivel mundial, los profesionales de Ingeniería, realizan lo siguiente:

- Optimización de los procesos de las actividades de carga y descarga en Amarraderos y Terminales Marítimos
- Desarrollo de documentación y aplicación de estándares a todos los procesos involucrados en las actividades de carga y descarga, los cuales son requeridos por las partes involucradas, anteriormente mencionadas.
- Formulación de lineamientos de los sistemas de gestión inherentes a dicha actividad, teniendo como objetivo la mejora continua de los procesos.

Enfocados en los aspectos antes mencionados, el presente trabajo tiene como propósito el de mostrar de modo puntual las diversas actividades relacionadas a la supervisión de carga y descarga de buques tanqueros, que transportan crudo y derivados, desde el punto de vista de un Inspector Independiente, profesional en el área de ingeniería química, y de ésta manera servir como guía general para la uniformización de criterios, procedimientos y documentación, buscando ser una fuente de referencia para su aplicación, y un punto de partida para el complemento de su desarrollo por parte de los profesionales futuros.

III. ANTECEDENTES

La función del Inspector Independiente de carga y descarga (Surveyor), estaba orientados años atrás a profesionales ligados a la actividad marítima, tales como Oficiales de Cubierta (Capitán y Oficiales). En los años venideros, y debido a criterios de formación académico/profesional (tales como procesos de ingeniería, comprensión y aplicación de normas de calidad de laboratorio, desarrollo de sistemas de gestión de las operaciones, y otros), el perfil del Inspector Independiente es potencializado al enmarcarse adecuadamente en el del profesional de Ingeniería.

Tal es así, que se han desarrollado Tesis de Sustentación de profesionales de Ingeniería respecto a la actividad de supervisión de hidrocarburos y derivados en buques tanques y plantas de almacenamiento y despacho, tales como las que se mencionan a continuación:

a) “FUNCIONES DEL LOADING MASTER EN DESCARGA DE GLP DE BUQUES TANQUE EN AMARRADERO MULTIBOYAS ”

Tesis para optar el título de Ingeniero Petroquímico – UNI.

Juan Christian Palomino Valladares

Lima – Perú, 2010

b) “TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA MEDICION DE PETRÓLEO CRUDO EN BUQUE TANQUES ”

Tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleo – UNI.

Carlos Fernando Salazar Gavelán

Lima – Perú, 1998

c) “PLANTA DE RECEPCION, ALMACENAMIENTO Y DESPACHO
DE PRODUCTOS QUIMICOS LIQUIDOS A GRANEL ”

Tesis para optar el título de Ingeniero de Petróleo – UNI

Carlos Quinto Mesta Uriarte

Lima – Perú, 2005

En este contexto, la presente monografía pretende desarrollar con los aportes de los profesionales de la ingeniería, sobretodo de la Ingeniería Química, en el área de transporte de fluidos y certificaciones de hidrocarburos y derivados, involucrados directamente en la cadena de abastecimiento y distribución en locaciones marítimas y terrestres.

IV. MARCO TEÓRICO

Figura 4.1. Planta de almacenamiento de combustibles



Fuente: Google Earth

Todos los procesos a nivel de instalaciones de superficies son muy importantes en la industria petrolera ya que una vez el petróleo se encuentre en las estaciones recolectoras y en los patios de tanques, comienza su verdadera manufactura o adecuación para tenerlo en especificación y transportarlo a los terminales de embarques y / o refinerías donde finalmente serán exportados o procesados. Una vez el crudo se encuentre en especificación, se procederá a su transporte vía oleoducto o buque, dependiendo de la disponibilidad del medio del cual se disponga (Ver Figura 4.1).

Los terminales de embarques de petróleo, disponen de un número considerable de tanques de almacenamiento para deposito con el objeto de asegurar el abastecimiento confiable de crudo a las grandes compañías extranjeras, así mismo para almacenar las bases de otros componentes de productos terminados para manufacturar mezclas y para disponer de una reserva de

abastecimiento suficiente con el fin de hacer frente a requerimientos y cargamentos de crudo.

4.1. Introducción a la Mecánica de Fluidos

La mecánica de fluidos es la rama de la mecánica de medios continuos, rama de la física a su vez, que estudia el movimiento de los fluidos (gases y líquidos) así como las fuerzas que lo provocan. La característica fundamental que define a los fluidos es su incapacidad para resistir esfuerzos cortantes (lo que provoca que carezcan de forma definida). También estudia las interacciones entre el fluido y el contorno que lo limita.

Como en todas las ramas de la ciencia, en la mecánica de fluidos se parte de hipótesis en función de las cuales se desarrollan todos los conceptos. En particular, en la mecánica de fluidos se asume que los fluidos verifican las siguientes leyes:

- conservación de la masa y de la cantidad de movimiento.
- primera y segunda ley de la termodinámica.

4.2 Ecuaciones generales de la mecánica de fluidos

Ecuaciones de Navier-Stokes

Las ecuaciones que rigen toda la mecánica de fluidos se obtienen por la aplicación de los principios de conservación de la mecánica y la termodinámica a un volumen fluido. Para generalizarlas usaremos el teorema del transporte de Reynolds y el teorema de la Divergencia (o teorema de Gauss) para obtener las ecuaciones en una forma más útil para la formulación euleriana.

Las tres ecuaciones fundamentales son: la ecuación de continuidad, la ecuación de la cantidad de movimiento, y la ecuación de la conservación de la energía. Estas ecuaciones pueden darse en su formulación integral o en su forma diferencial, dependiendo del problema. A este conjunto de ecuaciones dadas en su forma diferencial también se le denomina ecuaciones de Navier-

Stokes (las ecuaciones de Euler son un caso particular de las ecuaciones de Navier-Stokes para fluidos sin viscosidad).

No existe una solución general a dicho conjunto de ecuaciones debido a su complejidad, por lo que para cada problema concreto de la mecánica de fluidos se estudian estas ecuaciones buscando simplificaciones que faciliten la resolución del problema. En algunos casos no es posible obtener una solución analítica, por lo que hemos de recurrir a soluciones numéricas generadas por ordenador. A esta rama de la mecánica de fluidos se la denomina mecánica de fluidos computacional. Las ecuaciones son las siguientes:

Ecuación de continuidad

-Forma integral: $\frac{d}{dt} \int_{\Omega} \rho d\Omega = - \int_{\partial\Omega} \rho (\mathbf{v} \cdot \mathbf{n}) d(\partial\Omega)$

-Forma diferencial: $\partial_t \rho + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = 0$

Ecuación de cantidad de movimiento

-Forma integral: $\frac{d}{dt} \int_{\Omega} \rho \mathbf{v} d\Omega + \int_{\partial\Omega} \rho \mathbf{v} (\mathbf{v} \cdot \mathbf{n}) d(\partial\Omega) = \int_{\partial\Omega} \boldsymbol{\tau} \cdot \mathbf{n} d(\partial\Omega) + \int_{\Omega} \rho \mathbf{f} d\Omega$

-Forma diferencial: $\partial_t (\rho \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v} \otimes \mathbf{v}) = \rho \mathbf{f} + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau}$.

Ecuación de la energía

-Forma integral:

$$\frac{d}{dt} \int_{\Omega} \rho (e + \frac{1}{2} v^2) d\Omega + \int_{\partial\Omega} \rho (e + \frac{1}{2} v^2) \mathbf{v} \cdot \mathbf{n} d(\partial\Omega) = \int_{\partial\Omega} \mathbf{n} \cdot \boldsymbol{\tau} \cdot \mathbf{v} d(\partial\Omega) + \int_{\Omega} \rho \mathbf{f} \cdot \mathbf{v} d\Omega - \int_{\partial\Omega} \mathbf{q} \cdot \mathbf{n} d(\partial\Omega)$$

-Forma diferencial: $\rho \frac{D}{Dt} (e + \frac{1}{2} v^2) = - \nabla \cdot (p \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau}' \cdot \mathbf{v}) + \rho \mathbf{f} \cdot \mathbf{v} + \nabla \cdot (k \nabla T)$

4.3 Fluido newtoniano

Un **fluido newtoniano** es un fluido cuya viscosidad puede considerarse constante en el tiempo. Los fluidos newtonianos son uno de los fluidos más sencillos de describir. La curva que muestra la relación entre el esfuerzo o cizalla contra su velocidad de deformación es lineal. El mejor ejemplo de este tipo de fluidos es el agua en contraposición al pegamento, la miel o los geles y sangre que son ejemplos de fluido no newtoniano.

Un buen número de fluidos comunes se comportan como fluidos newtonianos bajo condiciones normales de presión y temperatura: el aire, el agua, la gasolina, el vino y algunos aceites minerales.

El petróleo que es el fluido de mayor manejo comercial, también es otro fluido que se puede considerar como fluido newtoniano.

V. DESARROLLO: LABORES DE SUPERVISIÓN DEL TRANSPORTE DE FLUÍDOS

5.1. Funciones generales de los Inspectores

El Inspector de carga/ descarga, conocido también como Inspector Independiente o surveyor, es aquel profesional que representa a alguna de las partes involucradas, generalmente los embarcadores o compradores, para efectuar la operación de supervisión y control de las operaciones de carga y descarga, tanto en instalaciones de tierra, tales como refinerías, terminales o plantas de almacenamiento y despacho, como en instalaciones marítimas, tales como barcazas y buques.

Este profesional, tiene como principal labor la de determinar de manera independiente e imparcial la cantidad y calidad del producto involucrado en cada operación puntual.

5.1.1. Definición y alcances

La inspección independiente, de manera simple, es “la verificación independiente de cantidad y/o calidad de una mercadería, bien o producto que es tratada comercialmente”.

La inspección independiente ayuda a asegurar lo siguiente:

- Cumplimiento de los contratos y acuerdos comerciales, mejorando la eficiencia y prontitud de las transacciones.
- La seguridad y confiabilidad de los equipos y sistemas.
- El respecto a los programas de producción y entrega.

Las inspecciones independientes se realizan basadas en tres principios fundamentales:

- Independencia
- Imparcialidad
- Calidad

Esto implica, personal competente, entrenado y cuyo principal interés es la integridad de la carga desde el punto de embarque hasta el punto de entrega.

Debido a los niveles de exactitud y procedimientos requeridos, se debe mantener consistencia técnica y operacional durante todo el movimiento involucrado, teniendo en cuenta que las instalaciones de carga o descarga se encuentran ubicadas en diferentes locaciones u áreas geográficas.

5.1.2. El Inspector independiente

El Inspector Independiente, es aquel profesional que realiza las funciones de supervisión y control durante todas las etapas de la inspección, teniendo como principal labor, la de determinar de manera independiente e imparcial la cantidad y calidad del producto involucrado en cada operación puntual.

5.1.3. El rol del Inspector independiente

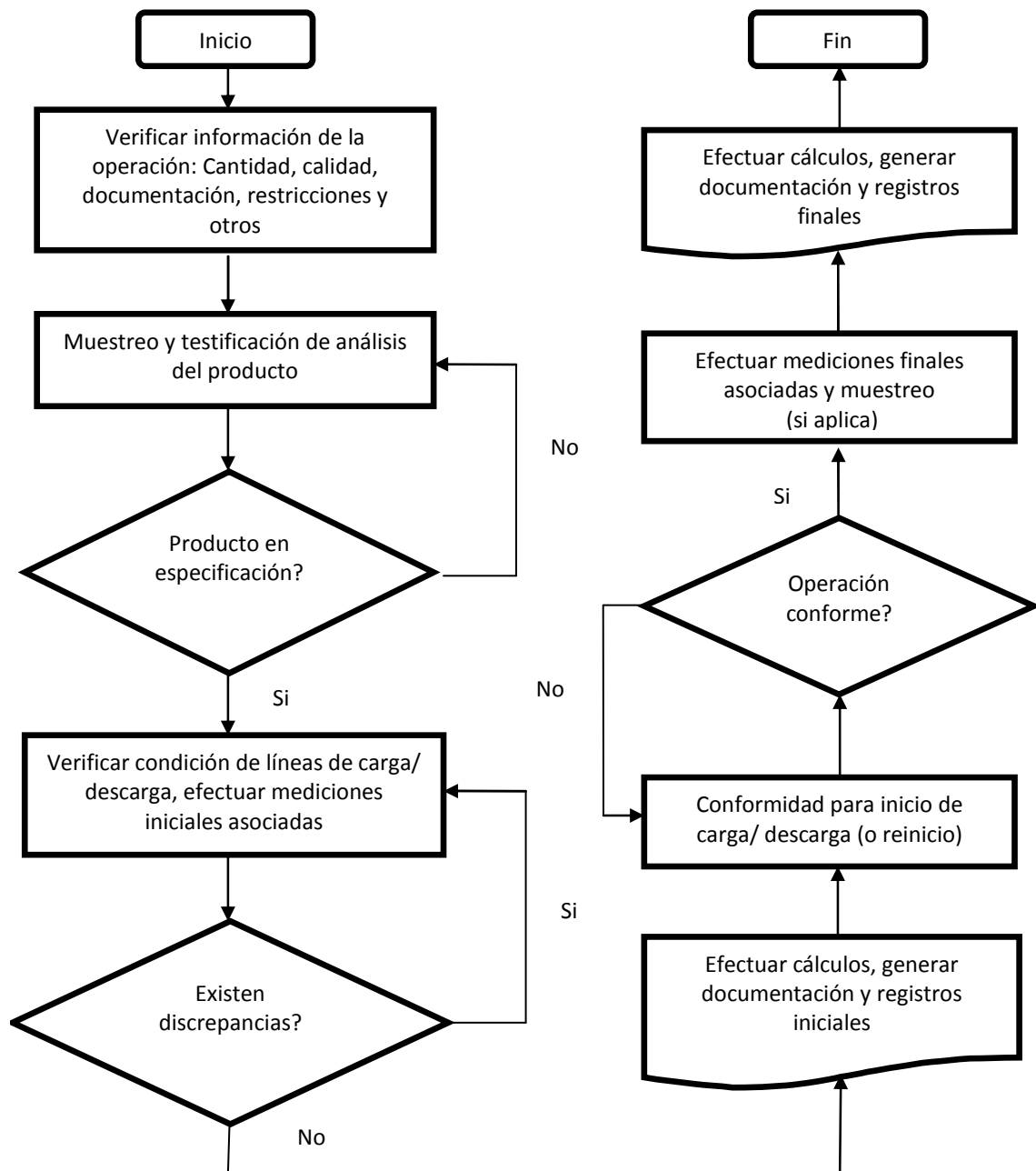
El alcance de la función y labor del personal asignado por las compañías de inspección independiente, para determinada inspección, está determinada por acuerdos contractuales, los cuales toman comúnmente la forma de Orden de Nominación de Trabajo. El alcance de la nominación generalmente incluye alguna o todas las siguientes solicitudes:

- Trabajo coordinado y conjunto con personal designado de refinerías, terminales, depósitos aduaneros, oficiales de buques, agentes navieros y de aduana, y otras partes involucradas en la operación de transferencia.
- Medición, muestreo y seguimiento detallado de la operación para verificar que la transferencia de la carga se efectúa de acuerdo a los estándares acordados.

- Realización de cálculos y llenado de reportes de acuerdo a los estándares internacionales y locales.
- Efectuando y dejando constancia de protesta, debido a acciones u omisiones por parte de la Terminal o el buque, que puedan dar origen a discrepancias.
- Reportando de manera rápida y veraz de los hallazgos a todos los interesados.
- Manteniendo un nivel ético de confidencialidad entre las partes comercialmente involucradas.

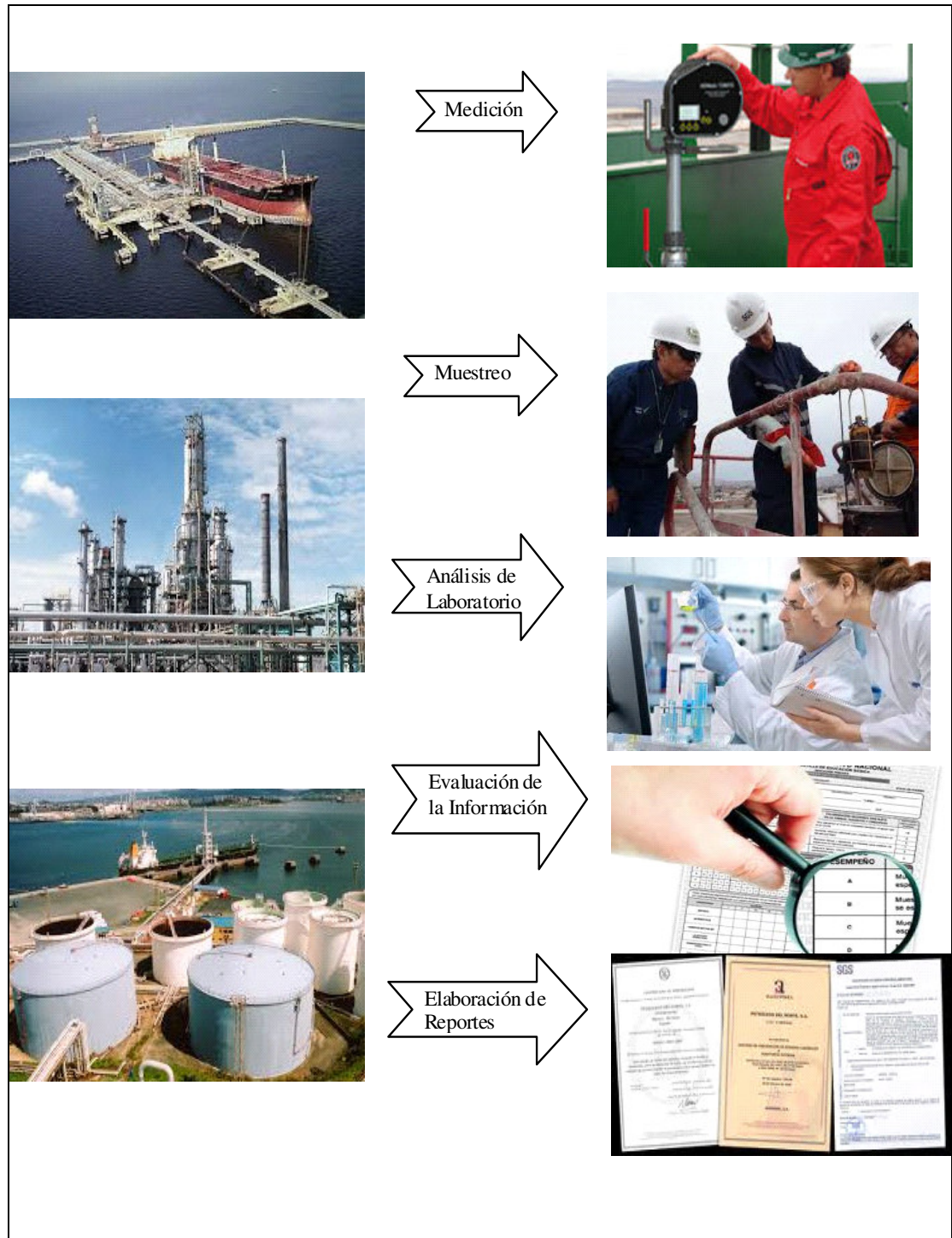
En la Figura 5.1 mediante un diagrama de flujo, se presenta de manera esquematizada las principales etapas que comprende una labor de inspección. De manera similar en la Figura 5.2 se muestra un diagrama sobre las principales secuencias de operaciones que efectúa el inspector independiente.

Figura 5.1. Diagrama: Función del Inspector Independiente



Elaboración: A cargo del autor del trabajo monográfico

Figura 5.2. Secuencia de operaciones en la Inspección en Campo que realiza el autor del presente trabajo monográfico



Elaboración: A cargo del autor del trabajo monográfico

5.1.4 Funciones generales de los inspectores en las operaciones de carga y descarga

Las líneas siguientes describen brevemente las funciones y operaciones efectuadas por los Inspectores durante transferencias de carga y descarga:

- Supervisar la operación de carga/ descarga conjuntamente con el personal de buque y tierra, respectivamente.
- Verificar que la cantidad de carga nominada pueda ser embarcada, desde el terminal hacia el buque, o recepcionada, en el buque desde el terminal.
- Presenciar y supervisar análisis de calidad de acuerdo a parámetros previamente requeridos en laboratorios apropiados.
- Realizar todas las medidas involucradas antes y después de la operación respectiva de carga/descarga. (Mediciones de producto, vacío, lectura de medidores automáticos de nivel, medidas de temperaturas y muestreo).
- Verificar la condición de las líneas de carga/descarga en tierra, mediante los medios y prácticas disponibles y permitidas por el terminal antes y después de la operación respectiva.
- Registrar todos los valores obtenidos y verificar los métodos de cálculo dentro de los estándares establecidos.
- Efectuar la verificación de cantidad de combustible antes y después de la operación de transferencia, a efectos de proteger la integridad de la carga.
- Efectuar la determinación de cantidades remanentes a bordo anterior al embarque, y establecer que tanques del buque están en condiciones para recibir la carga nominada. Verificar el historial de cargas previas y procedimientos de limpieza, tanto de los tanques como del sistema de bombas y líneas del buque hasta donde sea posible.
- Al inicio de cargas o al término de descargas, medir los tanques de carga y todos aquellos espacios vacíos declarados. Reportar todos los hidrocarburos líquidos y no líquidos, así como el agua libre.
- En descargas, comparar cantidades de abordo en el Puerto de Embarque y cantidades de a bordo en el Puerto de Descarga, a efectos de verificar la variación en tránsito.

- De presentarse situaciones irregulares durante el tiempo que toma la operación respectiva, o hechos que van contra los intereses de las partes, se emitirá la apropiada Nota de Aparente Discrepancia o Carta de Protesto a quien fuese responsable, informando prontamente de los hechos a las personas o compañías involucradas en la operación puntual.
- Después de finalizada la operación de carga/descarga, se emitirá la documentación respectiva, la cual será refrendada por los representantes de las partes. La información más importante, incluyendo el Conocimiento de Embarque, cantidades provisionales o finales recibidas, cantidades de a bordo, Informe de Estadía y detalles de calidad de la carga será transmitida prontamente a los interesados.

5.2. Errores comunes de medición

El petróleo crudo y la mayoría de sus derivados, son cuantificados y reportados en volúmenes estándar. Estos son reportados a 15°C en el sistema métrico y a 60°F en el sistema americano (el que predominantemente es usado). Es por esto que la incertidumbre global del volumen estándar está compuesta por las incertidumbres de las operaciones de medición, así como de las ecuaciones empleadas para corregir dichos valores.

Asociado a éstas mediciones, se registran errores diversos, los cuales se han agrupado mayormente en los de tipo espurio, sistemático y aleatorio.

Se describirá por lo tanto, las características de los errores antes mencionados en las diversas fases de la operación de transferencia de fluidos hidrocarburos, y su implicancia en la determinación de las cantidades entregadas desde los tanques de tierra y buque, es decir los conocimientos de embarque, y la determinación de los correctos volúmenes recibidos en los lugares de destino.

5.2.1. Incertezas de la medición

El petróleo crudo y la mayoría de los productos líquidos se cuantifican en base a volumen estándar. Los volúmenes estándar más comunes se definen a 15°C

en el sistema métrico y a 60°F en el sistema americano. En algunos lugares se usa como base de temperatura estándar 20°C, pero generalmente con productos químicos involucrados.

La incertidumbre global de la cifra del volumen estándar está compuesta por lo tanto, de las incertidumbres de las mediciones de volumen, de temperatura, de presión y las fórmulas que se usan para corregir los valores de temperatura y presión.

Por ejemplo, una incertidumbre de 1% en la medición de volumen, probablemente afectará la cifra del volumen estándar en la misma proporción. Una incertidumbre del 1% en presión, tendrá un impacto mucho menor en la cifra global, ya que los aceites son poco comprimibles.

Cada una de estas incertidumbres afectará el resultado final en diverso grado.

5.2.2. Medición estática

La incertidumbre de la medición estática del volumen en los tanques, es el resultado de la incertidumbre de la medición del nivel del líquido, así también como de la incertidumbre de las tablas de calibración de los tanques. Las sondas automáticas de los tanques, tienen en su mejor calibración una repetibilidad de +/- 1 mm. Esto significa que, con una buena calibración ésta puede considerarse la incertidumbre global de la medición de nivel. Desafortunadamente, las sondas automáticas requieren de verificación y ajuste periódico para arrojar valores confiables, y su uso está circunscrito mayormente para reportar valores referenciales.

5.2.3. Mediciones generales

Los errores en la determinación de cantidades pueden ser el resultado de no usar equipos calibrados en forma adecuada, como se mencionó anteriormente, ejercicio de medición en desacuerdo con las normas, o procesos de escritorio erróneos.

Algunos ejemplos de posibles errores que no son específicos para los tanques de buque o tierra, incluyen:

- El empleo de equipos de medición defectuosos o no estándar
- Estratificación de densidad y temperatura
- Diferencias de altura del tanque, altura referencial observada, entre las mediciones iniciales y finales
- Condiciones ambientales adversas al momento de la medición
- Uso de tablas de calibración incorrectas, o uso erróneo de las tablas de los tanques
- Uso de factores de corrección incorrectos, incluyendo errores de conversión entre distintos sistemas de unidades
- Errores aleatorios en las mediciones
- Desviación de procedimientos al no haber efectuado el adecuado.

5.2.4. Mediciones en tierra y en buque

De acuerdo a procedimientos establecidos, las cantidades reportadas en los Conocimientos de Embarque, así como las cantidades recibidas en los terminales, están basados mayormente en mediciones de los tanques de tierra. Adicionalmente, estas mediciones son casi en su totalidad manuales, a pesar de la tendencia gradual a uso de medidores automáticos de nivel y temperatura, siendo éste método tradicional aceptado como el mejor y más confiable para determinar las cantidades recepcionadas o despachadas desde los tanques de tierra.

Sin embargo, la exactitud con la que son realizadas éstas mediciones va más allá de la habilidad y experiencia del personal que lo realiza, por lo cual es necesario identificar los tipos de errores más frecuentes asociados a las mediciones.

A continuación se mencionan algunos factores adicionales, que usualmente son fuente de error, y se deben tomar en cuenta al efectuar las mediciones en tierra y en buque:

- Válvulas de tanque incorrectamente alineadas
- Filtración en el sistema de manifold y válvulas
- Flexión del fondo del tanque

- Acumulación de material sólido en el fondo del tanque, coincidente en el punto de medición
- Tubería de punto de medición no perforada (sin ranuras)
- Cambios en el peso del techo de tanques de techo flotante, debido a factores ambientales como lluvia o nieve
- Mediciones cuantitativas realizadas en la zona crítica del tanque de tierra

Los errores más frecuentes pueden clasificarse en tres categorías:

a) Error espurio

Viene a ser lo que se conoce como equivocaciones. Pueden darse por ejemplo en la lectura o transcripción de datos. Así tenemos, se puede leer en la cinta de medición lecturas de un metro y cinco centímetros y se puede reportarlo erróneamente como un metro cincuenta centímetros. Del mismo modo, pueden darse equivocaciones de diez grados Celsius o Fahrenheit al leer termómetros de mercurio.

Generalmente estos errores son detectados antes de hacer los cálculos de cantidades pero no siempre es el caso. La presencia de varias personas que atestiguan las mediciones es una forma de reducir la incidencia de éste tipo de error.

b) Error sistemático

Conocido como error sistemático, de tendencia o de desviación, forma parte del sistema en el cual se opera.

Por ejemplo, una calibración inexacta de un tanque de almacenamiento indicará siempre una cantidad mayor o menor de la que contiene realmente.

De igual manera, deflecciones en fondos de los tanques a partir de cierto volumen contenido, nos darán una sobre estimación del mismo, de no realizar las correcciones pertinentes.

Este tipo de errores es difícil de detectar, principalmente debido a que siguen una misma dirección o tendencia y son de poca magnitud. Sin embargo, luego

de cierto tiempo, éstos pueden traducirse en la entrega o recepción sobre estimada o insuficiente de gran cantidad de producto.

c) Error aleatorio

Es la forma más común de error, encontrado en cualquier momento que efectuamos cualquier tipo de medición, viene a ser el error al azar. Por ejemplo, la presencia de olas marinas durante la medición en buque genera valores no muy acertados con respecto al real. De igual manera la presencia de obstrucciones en alguna parte del tanque correspondiente al punto de medición designado puede originar datos equivocados. La presencia de agua en “bolsones” aislados coincidentes con el punto de medición más no uniformemente en la superficie del tanque es otro ejemplo.

Este tipo de error es difícil de ser erradicado del todo, pues depende de una situación y un momento específico durante el cual se efectuaron las operaciones.

5.2.5. Orígenes de los errores

Identificados los tipos de errores involucrados en las operaciones, podemos examinar el origen de los mismos.

a) Objeto de medición:

Básicamente es el producto objeto de medición. Productos de alta viscosidad son difíciles de medir por la vía directa, sondaje, así como la determinación de agua libre exige un procedimiento más meticuloso. De igual manera, productos de alta volatilidad, como las gasolinas, pueden ocasionar problemas para ser medidos.

b) Instrumento de medición

Los equipos para determinar el nivel del líquido, la temperatura, densidad, etc., deberían estar en buenas condiciones operativas y ser adecuados para la función a realizar, esto a partir de procedimientos internos en cada lugar en los cuales se realiza este tipo de trabajo. Sin embargo, es función de las partes

verificar el estado óptimo de los equipos de trabajo, pues no siempre son los apropiados.

c) Operador

Dependiendo de la experiencia y habilidad de éste se obtendrán los resultados. Es razonable que la preparación varíe de un lugar a otro, pero una evaluación rápida de la operación de medición efectuada y su repetición respectiva de ser necesario, aminorarán posibles errores a ser lamentados posteriormente.

d) Medio ambiente

Viene a ser el medio en que se desarrolla la medición. La luz disponible, condiciones de lluvia o viento, el diseño del terminal, el movimiento marino y otros, pueden ser condiciones que no faciliten la obtención de datos lo más exactamente cercanos al valor real.

5.2.6 Errores en la medición

EJEMPLO EVALUADO

ENTREGA DE 1,000 TONELADAS METRICAS DE DIESEL DESDE UN TANQUE CILINDRICO VERTICAL DE TECHO FIJO DE DIÀMETRO INTERNO IGUAL A 30 METROS

DATOS PATRONES A SER EVALUADOS

Sonda Inicial: 17.600 m	Sonda Final: 15.867 m
Temp. Inicial: 27°C= 80.6°F	Temp. Final: 27°C= 80.6°F
Dens. Inicial: 826.0 Kg/m3 15°C	Dens. Final: 826.0 Kg/m3 15°C
Grav. API Inicial: 39.7	Grav. API Final: 39.7

a) ERROR EN EL NIVEL DE MEDICION (5 mm)

EVALUACION CORRECTA:

Sonda (m)	Vol.Obs. (Bbls)	API 60°F	Temp. °C/ °F	ASTM T(6B)	Vol.Est. (Bbls)	ASTM T(13)	PESO (t)
17.600	78,265.36	39.7	27/80.6	0.98999	77,481.92	0.13110	10,157.88
15.867	70,558.90	39.7	27/80.6	0.98999	69,852.61	0.13110	9,157.68
Variación	7,706.46				7,629.31		1,000.20

EVALUACION INCORRECTA: (Sonda=17.605 m)

Sonda (m)	Vol.Obs. (Bbls)	API 60°F	Temp. °C/ °F	ASTM T(6B)	Vol.Est. (Bbls)	ASTM T(13)	PESO (t)
17.605	78,287.63	39.7	27/80.6	0.98999	77,503.97	0.13110	10,160.77
15.867	70,558.90	39.7	27/80.6	0.98999	69,852.61	0.13110	9,157.68
Variación	7,728.73				7,651.36		1,003.09
	0.29%				0.29%		0.29%

b) ERROR EN LA TEMPERATURA DE MEDICION (1°C)

EVALUACION CORRECTA:

Sonda (m)	Vol.Obs. (Bbls)	API 60°F	Temp. °C/ °F	ASTM T(6B)	Vol.Est. (Bbls)	ASTM T(13)	PESO (t)
17.600	78,265.36	39.7	27/80.6	0.98999	77,481.92	0.13110	10,157.88
15.867	70,558.90	39.7	27/80.6	0.98999	69,852.61	0.13110	9,157.68
Variación	7,706.46				7,629.31		1,000.20

EVALUACION INCORRECTA: (Temperatura=26°C)

Sonda (m)	Vol.Obs. (Bbls)	API 60°F	Temp. °C/ °F	ASTM T(6B)	Vol.Est. (Bbls)	ASTM T(13)	PESO (t)
17.600	78,265.36	39.7	26/78.8	0.99087	77,550.80	0.13110	10,166.91
15.867	70,558.90	39.7	27/80.6	0.98999	69,852.61	0.13110	9,157.68
Variación	7,706.46				7,698.19		1,009.23
	0.00%				0.89%		0.89%

c) **ERROR EN LA DENSIDAD LEIDA (1 Kg/m³)**

EVALUACION CORRECTA:

Sonda (m)	Vol.Obs. (Bbls)	API 60°F	Temp. °C/ °F	ASTM T(6B)	Vol.Est. (Bbls)	ASTM T(13)	PESO (t)
17.600	78,265.36	39.7	27/80.6	0.98999	77,481.92	0.13110	10,157.88
15.867	70,558.90	39.7	27/80.6	0.98999	69,852.61	0.13110	9,157.68
Variación	7,706.46				7,629.31		1,000.20

EVALUACION INCORRECTA: (Densidad=827.0 kg/m³ = API 60°F= 39.5)

Sonda (m)	Vol.Obs. (Bbls)	API 60°F	Temp. °C/ °F	ASTM T(6B)	Vol.Est. (Bbls)	ASTM T(13)	PESO (t)
17.600	78,265.36	39.5	27/80.6	0.99001	77,483.49	0.13126	10,170.48
15.867	70,558.90	39.7	27/80.6	0.98999	69,852.61	0.13110	9,157.68
Variación	7,706.46				7,630.88		1,012.80
	0.00%				0.02%		1.24%

SUMARIO DE DIFERENCIAS PORCENTUALES Y ERRORES

ACUMULADOS

	Vol. Obs.(Bbls)	Vol. Est. (Bbls)	Ton. Met.
Nivel (5 mm)	0.29%	0.29%	0.29%
Temp. (1°C)	-.-	0.89%	0.89%
Dens. (1 kg/m³)	-.-	0.02%	1.24%
Dif. Totales	0.29%	1.20%	2.42%
Error Acumulado	0.29%	0.94%	1.55%

EXTRACTO DE LA TABLA DE CALIBRACION – TANQUE
CILINDRICO VERTICAL DE DIAMETRO IGUAL A 30 METROS (*)

SONDA (m)	VOLUMEN (Bbls)	SONDA (m)	VOLUMEN (Bbls)
17.592	78,229.76	15.859	70,523.30
17.593	78,234.23	15.860	70,527.77
17.594	78,238.70	15.861	70,532.23
17.595	78,243.16	15.862	70,536.63
17.596	78,247.56	15.863	70,541.10
17.597	78,252.03	15.864	70,545.56
17.598	78,256.50	15.865	70,550.03
17.599	78,260.90	15.866	70,554.43
17.600	78,265.36	15.867	70,558.90
17.601	78,269.83	15.868	70,563.37
17.602	78,274.23	15.869	70,567.77
17.603	78,278.70	15.870	70,572.23
17.604	78,283.16	15.871	70,576.70
17.605	78,287.63	15.872	70,581.10
17.606	78,292.03	15.873	70,585.57
17.607	78,296.50	15.874	70,590.03

(*) Cargo Reconciliation & Voyage Analysis” Ghassem Barshovi, SGS Redwood Services
Geneva - Switzerland

INTERPRETACION DE RESULTADOS

En el ejemplo mostrado anteriormente, se aprecia el efecto de los errores de medición de niveles, medición de temperaturas y determinación de densidades, están dispuestos de tal manera que se aprecie el impacto de éstos errores ocurriendo de modo individual en tiempos diferentes.

En el caso del efecto de una medición de nivel incorrecta, la medida inicial ha sido sobre estimada en 5 mm. Esto conducirá a obtener un mayor volumen en la tabla de calibración y por lo tanto una sobre estimación del contenido del

tanque antes de la transferencia. Como consecuencia la cantidad entregada será aparentemente mayor a la real.

En el ejemplo, el volumen sobre estimado será de 22.27 Bbls (0.29%). De modo directo a partir del volumen observado sobre valorado, se afectan de igual modo el volumen estándar y el peso, siendo en el ejemplo, el volumen estándar sobre estimado de 22.05 Bbls y el peso sobre estimado de 2.89 Toneladas, en ambos porcentualmente 0.29%.

Siendo la temperatura medida incorrectamente, el efecto de la disminución de 1°C en la temperatura inicial sobre el volumen observado no tendrá efecto alguno, pues las medidas de nivel son correctas, sin embargo, el valor correspondiente al Factor de Corrección de Volumen (Tabla ASTM 6B) será mayor por lo que el volumen estándar será sobre estimado y de modo subsecuente el correspondiente al peso.

En el ejemplo, la sobre estimación porcentual del volumen estándar y peso es de 0.89 %.

Con respecto a la determinación errónea de densidades, causado por muestreo o análisis defectuoso frecuentemente, las medidas de nivel y temperaturas son correctas, pero en todo caso, un error de 1 kg/m³, correspondiente en el ejemplo a 0.2 de Densidad API, no afecta a los volumen observado pero si ligeramente al volumen estándar, y previsiblemente al valor del factor de corrección de peso (Tabla ASTM 13), el cual será mayor, representando una sobre estimación del peso considerable.

En el ejemplo, el peso entregado sobre estimado fue de 12.60 Toneladas (1.24%).

De lo anterior, errores en las mediciones afectan al volumen observado, al volumen estándar y al peso de igual forma. Errores en la temperatura afectan al volumen estándar y al peso, mientras que errores en la determinación de la

densidad afectan de modo ligero al volumen estándar y de modo considerable al peso final.

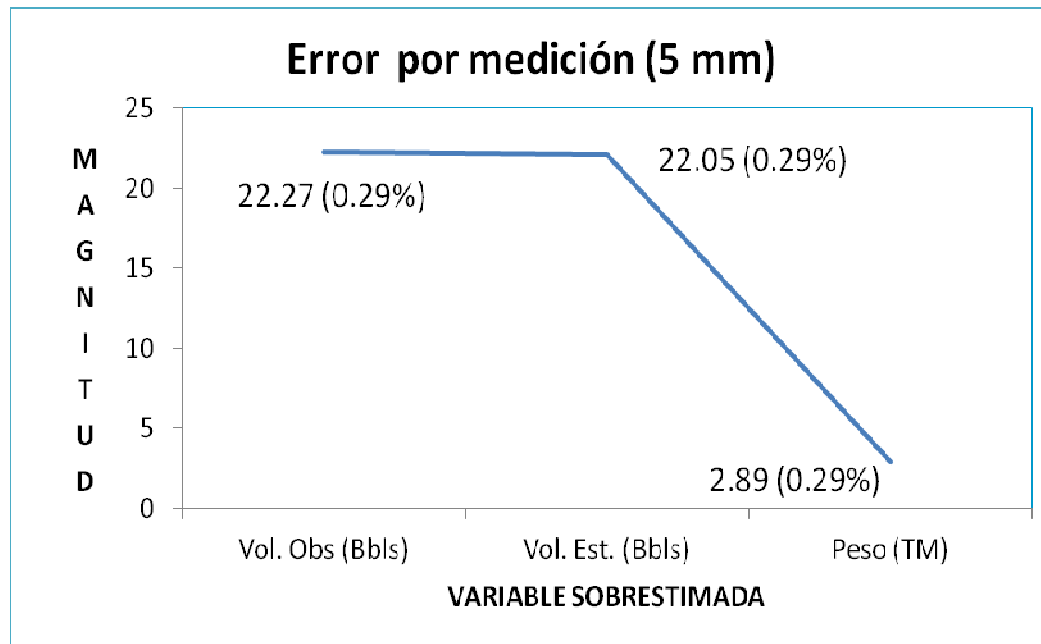
DESCRIPCIÓN GRÁFICA E IMPLICANCIA ECONÓMICA ASOCIADA :

Fuente Base: PETROPERU – Lista de Precios (AVIA-01-2014) – Vigente al 25 de Setiembre del 2,015

Producto : Turbo Jet A1

Densidad típica : 775 – 840 kg/ m³

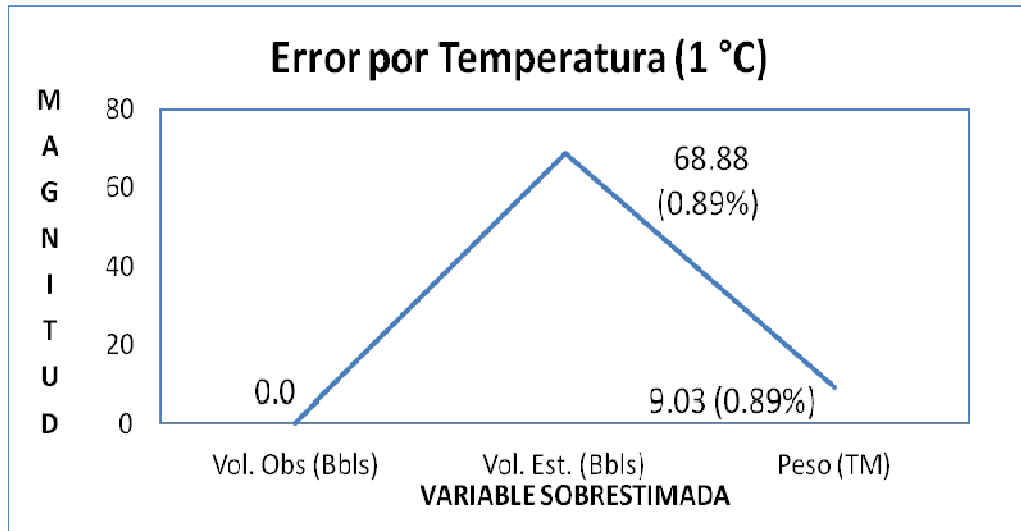
Costo : \$ 3.66/ galón



Cuadro Gráfico 5.2.6.1. Error por medición

Implicancia de Error por medición en 5 mm:

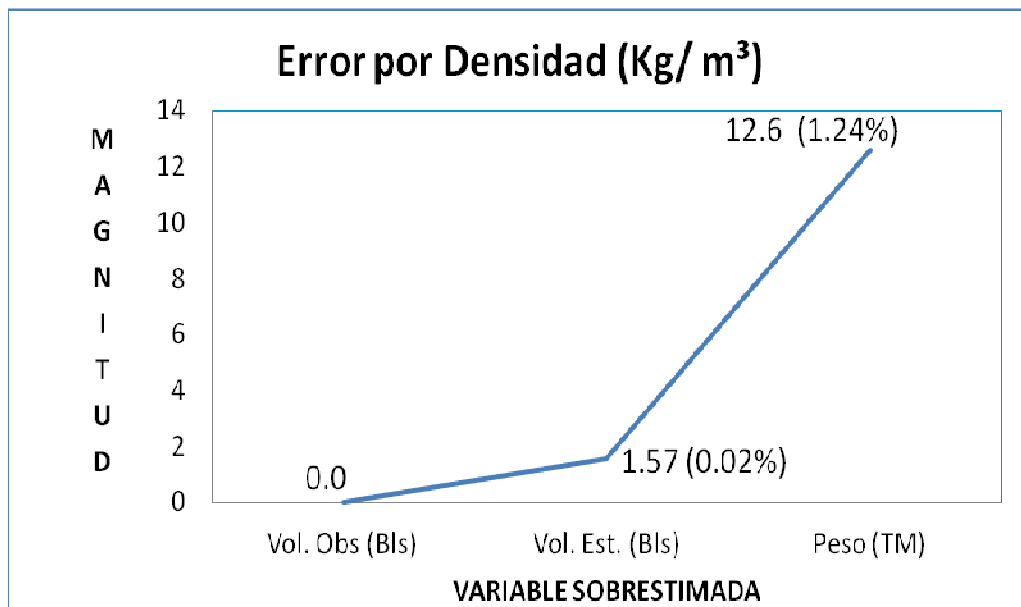
- Sobre estimado en volumen de 22.27 Bbbs Obs. (equiv. a 2.89 TM)
- Costo aprox. implicado: \$ 3,423



Cuadro Gráfico 5.2.6.2. Error por temperatura

Implicancia de Error por Temperatura en 1°C:

- Sobre estimado en 68.88 Bbls. Est. (equiv. a 9.03 TM)
- Costo aprox. implicado: \$ 10,686



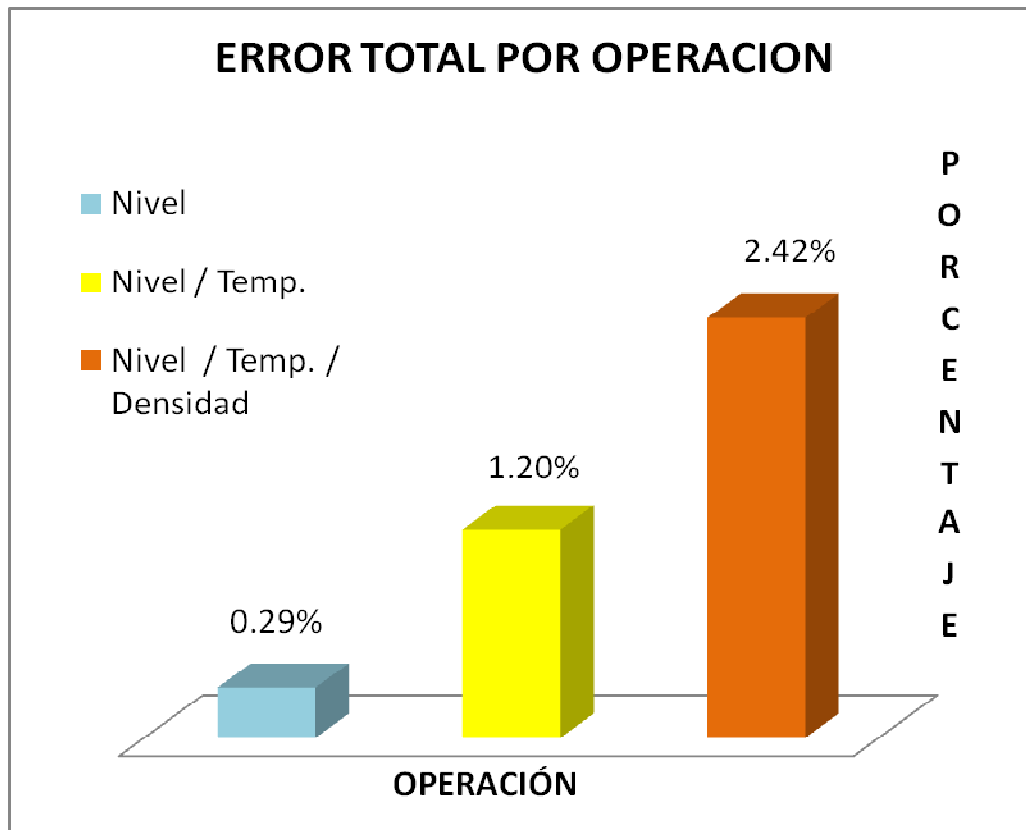
Cuadro Gráfico 5.2.6.3. Error por densidad

Implicancia de Error por Densidad en 1 kg/ m³:

- Sobre estimado en 12. 60 Toneladas Métricas

- Costo aprox. implicado: \$14,905

ERROR PORCENTUAL TOTAL Y COSTO ASOCIADO DEBIDO A LOS ERRORES DE NIVEL, TEMPERATURA Y DENSIDAD



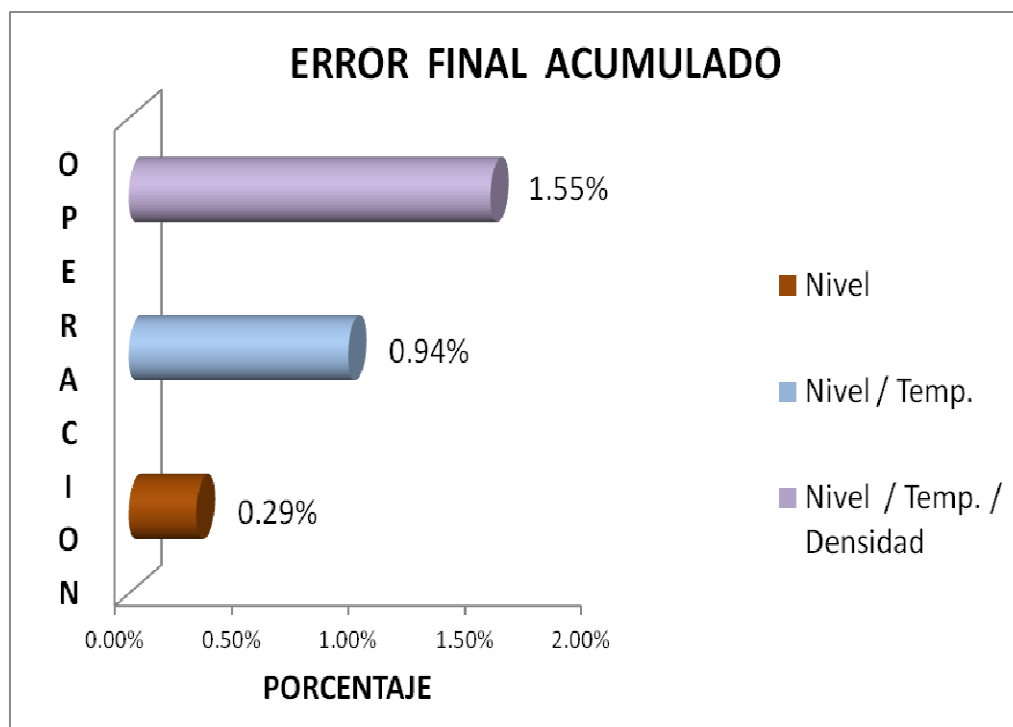
Cuadro Gráfico 5.2.6.4. Error total por operación

Costo debido a Errores de Nivel: \$3,423 (0.29% Error Total)

Costo debido a Errores de Nivel y Temperatura: \$14,109 (1.20% Error Total)

Costo debido a Errores de Nivel, Temperatura y Densidad: \$29,014 (2.42% Error Total)

ERROR PORCENTUAL FINAL ACUMULADO DEBIDO A LOS ERRORES DE NIVEL, TEMPERATURA Y DENSIDAD



Cuadro Gráfico 5.2.6.5. Error final acumulado

De las tablas comparativas de los errores acumulados (raíz de la suma de los cuadrados), se observa que la inexactitud en los ejemplos correspondientes, es mayor cuando se determina la densidad, luego la temperatura y finalmente el nivel, en ese orden, por ejemplo, los errores en la medición de temperatura afectan de modo más significativo el volumen estándar que la medición de nivel.

Adicionalmente, una sobre valoración de volúmenes, debido a mediciones erróneas, también puede deberse al mayor diámetro del tanque, siendo igual la unidad de longitud transferida. Esto es, porque a mayor diámetro mayor variación de volumen por unidad de longitud.

Finalmente, se concluye de acuerdo a la magnitud de los errores acumulados, éstos son mayores al trabajar con una densidad errónea, y en menor escala al registrar medida de nivel equivocada. El error debido a temperatura, también

tiene un impacto considerable, por lo que se deben tomar las medidas apropiadas para eliminar o reducir al máximo todos éstos errores.

5.3. Equipos principales de medición

Para la correcta cuantificación de los productos hidrocarburos líquidos y sus derivados, se emplean diversos equipos manuales y electrónicos, que dependiendo de su correcta precisión y uso, permitirán determinar valores volumétricos aceptables dentro de los estándares, y por lo tanto reconocidos por las partes como válidos.

Comprendidos dentro de esta gama de equipos empleados, se encuentran principalmente las cintas manuales (winchas) y electrónicas, los termómetros manuales y electrónicos, así también como los medidores de flujo (o meters). Equipos asociados para la correcta determinación de la calidad y volumen son también los equipos de muestreo y los de análisis de laboratorio.

Se describirá brevemente los tipos de equipos antes mencionados, su correcto uso de acuerdo a la norma que los sustenta, los rangos de incertidumbre asociados, y las tendencias de uso actuales.

5.3.1. Significado de la medición

El proceso de la medición y cuantificación en un tanque, involucra la determinación de distintos parámetros tales como el nivel de producto y agua, el valor de la temperatura del mismo, la determinación de la densidad e impurezas presentes, con el fin de calcular el correcto volumen contenido.

5.3.2. Importancia de la medición

La precisa determinación de la cantidad de producto almacenado en un tanque, es de importancia vital para el correcto control de inventarios de volúmenes almacenados, recepcionados y/o transferidos, debido a la considerable implicancia económica asociada.

SIGNIFICADO DEL MUESTREO.-

El proceso de muestreo en tanques, implica la obtención de una pequeña porción representativa del producto total contenido en éste, o también la obtención de una pequeña porción de material de un área seleccionada, que es representativa del material en el área.

IMPORTANCIA DEL MUESTREO.-

La importancia de una muestra extraída correctamente, implica que mediante análisis de laboratorio, se determinarán sus propiedades físicas y químicas, las cuales serán empleadas para determinar volúmenes estándares, precios de transacción y el cumplimiento de especificaciones regulatorias y comerciales.

5.3.3. Normatividad de los equipos de medición y muestreo

Los equipos a ser empleados están normados y especificados en cuanto a características de uso y aprobación en los siguientes documentos:

API MPMS Cap 3 Secc 1A - Procedimiento estándar para la medición de petróleo y productos de petróleo

- Dispositivo portátil de medición electrónica
- Cinta portátil de medición manual
- Plomada y varilla de aforo

Como parte del estándar se incluye el uso de las pastas indicadoras de producto y agua.

API MPMS Cap 7 - Determinación de temperatura

- Termómetro de mercurio en vidrio
- Termómetro portátil electrónico
- Termómetro automático fijo

API MPMS Cap 8 - Muestreo

- Muestreador tipo cubilete o lastrado
- Portamuestreador metálico(tipo canastilla)
- Muestreador zonal
- Muestreador de fondo

API MPMS Cap 17.11 / EI HM 52 - Medición y muestreo de cargas a bordo de tanques de buque empleando equipos cerrados y restringidos

- Equipo manual de muestreo restringido y cerrado
 - * Gráficos de equipos en Anexo 3 y Anexo 4

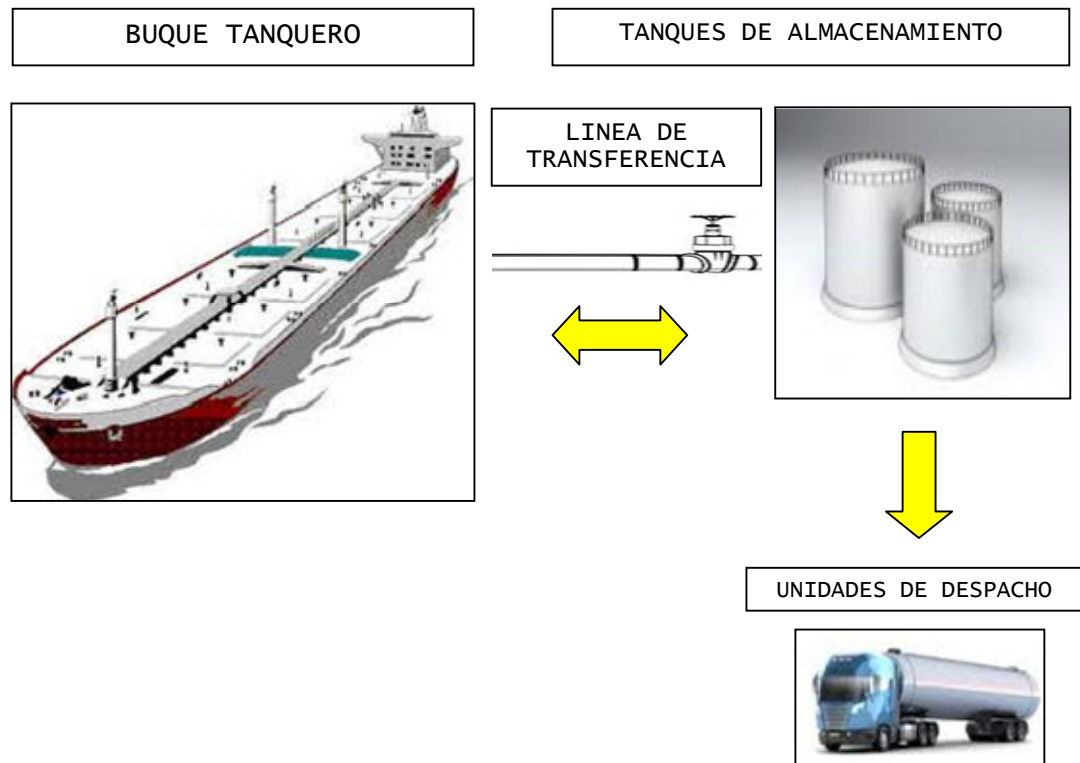
5.4. Inspección y medición en operaciones de carga y descarga

Las operaciones de embarque y descarga de productos hidrocarburos líquidos y sus derivados, implican una serie de procesos de inspección, medición y cuantificación de la carga involucrada.

Teniendo en cuenta, que éstas involucran transferencia de volúmenes desde o hacia tanques de tierra y buque, existen una serie de técnicas para la correcta operación de inspección y medición asociada.

Dentro de las consideraciones que se efectúan se menciona como principales: la compatibilidad de las cargas previas, el uso de las líneas de cargas adecuadas o correctamente preparadas, el tipo de medición puntualmente empleado, ya sea medición de producto o medición de vacío, así también como los factores adversos a dichas operaciones.

Figura 5.3. Secuencia de transferencia en operaciones de carga y descarga



Elaboración: A cargo del autor del trabajo monográfico

5.4.1. Inspección en el puerto de carga

A) ANTES DE LA OPERACIÓN DE CARGA

a) Inspección en tierra

a.1) Reunión de coordinación

En la reunión de coordinación, el personal operativo involucrado tales como los inspectores de carga y los representantes de planta (tierra), son identificados, sus responsabilidades definidas y todos los procedimientos y planes concernientes a la operación de carga son revisados o modificados hasta concordancia completa entre las partes involucradas.

Adicionalmente se verificará a través del representante de la planta sobre si puedan existir condiciones especiales en su jurisdicción que puedan afectar adversamente la operación de la carga. Como información resaltante de ésta reunión, se efectuará lo siguiente:

- Se obtendrá el plan y las cantidades a cargar, verificando que éstas se encuentren conforme a las instrucciones de inspección.
- Se coordinará respecto al muestreo y análisis del producto o productos a embarcar. Estos deberán encontrarse dentro de la especificación de calidad requerida
- Se verificará y reportará la existencia de cualquier restricción a los procedimientos de inspección.
- Se acordará los procedimientos de seguridad a ser aplicados.
- Se verificará el método de cuantificación local contra el método estándar, reportando cualquier desviación que se presuma producir.

a.2) Líneas de embarque

Mediante información proporcionada por el terminal, se toma conocimiento acerca de la naturaleza y cantidad del material contenido en las líneas a ser usadas en el embarque. Se toman muestras de la línea, y mediante análisis de laboratorio, se comprobará la información. Para verificar la condición de las líneas, se requerirá desplazamiento de éstas, de acuerdo al estándar API MPSM

Cap 17.6 (Norma para la determinación del llenado de líneas entre tanques de buque y tierra).

Se verificará la independencia de los sistemas a usar.

Las válvulas de líneas y tanques involucrados serán verificadas en la posición apropiada y en lo posible serán selladas. Las capacidades de las líneas a ser empleadas serán registradas.

a.3) Registro de datos previos a la medición

Se identificará el tanque o los tanques a ser empleados en la operación puntual. Se registrarán las particularidades como el tipo de tanque, última fecha de calibración, existencia de sistemas agitadores, de calefacción, de medición automática. Se obtendrán y registrarán las medidas y cantidades correspondientes a la última medición.

Se puede registrar las medidas (automáticas o físicas) de otros tanques comunicados con el sistema de carga.

a.4) Medición de producto y agua del tanque

Antes de efectuar las mediciones correspondientes, es necesario confirmar lo siguiente:

De existir agitadores, éstos deberían de haberse detenido para permitir el adecuado tiempo de reposo.

El estado de la línea correspondiente al tanque debería estar alineada y empacada al sistema de embarque.

Como paso inicial previo a la medición, se procederá a registrar las medidas automáticas de los sistemas de control (medida de altura de producto y registro de temperatura).

Se tomarán mediciones iniciales de producto y agua, empleando las pastas indicadores adecuadas, en conformidad al estándar API MPMS Cap 3 – Secc. 1A (Medición del Tanque – Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos de petróleo).

Las mediciones serán lecturas consecutivas, se aceptan aquellas dentro de un rango de diferencia de 3 mm (1/8”) las que finalmente serán promediadas al 1 milímetro más cercano para cintas en sistema métrico y al 1/8 de pulgada para cintas en sistema inglés (Secc. 3.1A.9.1.1)

Se compararán las alturas referenciales observadas de tablas y las medidas físicamente para detectar posibles problemas de fondos. Se compararán las mediciones manuales con las automáticas reportando las diferencias si las hubiera.

a.5) Medición de temperatura del tanque

Se procederá a la medición y registro de temperatura. Para ello se aplicará el procedimiento descrito en el estándar API MPMS Cap 7 (Determinación de Temperatura)

En esta se especifica que, si los tanques de almacenamiento tuviesen altura de líquido de más de 10 pies (3 metros) las temperaturas se tomarán en tres niveles:

Medio de los tercios superior, medio e inferior del tanque, siendo el promedio el valor reportado. Caso contrario a la especificación, y adicionalmente si se encontrase un volumen menor a los 5,000 Barriles, una única lectura se efectuará en el punto medio del producto hidrocarburo API MPMS Cap 7 – Secc 6.3.3./ 6.4.4

Si el contenido de la línea asociada, es considerable, se deberá proceder a registrar la temperatura del producto en la línea.

a.6) Muestreo del tanque

Cada tanque usado en tierra para el embarque, será muestreado en cantidad suficiente a requerimiento de las partes interesadas. Las muestras serán obtenidas de acuerdo a la norma API MPMS Cap 8 - Muestreo/ ASTM D-4057 – Práctica estándar para muestreo manual de petróleo y productos de petróleo, la cual especifica como requerimientos mínimos de muestreo para muestras puntuales que, si los tanques de almacenamiento tuviesen altura de líquido de

menos de 10 pies (3 metros), las muestras se tomarán en el nivel medio. Si la altura del líquido es de entre 10 a 20 pies (3 a 6 metros), las muestras serán tomadas en los tercios medios superior e inferior, y finalmente, si la altura del líquido en el tanque de almacenamiento es mayor a los 20 pies (6 metros), las muestras se tomarán en los tercios medios superior, medio e inferior del tanque (ASTM D-4057-12 Tabla 5).

a.7) Uso de medidores de flujo

Si se emplean medidores o contómetros de flujo en lugar de las mediciones manuales en los tanques, se deberá inspeccionar y reportar la suficiencia de las instalaciones de medición. De ser posible se determinará la precisión del medidor, tomando como referencia la última calibración del equipo. Se tomará nota de las lecturas iniciales y se reportará cualquier desviación registrada durante la operación.

a.8) Análisis de Calidad

Las pruebas a ser efectuadas antes del embarque, serán especificados por las partes interesadas. Se reportarán los métodos analíticos usados (ASTM, ISO u otros aprobados por la industria como métodos de análisis). Las pruebas deberán ser efectuadas por personal calificado, y en instalaciones adecuadas. El Inspector supervisará el correcto desarrollo de las mismas y reportará los resultados encontrados, informando si éstos se hallan dentro de las especificaciones requeridas.

b) Inspección en buque

b.1) Lectura física de calados

Antes de abordar la nave, efectuar la lectura de los calados y calcular el trimado actual.

b.2) Reunión de coordinación

En la reunión de coordinación, los inspectores de carga y los representantes de buque, son identificados, sus responsabilidades definidas y todos los procedimientos y planes concernientes a la operación de carga son revisados o modificados hasta concordancia completa entre las partes involucradas.

Adicionalmente, a través de la información proporcionada por el representante del buque, se toma nota de eventos inusuales, que puedan haber ocurrido ya sea en el puerto anterior o durante el viaje en tránsito, los cuales puedan requerir especial coordinación o procedimientos operativos adicionales.

Como información resaltante de ésta reunión, se efectuará lo siguiente:

- Se obtendrá el plan de carga, comprobando que exista capacidad suficiente para la cantidad a embarcar, verificando que ésta se encuentren conforme a la nominación de inspección.
- Se requerirá información respecto al sistema de deslastre del buque, a efecto de evaluar la operación en caso de no existir un sistema de deslastre segregado.
- Se requerirá información respecto a las cargas previas, cálculo del Factor de Experiencia de Buque, y los procedimientos de limpieza empleados en cada tanque.
- Se acordará los procedimientos de seguridad a ser aplicados.
- Adicionalmente se requerirá información respecto a restricciones de la nave tales como temperatura máxima de carga, razones iniciales y finales de carga, así como la parte involucrada a dar por finalizada el embarque (Parada de tierra o parada de buque)

b.3) Líneas de buque

Se requerirá el drenado de las líneas de cubierta hacia los tanques destinados para éste fin, carga o slops. Se registrará la capacidad de las líneas drenadas.

b.4) Inspección de los tanques de buque

Se procederá a inspeccionar visualmente los tanques de carga, así como las líneas y bombas involucradas hasta donde sea posible. La aceptación de carga será en base a la inspección visual, a los últimos tres cargamentos y al método de limpieza utilizado.

Si no fuera posible efectuar la inspección visual de limpieza de tanques accediendo a ellos, se procederá a informar a las partes acerca de las razones, resultados de la inspección desde cubierta, que se puede certificar, y acciones a tomar si procede a embarcar bajo tales circunstancias

b.5) Medición de tanques a bordo

Se procederá a efectuar mediciones en todos los tanques, para determinar la naturaleza del material a bordo (OBQ), anterior a la carga, describiendo si es líquido, agua libre, lodo o sedimento. Esta operación incluye la carga en tránsito y el material en espacios de carga no designados. Como parte de la inspección también se procederá a tomar medidas y temperaturas de los tanques de combustible, independientemente de los grados a bordo.

b.6) Muestreo de la carga a bordo

De existir cantidad de agua libre y material hidrocarburo suficiente se muestreará por separado en los niveles respectivos. De igual manera, si éstos materiales se encuentran sólo presentes de forma individual. Si existiera carga en tránsito, se obtendrá y sellará la muestra compositiva obtenida.

b.7) Sellado de las válvulas de mar

Se efectuará, conjuntamente y en presencia de personal de buque, el cierre de las válvulas de mar y su sellado respectivo. Esto para evitar el ingreso de agua de mar a la carga comercial

B) DURANTE LA OPERACIÓN DE CARGA

a) Inspección en tierra

a.1) Verificación del contenido de la línea de carga

Se evaluará el contenido (estado de llenado) de la línea de tierra por comparación entre el volumen inicial recibido a bordo con el entregado por tierra.

Se efectuarán las correcciones de ser necesario.

a.2) Muestreo del contenido de la línea de carga

Se procederá a tomar muestras del final de la línea de tierra (carga), para evaluar la apariencia y calidad del producto embarcado. De resultar adverso el resultado, se informará y tomarán las acciones respectivas (Desplazamiento interno de líneas, embarque a un tanque no comercial, u otras acciones).

a.3) Verificación del programa de carga

Se efectuarán las acciones de seguimiento respectivas durante la operación de carga.

Se evaluarán las cantidades embarcadas horariamente, de haber discrepancias se procederá a efectuar acciones de verificación o parada.

b) Inspección en buque

b.1) Comunicaciones

El personal responsable a bordo, representantes de buque y tierra, mantendrán comunicación permanente durante toda la operación. Esta comunicación será extensiva hacia el terminal, de esta manera se tomará acción inmediata de surgir imprevistos o problemas durante la transferencia.

b.2) Muestreo de primer pie de carga

A requerimiento de las partes y de la naturaleza del grado a embarcar, se efectuará el muestreo de los tanques de la nave, cuando se halla cargado en

éstos un pie de producto, este muestreo se encuentra especificado en la norma API MPMS Cap 17 - Norma para la inspección de carga marina (Secc 17.1.8.3).

b.3) Verificación del programa de carga

En coordinación con el personal designado a bordo, se comprobará el seguimiento del plan original de carga, salvo modificaciones previamente acordadas por las partes. Se comprobará la segregación de las líneas y los tanques de carga, si los hubiera, las razones horarias de transferencia y los estimados de operación. Se mantendrá informada a las partes del desarrollo de la transferencia de carga.

C) DESPUES DE LA OPERACIÓN DE CARGA

a) Inspección en tierra

a.1) Verificación del contenido de la línea de carga

Se verificará la posición apropiada de las válvulas de líneas y tanques usados, así como el estado de los precintos usados, los cuales deben estar intactos. Se tomará muestra de la línea de carga verificar el contenido final. Se reportarán los hallazgos e incluirá el volumen contenido de línea en los cálculos de cantidad de ser necesario.

a.2) Medición de producto, agua y temperatura en el tanque

Se tomarán medidas, temperaturas y corte de agua a cada tanque usado en la carga, de acuerdo a las normas previamente mencionadas. Los resultados serán reportados en los documentos respectivos.

a.3) Muestreo del tanque

De ser requerido, se procederá a tomar muestras de los tanques después de la carga. Se especificará el tipo de muestreo utilizado de acuerdo a la norma específica.

a.4) Muestreo Automático en línea

De emplearse un muestreador automático, se verificará que el volumen correcto de la muestra fue obtenido. Se atestiguará el retiro de la muestra, la homogenización y el análisis de la misma.

a.5) Medidores de flujo

Si se emplearon durante la transferencia, se procederá a registrar los valores finales de nivel y temperatura leídos. Se requerirá una copia de la boleta emitida. Se deben aplicar en lo posible, procedimientos de verificación manual o automática para efectos comparativos y de reconciliación.

b) Inspección en buque

b.1) Lectura física de calados

Antes de abordar la nave, o efectuar la inspección final realizar la lectura de los calados y calcular el trimado actual. Los valores correspondientes serán registrados para posteriormente ser aplicados a partir de las tablas de corrección del buque. De igual manera se tomará lectura de la inclinación o escora del buque, para efectuar las correcciones pertinentes, si las hubiera.

b.2) Líneas de buque

Antes de efectuar mediciones, las líneas del buque serán drenadas a los tanques de carga. Todas las transferencias internas deberán ser completadas y las válvulas de los tanques aseguradas antes de cualquier operación de verificación.

b.3) Mediciones de producto

Se efectuarán mediciones en todos los compartimientos de carga, de acuerdo a la norma API MPMS Cap. 3 Se inspeccionará la presencia de producto en todos los espacios de carga no designados, de ser encontrado, será cuantificado. Adicionalmente se anotará si las mediciones fueron manuales o automáticas.

b.4) Mediciones de corte de agua

Se medirá el agua libre en cada compartimiento, aplicando la norma API MPMS Cap. 3 Secc 3.1A.10.1 Se anotará el tipo de pasta o aparato utilizado para determinar la interfase producto/agua. De existir cantidad suficiente de agua libre será muestreada.

b.5) Mediciones de temperatura

La temperatura del producto será medida y registrada de acuerdo al procedimiento descrito en el estándar API MPMS Cap 7 (Determinación de Temperatura).

En esta se especifica que, si los tanques de almacenamiento tuviesen altura de líquido de más de 10 pies (3 metros) las temperaturas se tomarán en tres niveles:

Medio de los tercios superior, medio e inferior del tanque, siendo el promedio el valor reportado. Caso contrario a la especificación, y adicionalmente si se encontrase un volumen menor a los 5,000 Barriles, una única lectura se efectuará en el punto medio del producto hidrocarburo, en cada compartimiento individual de carga - API MPSM Cap 7 – Secc 6.3.3./ 6.4.4.

b.6) Muestreo de tanques

Se tomarán muestras representativas de cada tanque del buque, de igual manera a partir de éstas se prepararán muestras compositivas representativas de la carga, en conformidad a la norma API MPMS Cap 8 / ASTM D-4057. Estas serán usadas para los análisis de laboratorio respectivos. Todas las muestras serán debidamente identificadas y selladas, haciendo constar el tipo, cantidad y origen en el documento de recepción de muestras firmado por las partes.

El tiempo de retención de las muestras, será establecido de acuerdo a las circunstancias y políticas de las partes involucradas en la transferencia.

b.7) Verificación de sellos de válvulas de mar

Se verificará en presencia de personal del buque, la posición de cierre de las válvulas de mar y los sellos intactos. Si las válvulas y sellos se encontraran movidos o fuera de lugar, se solicitará explicaciones de las razones operativas, siendo éstas registradas en la inspección.

b.8) Inspección de combustibles

Luego de la medición final de combustibles, se comparará el volúmen hallado con respecto a la cantidad al arribo, tomando en consideración la cantidad consumida durante la estadía. Se registrarán discrepancias de existirlas.

b.9) Análisis de calidad

Las pruebas a ser efectuadas luego del embarque, serán especificados por las partes interesadas. Se reportarán los métodos analíticos usados (ASTM, ISO u otros aprobados por la industria como métodos de análisis). Las pruebas deberán ser efectuadas por personal calificado, y en instalaciones adecuadas. El Inspector supervisará el correcto desarrollo de las mismas y reportará los resultados encontrados, informando si éstos se hallan dentro de las especificaciones requeridas.

b.10) Cálculo de volúmenes

Luego de registrar las lecturas obtenidas, se procederá a efectuar las correcciones correspondientes ya sea por calados o por escora. Se calculará a partir de las medidas corregidas, el volumen bruto estándar para cada tanque usando la temperatura promedio para cada tanque y el valor de la gravedad API proporcionado por el terminal. Se hallará el volumen total calculado, y de existir cantidades a bordo iniciales serán descontados de la cantidad final reportada, para efectos de comparación con el volumen total calculado cargado por el terminal.

RECONCILIACION EN PUERTO DE CARGA

Cálculo de cantidades de buque y tierra

Se determinará el volumen total observado. De existir agua libre, ésta se deducirá para obtener el volumen bruto observado.

Luego de obtener el volumen bruto estándar, a partir del correspondiente factor de corrección de volumen API de tablas, se obtendrá el volumen neto estándar. Este se conseguirá al descontar del volumen bruto estándar el volumen correspondiente a agua y sedimentos, reportado en el Análisis de Laboratorio.

Análisis de viaje en el puerto de carga

Se efectuará la comparación del volumen total calculado entregado por el terminal contra el volumen total calculado recibido por el buque. De existir diferencias mayores a las aceptadas o al contrato entre las partes, luego de aplicar el correspondiente factor de experiencia del buque, se verificarán todas las medidas y cálculos tratando de identificar el origen de la discrepancia. De persistir esta, no siendo posible reconciliar las diferencias, se emitirá el correspondiente documento de protesto a ambas partes.

5.4.2. Inspección en el puerto de descarga

A) ANTES DE LA OPERACIÓN DE DESCARGA

a) Inspección en tierra

a.1) Reunión de coordinación

En la reunión de coordinación, el personal operativo involucrado tales como los inspectores de carga y los representantes de planta (tierra), son identificados, sus responsabilidades definidas y todos los procedimientos y planes concernientes a la operación de descarga son revisados o modificados hasta concordancia completa entre las partes involucradas.

Adicionalmente se verificará a través del representante de la planta sobre si puedan existir condiciones especiales en su jurisdicción que puedan afectar

adversamente la operación de la descarga. Como información resaltante de ésta reunión, se efectuará lo siguiente:

- Se obtendrá el programa de descarga, verificando que la capacidad de recepción sea la adecuada para el volumen a descargar.
- Se coordinará respecto al muestreo y análisis del producto(s) antes y después de la descarga. Estos deberán encontrarse dentro de la especificación de calidad requerida
- Se verificará y reportará la existencia de cualquier restricción a los procedimientos de inspección.
- Se acordará los procedimientos de seguridad a ser aplicados.
- Se verificará el método de cuantificación local contra el método estándar, reportando cualquier desviación que se presuma se pueda producir.

a.2) Líneas de descarga

Mediante información proporcionada por el terminal, se adquiere conocimiento acerca de la naturaleza y cantidad del material contenido en las líneas a ser usadas en la descarga.

Se verificará la independencia de los sistemas a usar.

Se toman muestras de la línea, y mediante análisis de laboratorio, se comprobará la información. Para verificar la condición de las líneas, se requerirá desplazamiento de éstas, de acuerdo al estándar API MPSM Cap 17.6 (Norma para la determinación del llenado de líneas entre tanques de buque y tierra).

Las válvulas de líneas y tanques involucrados serán verificadas en la posición apropiada y en lo posible serán selladas. Las capacidades de líneas involucradas serán registradas.

a.3) Registro de datos previos a la medición

Se identificará el tanque o los tanques a ser empleados en la operación de descarga. Se registrarán las particularidades como el tipo de tanque, última fecha de calibración, existencia de sistemas agitadores, de calefacción, de

medición automática. Se obtendrán y registrarán las medidas y cantidades correspondientes a la última medición.

a.4) Medición de producto y agua del tanque

Antes de efectuar las mediciones correspondientes, es necesario confirmar lo siguiente:

El estado de la línea correspondiente al tanque debe estar alineada y empacada al sistema de descarga.

Como paso inicial previo a la medición, se procederá a registrar las medidas automáticas de los sistemas de control (medida de altura de producto y registro de temperatura).

Se tomarán mediciones iniciales de producto y agua, empleando las pastas indicadores adecuadas, en conformidad al estándar API MPMS Cap 3 – Secc. 1A (Medición del Tanque – Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos de petróleo).

Las mediciones serán lecturas consecutivas, se aceptan aquellas dentro de un rango de diferencia de 3 mm (1/8”) las que finalmente serán promediadas al 1 milímetro más cercano para cintas en sistema métrico y al 1/8 de pulgada para cintas en sistema inglés (Secc. 3.1A.9.1.1).

Se compararán las alturas referenciales observadas de tablas y las medidas físicamente para detectar posibles problemas de fondos. Se compararán las mediciones manuales con las automáticas reportando las diferencias si las hubiera.

Adicionalmente se calculará el nivel o medida de parada de carga final en los tanques. Se comprobará ésta con la información del terminal.

a.5) Medición de temperatura del tanque

Se procederá a la medición y registro de temperatura. Para ello se aplicará el procedimiento descrito en el estándar API MPMS Cap 7 (Determinación de Temperatura).

En esta se especifica que, si los tanques de almacenamiento tuviesen altura de líquido de más de 10 pies (3 metros) las temperaturas se tomarán en tres niveles:

Medio de los tercios superior, medio e inferior del tanque, siendo el promedio el valor reportado. Caso contrario a la especificación, y adicionalmente si se encontrase un volumen menor a los 5,000 Barriles, una única lectura se efectuará en el punto medio del producto hidrocarburo API MPSM Cap 7 – Secc 6.3.3./ 6.4.4.

Si el contenido de la línea asociada, es considerable, se deberá proceder a registrar la temperatura del producto en la línea.

a.6) Muestreo del tanque

Cada tanque usado en tierra para el embarque, será muestreado en cantidad suficiente a requerimiento de las partes interesadas. Las muestras serán obtenidas de acuerdo a la norma API MPMS Cap 8 / ASTM D-4057, la cual especifica como requerimientos mínimos de muestreo para muestras puntuales que, si los tanques de almacenamiento tuviesen altura de líquido de menos de 10 pies (3 metros), las muestras se tomarán en el nivel medio. Si la altura del líquido es de entre 10 a 20 pies (3 a 6 metros), las muestras serán tomadas en los tercios medios superior e inferior, y finalmente, si la altura del líquido en el tanque de almacenamiento es mayor a los 20 pies (6 metros), las muestras se tomarán en los tercios medios superior, medio e inferior del tanque (ASTM D-4057-12 Tabla 5). También aplica, dependiendo de las circunstancias, la obtención de aquellas conocidas como muestras corridas.

a.7) Uso de medidores de flujo

Si se emplean medidores de flujo en lugar de las mediciones manuales en los tanques, se deberá inspeccionar y reportar la suficiencia de las instalaciones de medición. De ser posible se determinará la precisión del medidor, tomando como referencia la última calibración del equipo. Se tomará nota de las lecturas iniciales y se reportará cualquier desviación registrada durante la operación.

a.8) Análisis de calidad

Las pruebas a ser efectuadas antes de la descarga, serán especificadas por las partes interesadas. Se reportarán los métodos analíticos usados. Las pruebas deberán ser efectuadas por personal calificado, y en instalaciones adecuadas. El Inspector supervisará el correcto desarrollo de las mismas y reportará los resultados encontrados, informando si éstos se hallan dentro de las especificaciones requeridas.

b) Inspección en buque

b.1) Lectura física de calados

Antes de abordar la nave, efectuar la lectura de los calados y calcular el trimado actual.

b.2) Reunión de coordinación

En la reunión de coordinación, los inspectores de carga y los representantes de buque, son identificados, sus responsabilidades definidas y todos los procedimientos y planes concernientes a la operación de descarga son revisados o modificados hasta concordancia completa entre las partes involucradas.

Adicionalmente, a través de la información proporcionada por el representante del buque, se toma nota de eventos inusuales, que puedan haber ocurrido ya sea en el puerto anterior o durante el viaje en tránsito, los cuales puedan requerir especial coordinación o procedimientos operativos adicionales.

Como información resaltante de ésta reunión, se efectuará lo siguiente:

- Se obtendrá el plan de descarga.
- Se requerirá información respecto al sistema de lastre del buque, a efecto de evaluar la operación en caso de no existir un sistema de lastre segregado.
- Se requerirá información respecto a los grados existentes, segregaciones, y sistemas a bordo.
- Se acordará los procedimientos de seguridad a ser aplicados.

- Adicionalmente se requerirá información respecto a restricciones de la nave tales como número de toma disponible para la descarga, máximo régimen de descarga, tipo de procedimiento final de secado de tanques, u otros de interés para las partes.

b.3) Líneas de buque

Se requerirá información respecto a la existencia de líneas de fondo dentro de los tanques y su respectivo volumen. Esto a efecto de incluirlos en el cálculo de volúmenes totales a bordo.

Se verificará la segregación de acuerdo a los grados existentes.

b.4) Inspección de los tanques de buque

Se procederá a inspeccionar visualmente los tanques de descarga, así como las líneas y bombas involucradas hasta donde sea posible. Para ello también se empleará los equipos de medición manual disponibles, tales como varillas o cintas de medición.

Se inspeccionará la presencia de producto en todos los espacios de carga no designados, de ser encontrado será cuantificado y muestreado. Se registrarán las alturas referenciales, así como el tipo de medición empleado.

b.5) Medición de tanques a bordo

Se procederá a efectuar mediciones de todos los tanques, anterior a la descarga, describiendo si se encuentra producto, agua libre, lodo o sedimento. Esta operación incluye la carga en tránsito y el material en espacios de carga no designados, en conformidad al estándar API MPMS Cap 3 – Secc. 1A.11 (Medición del Tanque – Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos de petróleo).

Como parte de la inspección previa también se procederá a tomar medidas y temperaturas de los tanques de combustible, independientemente de los grados a bordo.

b.6) Muestreo de la carga a bordo

Se procederá a tomar muestras representativas de cada tanque del buque, de igual manera a partir de éstas se prepararán muestras compositivas representativas de la carga, las cuales serán usadas para los análisis de laboratorio respectivos. Todas las muestras serán debidamente identificadas y selladas, haciendo constar el tipo, cantidad y origen en el documento de recepción de muestras firmado por las partes.

El tiempo de retención de las muestras en custodia, será establecido de acuerdo a las circunstancias y políticas de las partes involucradas en la transferencia.

b.7) Sellado de las válvulas de mar

Se verificará en presencia de personal del buque, la posición de cierre de las válvulas de mar y los sellos intactos, debiendo permanecer así hasta el término de la operación de descarga. Se comparará la numeración de los sellos con respecto a los registrados en el puerto de carga. De encontrar anomalías se solicitará explicaciones respectivas, siendo éstas registradas en la inspección.

B) DURANTE LA OPERACIÓN DE DESCARGA

a) Inspección en tierra

a.1) Verificación del contenido de la línea de carga

Se evaluará el contenido (estado de llenado) de la línea de tierra por comparación entre el volumen inicial recibido a bordo con el entregado por tierra.

Se efectuarán las correcciones de ser necesario.

a.2) Muestreo del contenido de la línea de descarga

Se procederá a tomar muestras en el punto más apropiado de la línea de tierra en el terminal, para evaluar la apariencia y calidad del producto descargado. De resultar adverso el resultado, se informará y tomarán las acciones respectivas (muestreo y análisis adicional, recepción en tanque de degradación u slop).

a.3) Recepción de los fondos de la descarga

Se efectuará la recepción en tanques previamente designados, del producto descargado a partir de los fondos de los tanques de buque. Esto a efecto de recepcionar contenidos tales como agua libre o interfase de productos.

a.4) Verificación del programa de descarga

Se efectuarán las acciones de seguimiento respectivas durante la operación de descarga.

Se evaluarán las cantidades descargadas horariamente, de haber discrepancias se procederá a efectuar acciones de verificación o parada.

b) Inspección en buque

b.1) Comunicaciones

El personal responsable a bordo, representantes de buque y tierra, mantendrán comunicación permanente durante toda la operación. Esta comunicación será extensiva hacia el terminal, de esta manera se tomará acción inmediata de surgir imprevistos o problemas durante la descarga.

b.2) Muestreo de producto del manifold de descarga

Al inicio y periódicamente durante el tiempo de operación, se efectuará el muestreo del producto transferido en el manifold de la nave. Esto a efectos de verificar la conformidad del producto que está siendo descargado. Este muestreo se encuentra especificado en la norma API MPMS Cap 8 – Muestreo (Secc 7.4.1).

b.3) Verificación del programa de descarga

En coordinación con el personal designado a bordo, se comprobará el seguimiento del plan original de descarga, salvo modificaciones previamente acordadas por las partes. Se comprobará la segregación de las líneas y los tanques de descarga, las razones horarias de transferencia y los estimados de

operación. Se mantendrá informada a las partes del desarrollo de la transferencia.

C) DESPUES DE LA OPERACIÓN DE DESCARGA

a) Inspección en tierra

a.1) Verificación del contenido de la línea de descarga

Se verificará la posición apropiada de las válvulas de líneas y tanques usados, así como el estado final de transferencia. Se tomará muestra de la línea de carga verificar el contenido final. Se reportarán los hallazgos e incluirá el volumen contenido de línea en los cálculos de cantidad de ser necesario.

a.2) Medición de producto, agua y temperatura en el tanque

Se tomarán medidas, temperaturas y corte de agua a cada tanque usado en la descarga, de acuerdo a las normas previamente mencionadas. Se compararán las alturas referenciales observadas de tablas y las medidas para detectar posibles problemas de fondos, también se contrastarán las mediciones manuales con las automáticas reportando las diferencias si existieran.

Los resultados serán reportados en los documentos respectivos.

a.3) Muestreo del tanque

Se procederá a tomar muestras en cantidad suficiente de los tanques después de la carga. Se especificará el tipo de muestreo utilizado de acuerdo a la norma específica, procediendo a la repartición de las muestras de acuerdo a los requerimientos o instrucciones específicas. Se procederá a la secuencia de análisis respectivo de las mismas.

a.4) Muestreo automático en línea

Si se usó un sistema de muestro automático, se verificará que el volumen correcto de la muestra fue obtenido. Se atestiguará el retiro de la muestra, la homogenización y el análisis de la misma.

a.5) Medidores de flujo

Si se emplearon medidores de flujo o contómetros durante la transferencia, se procederá a registrar los valores finales de nivel y temperatura leídos. Se requerirá una copia de la boleta emitida. Se deben aplicar en lo posible, procedimientos de verificación manual o automática para efectos comparativos y de reconciliación.

b) Inspección en buque

b.1) Lectura física de calados

Antes de abordar la nave, o efectuar la inspección final realizar la lectura de los calados y calcular el trimado actual. Los valores correspondientes serán registrados para posteriormente ser aplicados a partir de las tablas de corrección del buque. De igual manera se tomará lectura de la inclinación o escora del buque, para efectuar las correcciones pertinentes, si las hubiera.

b.2) Líneas de buque

Antes de efectuar mediciones, las líneas del buque serán drenadas a los tanques de carga vacíos. Todas las transferencias internas deberán ser completadas y las válvulas de los tanques aseguradas antes de cualquier operación de verificación.

b.3) Mediciones de producto y agua

Después de efectuado el drenado de líneas, se efectuarán mediciones en todos los compartimientos de carga, de acuerdo a la norma API MPMS Cap. 3, además se determinará la naturaleza y cantidad del material remanente a bordo (ROB), de acuerdo a la norma API MPSM Cap. 17.4 – Método para la cuantificación de pequeños volúmenes en buques (OBQ/ ROB). Se describirá si el material encontrado es líquido, agua libre, lodo o sedimento. Esta operación incluye la carga en tránsito así como el material en espacios de carga no designados. Si en base a la inspección, a la medición, y al muestreo efectuado se verifica la presencia de carga remanente a bordo, las partes

determinarán la posibilidad del bombeo remanente a tierra. De no ser posible, se registrarán las razones y emitirá el Documento de Protesto respectivo.

b.4) Mediciones de temperatura

Se efectuarán medidas de temperatura donde exista suficiente cantidad de producto líquido. La temperatura del producto será medida y registrada de acuerdo al procedimiento descrito en el estándar API MPMS Cap 7 (Determinación de Temperatura.)

Las temperaturas serán tomadas en el punto medio del producto hidrocarburo. Sólidos y pequeñas cantidades de líquidos cuya temperatura no puede ser obtenida, pueden ser asumidos a temperatura estándar.

b.5) Muestreo de tanques

De ser requerido se tomarán muestras del producto remanente, si el volumen lo permite. Igualmente si hubiera cantidad suficiente de agua libre, se tomará una muestra del agua. De existir carga en tránsito se obtendrá y sellará la muestra específica obtenida.

b.6) Verificación de sellos de válvulas de mar

Se verificará en presencia de personal del buque, la posición de cierre de las válvulas de mar y los sellos intactos. Si las válvulas y sellos se encontraran movidos o fuera de lugar, se solicitará explicaciones de las razones operativas, siendo éstas registradas en la inspección.

b.7) Inspección de combustibles

Luego de la medición final de combustibles, se comparará el volumen hallado con respecto a la cantidad al arribo, tomando en consideración la cantidad consumida durante la estadía. Se registrarán discrepancias de existir las.

b.8) Cálculo de volúmenes

Se determinará la cantidad de material remanente a bordo del modo siguiente:

Carga líquida y agua: Si el líquido está en contacto con todas las paredes, se efectuarán las correcciones por diferencia de calados y escora, y se leerá de las tablas el volumen correspondiente. Si el líquido no está en contacto con todas las paredes se usará la fórmula de la cuña para su cuantificación.

Carga no líquida: La cual incluye sedimentos y lodo. Si luego de efectuar mediciones adicionales se verifica que material no sólido se encuentra distribuido a lo largo de la parte inferior del tanque, el volumen correspondiente será obtenido de las tablas de calibración del buque

D) RECONCILIACION EN PUERTO DE DESCARGA

Cálculo de cantidades de buque y tierra

Al inicio y término de la descarga tanto en tierra, como en buque de ser aplicable, se determinará el volumen total observado. De existir agua libre, ésta se deducirá para obtener volumen bruto observado.

Luego de obtener el volumen bruto estándar, a partir del correspondiente factor de corrección de volumen API de tablas, se obtendrá el volumen neto estándar. Este se conseguirá al descontar del volumen bruto estándar el volumen correspondiente a agua y sedimentos, reportado en el análisis de laboratorio obtenido de la muestra respectiva.

Análisis de viaje en el puerto de descarga

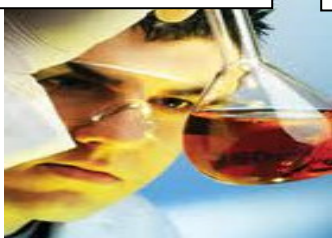
Se efectuará la comparación del volumen total calculado recibido por el terminal contra el volumen total calculado entregado por el buque. De existir diferencias mayores a las aceptadas o al contrato entre las partes, se verificarán todas las medidas y cálculos tratando de identificar el origen de la discrepancia. De persistir esta, no siendo posible reconciliar las diferencias, se emitirá el correspondiente documento de protesto a ambas partes. Comentarios relevantes que puedan explicar ésta, serán incluidos en el reporte correspondiente.

SECUENCIA DE ACTIVIDADES EN OPERACIONES MARITIMAS DE CARGA Y DESCARGA

ANTES	➤ Reunión de coordinación ➤ Verificación de líneas carga ➤ Medición y Muestreo ➤ Análisis de Calidad ➤ Cuantificación	➤ Lectura de calados ➤ Reunión de coordinación ➤ Inspección , medición, muestreo * ➤ Sellado de válvulas ➤ Cuantificación (O.B.Q.)
DURANTE	➤ Verificación de líneas carga ➤ Recepción de línea/ fondos * ➤ Seguimiento del programa	➤ Muestreo de inicial (m/ pp) ➤ Muestreo de línea * ➤ Verificación del programa
DESPUES	➤ Verificación de línea ➤ Medición ➤ Muestreo * ➤ Análisis de calidad * ➤ Cuantificación ➤ Documentación	➤ Lectura de calados ➤ Verificación de líneas ➤ Verificación de sellos ➤ Inspección, medición, muestreo ➤ Cuantificación (R.O.B.*) ➤ Documentación

* Operación de Descarga

Figura 5.4. Secuencia de vistas en operaciones de carga y descarga



Testificación de análisis



Reportes y Documentación

5.4.3. Principales tipos de medición manual para hidrocarburos y derivados

SIGNIFICADO:

El proceso de medición de un tanque, involucra la determinación física de distintos parámetros, con el fin de calcular el volumen contenido en éste.

IMPORTANCIA:

La determinación precisa de la cantidad de producto almacenado en el tanque, es de vital importancia para el control correcto de inventarios y de volúmenes recepcionados o transferidos, debido a la considerable importancia económica de los mismos.

NORMATIVIDAD DEL PROCESO DE MEDICION Y EQUIPOS EMPLEADOS

El proceso de medición de tanques y los equipos a ser empleados, están normados y especificados en los siguientes documentos:

API MPMS Cap 3 Secc 1A - Procedimiento estándar para la medición de petróleo y productos de petróleo.

API MPMS Cap 7 - Determinación de temperatura.

API MPMS Cap 8 / ASTM D4057 – Muestreo.

API MPMS Cap 17.1 – Mediciones marítimas – Guías para la inspección de cargas marinas.

API MPMS Cap 17.11 / EI HM 52 - Medición y muestreo de cargas a bordo de tanques de buque empleando equipos cerrados y restringidos.

INFORMACION REQUERIDA RESPECTO A LA MEDICION DE TANQUES

El proceso de medición de un tanque, requiere la obtención de datos relativos a la operación. Esto significa, la recolección previa, actual y posterior de información relevante para la correcta cuantificación del volumen medido.

INFORMACION PRIMARIA

Es la que se obtiene directamente o como consecuencia del proceso de medición, involucrando las técnicas establecidas para cada parámetro a ser obtenido y evaluado.

Entre éstos parámetros primarios tenemos:

- Nivel del producto o líquido
- Nivel de agua libre
- Temperatura del líquido
- Muestreo representativo

INFORMACIÓN SECUNDARIA

Es la que se obtiene mediante el proceso de recopilación de información o verificación in situ de los datos evaluados

Estos datos, son obtenidos de los registros físicos de la instalación evaluada, requiriéndose su comprobación, o trazabilidad, hasta donde sea posible, de los mismos.

Entre éstos parámetros secundarios tenemos:

- Condiciones de líneas y válvulas
- Características particulares del sistema de medición
- Tabla de calibración
- Resultado de análisis (°API, Densidad, Agua & Sedimentos)
- Rutinas de cálculo

MÉTODOS DE MEDICIÓN MANUAL PARA HIDROCARBUROS Y DERIVADOS

Son dos los métodos empleados para la medición manual de tanques.

La medición directa o medición de sonda, y

La medición indirecta o medición de vacío.

MEDICION DIRECTA (O SONDA) (Ver Figura 5.5)

Esta puede ser definida como la medida de la distancia lineal en vertical desde la placa de cota cero o fondo del tanque, hasta la superficie del líquido que se está midiendo. La medición de sonda es la medición directa del nivel del líquido.

También se puede definir, como la distancia vertical medida desde la superficie del líquido hasta el fondo del tanque.

Es nombrada también como medición húmeda. Es conocida también en la industria como “dip”.

Figura 5.5. Medición directa

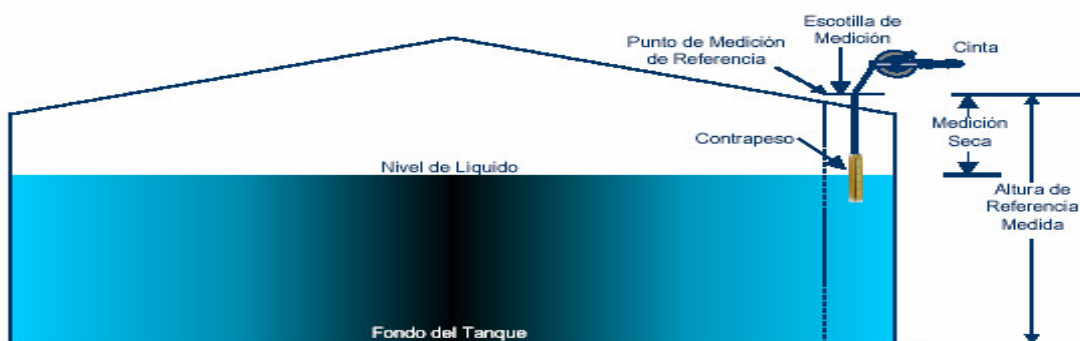


Fuente: Barrera, César E. Agosto 2007 “Estudio para la Calibración de tanques de

MEDICION INDIRECTA (O VACIO) (Ver Figura 5.6)

Esta puede ser definida como la medida de la distancia lineal en vertical desde la superficie del líquido que se está midiendo hasta el punto de referencia. La medición de vacío es la medición indirecta del nivel del líquido. Es nombrada también como dedición seca. Es conocida también en la industria como “ullage”.

Figura 5.6. Medición indirecta



Fuente: Barrera, César E. Agosto 2007 “Estudio para la Calibración de tanques de Almacenamiento”. Universidad Tecnológica Equinoccial – Facultad de Ciencias de la Ingeniería – Escuela de Tecnología de Petróleos

5.5. Procedimientos de cálculos

La cuantificación de los volúmenes líquidos en las operaciones de embarque y descarga de productos hidrocarburos líquidos y sus derivados, requiere el uso de secuencias de cálculos estándar a nivel mundial, y por lo tanto normados y aceptados por los todas las partes involucradas en dichas operaciones.

La cuantificación implica una serie de pasos, uso de tablas de volumen y peso así como de terminologías internacionalmente aceptadas.

Son variados los procedimientos de cálculo, dependiendo del tipo de operación y de los procedimientos específicos para cada Terminal, Refinería o Instalación de almacenamiento/despacho.

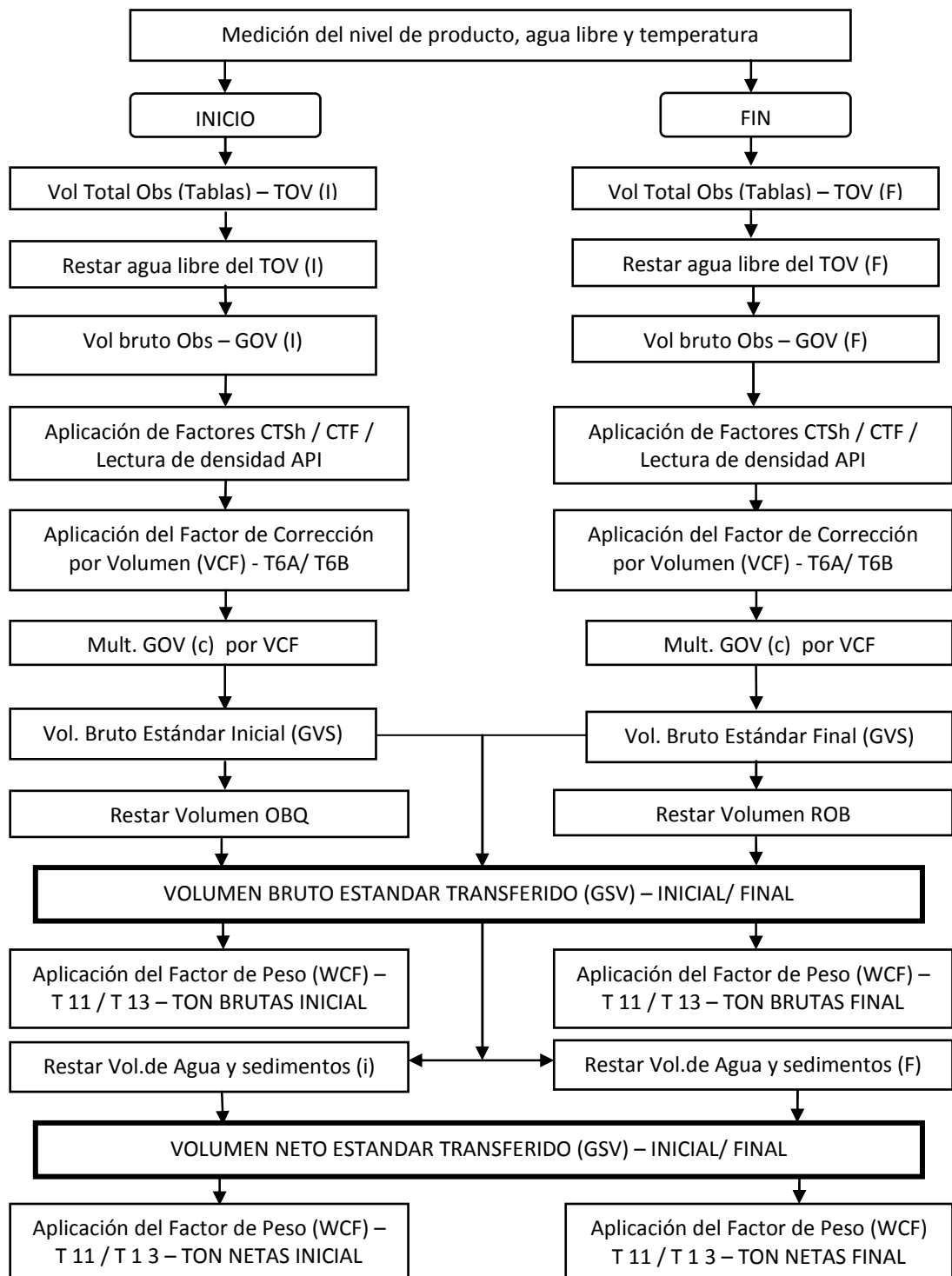
Sin embargo, uno de los diagramas secuenciales de cálculo más comúnmente empleado, que será explicado en el desarrollo individual de la secuencia de bloques, se muestra en la Figura 5.7. En las figuras 5.8. y 5.9. se detalla los pasos de los cálculos que se pueden desarrollar (Ejemplos de cálculos para tanques de tierra y tanques de buques. Cálculo para un solo tanque: Caso I y Caso II).

Mayores detalles de la información base para los cálculos se adjunta en los documentos siguientes:

ANEXO 1: Operación de Embarque Diesel B5 – Documentación y formatos.

ANEXO 2: Operación de Embarque Diesel 5 – Desarrollo de cálculos.

Figura 5.7. Procedimiento general de cálculo del volumen transferido en buque y en tierra



Elaboración: A cargo del autor del trabajo monográfico

Formatos y documentación

El desarrollo de las operaciones de transferencia y la cuantificación de los volúmenes líquidos en las operaciones de embarque y descarga de productos hidrocarburos líquidos y sus derivados, está sustentado mediante una serie de documentos, los cuales se emiten para cada operación en particular.

Estos documentos son desarrollados y refrendados por las partes, antes, durante y después de cada operación. Entre los más comunes se tiene los siguientes:

- El Certificado de Cantidad
- El Certificado de Calidad
- El Reporte de Estadía o Relación de Acontecimientos
- El Reporte de Medición de Tanques de Buque
- El Reporte de Medición de Tanques de Tierra
- El Cálculo del Factor de Experiencia de la Nave
- El Reporte de Muestras
- El Reporte de Presiones de Descarga y/o Regímenes Horarios de Descarga
- Las Cartas de Protesto o Aparente Discrepancia

Adicionalmente, a los documentos emitidos por los representantes del buque y Terminal, se encuentran los documentos oficiales, reconocidos por Autoridades Portuarias, Agencias Gubernamentales de Aduanas, Sistemas Financieros, y otros, que sustentan la transferencia del producto efectuado, tales como:

- El Conocimiento de Embarque
- El Manifiesto de Carga
- El Certificado de Origen

El detalle, desarrollo y aplicación de cada documento en particular será abordado como parte de la presente monografía.

5.5.1. Principales factores de corrección

Aplicados tanto a tanques de tierra como a los tanques del buque, nos permiten obtener los correctos valores de volumen y peso de acuerdo a la normatividad vigente.

➤ Corrección por temperatura de pared del tanque (CTSh):

Es el factor de corrección por efecto de la temperatura del ambiente y del líquido sobre las paredes del tanque. Aplicado a tanques de tierra

(API MPMS Cap. 12 - Secc 9.1.3)

➤ Corrección por techo flotante:

Compensa el efecto de desplazamiento del líquido debido al peso del techo.

Aplicado a tanques de tierra

(API MPMS Cap. 12 - Secc 9.1.4)

➤ Factor de corrección de volumen (VCF):

Compensa el efecto de la temperatura sobre el líquido.

(Petroleum Measurement Tables – Volume Correction Factors Tables – Generalized Crude Oils (6A) & Generalized Products (6B) - ASTM D-1250)

➤ Factor de corrección de Peso (WCF):

Convierte el volumen estándar (usualmente 60°F) en peso en aire, ya sea Toneladas Métricas, Toneladas largas u otras. En realidad se trata de una densidad en el aire.

(Petroleum Measurement Tables – Intraconversion between volume measures and density measures - Vol XI/XII ASTM D-1250).

5.5.2. Corrección por efecto de la temperatura sobre la pared del tanque (CTSh)

Todo tanque cuando se somete a cambios de temperatura, tendrá como consecuencia un cambio en su volumen. Si la temperatura de la pared observada al momento de la inspección difiere de la temperatura de la pared de la tabla de calibración, el volumen obtenido de la tabla deberá ser corregido.

El factor de corrección por efecto de la temperatura en la pared del tanque, denominado también corrección por tanque Shell (CTSh) es calculado de la siguiente manera:

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T^2 \quad y \quad \Delta T = TSh - TR$$

Donde:

TSh: Temperatura de la pared del tanque al momento de la inspección (°F)

TR: Temperatura de la referencia a la cual se calculó la tabla de calibración

α : Coeficiente de expansión lineal por °F del material de construcción del tanque

La temperatura de la pared del tanque se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$TSh = (7 TL + Ta) / 8$$

Donde:

TL: Temperatura del líquido al momento de la inspección

Ta: Temperatura del ambiente al momento de la inspección

α : Coeficiente de expansión lineal por °F para acero al carbono = 0.0000062 /°F

EJEMPLO DE CÁLCULO DEL CTSh:

Datos:

α : 0.0000062/°F (Acero al carbono)

TL: 198°F

Ta: 77°F (25°C)

TR: 65°F

$$TSh = (7 TL + Ta) / 8 = (7 \times 198^\circ F + 77^\circ F) / 8 = 182.9^\circ F$$

$$\Delta T = TSh - TR = 182.9^\circ F - 65^\circ F = 117.9^\circ F$$

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

$$CTSh = 1 + 2 \times 0.0000062 \times 117.9 + (0.0000062 \times 117.9)^2$$

$$CTSh = 1.00146$$

Para un volumen a un nivel dado = 100,000 Bbls

$$\text{Volumen corregido por efecto CTSh} = 100,000 \times 1.00146$$

$$\text{Volumen corregido por efecto CTSh} = 100,146 \text{ Bbls}$$

5.5.3. Corrección por techo flotante (CTF)

Existen dos métodos para efectuar éste cálculo:

Método 1:

La corrección de techo se inserta dentro de la tabla del tanque usando una densidad de referencia para el líquido. Sin embargo, es necesario calcular una corrección adicional por cualquier diferencia entre la densidad de referencia y la densidad observada del líquido a la temperatura del tanque al momento de la inspección.

Las tablas de calibración tienen una observación como la siguiente:

NOTA:

UN TOTAL DE LITROS HAN SIDO SUSTRADOS DESDE ESTA TABLA ENTRE CM Y CM POR EL DESPLAZAMIENTO DEL TECHO, BASADO EN UN PESO DE Kg Y UNA GRAVEDAD API OBSERVADA DEL LIQUIDO DE °API.

DEBEN SER CORREGIDOS DE ACUERDO A LA GRAVEDAD API OBSERVADA DEL LIQUIDO A LA TEMPERATURA DEL TANQUE SEGÚN EL SIGUIENTE ESQUEMA:

PARA °API OBSERVADO = NO EXISTE CORRECCION

CADA GRADO BAJO °API, SUMAR LITROS

CADA GRADO SOBRE °API, RESTAR LITROS

EJEMPLO DE CÁLCULO DEBIDO A CORRECCIÓN DE TECHO FLOTANTE

Datos de entrada:

Producto: Petróleo Crudo

Gravedad API@60°F: 40.0

Temperatura del producto: 84.0°F

Fragmento de la tabla de calibración del tanque:

“Un total de 4,088.27 barriles han sido descontados desde esta tabla entre 4’00” (10.16 cm) y 5’00” (12.70 cm) por el desplazamiento del techo, basado

en un peso de 551.11 kg y una gravedad API observada del líquido de 35.0°API.

Deben ser corregidos de acuerdo a la gravedad API observada del líquido a la temperatura del tanque según el siguiente esquema:

Para °API observado = 35.0 (no existe corrección).

Por cada 1.0 °API, por debajo de 35.0 °API: sumar 24.59 barriles.

Por cada 1.0 °API, por sobre 35.0 °API: restar 24.59 barriles”.

Paso 1

Se calculará la gravedad API observada para una gravedad API@60°F de 40.0 y una temperatura observada del líquido de 84.0°F. Esto se hace trabajando la Tabla ASTM 5A (o 5B si el contenido líquido en el tanque es un derivado de petróleo) a la inversa

Tabla 5A – Petróleo Crudo – Corrección API a 60°F					
Gravedad API a temperatura observada					
Temp.°F	40.0	40.5	41.0	41.5	42.0
Correspondiente Gravedad API a 60°F					
82.5	38.1	38.6	39.1	39.6	40.1
83.0	38.1	38.6	39.1	39.6	40.0
83.5	38.1	38.5	39.0	39.5	40.0
84.0	38.0	38.5	39.0	39.5	40.0

Efectuando la lectura inversa de la tabla, obtendremos como resultado una Gravedad API observada @84°F de 42.0

Paso 2

Se calculará diferencia entre la gravedad API observada y la gravedad API de referencia de la tabla de calibración.

Esta diferencia se multiplicará por el valor correspondiente al especificado.

Gravedad API Observado @84°F: **42.0**

Gravedad API de Referencia: 35.0

Diferencia: **7.0**

Por cada 1.0 °API, por sobre 35.0 °API: restar 24.59 barriles:

Corrección por Techo Flotante: $24.59 \times 7.0 = -172.13$ Bbls.

Método 2:

En este caso, la corrección de techo no está incluida en las tablas de calibración del tanque. Por lo que es necesario calcularla, ya que la corrección por techo flotante es el volumen total del líquido desplazado por el peso del techo.

La corrección por techo es calculada dividiendo el peso del techo flotante por la densidad en aire a la temperatura observada del líquido en el tanque. La densidad observada, adicionalmente, se obtiene a partir de la multiplicación de la densidad a temperatura de referencia (60°F) por el factor de corrección por volumen (VCF) correspondiente a la temperatura observada del líquido.

Corrección de Techo = [(Peso del Techo)/(Dens(tref) x VCF)]

EJEMPLO DE CÁLCULO DEBIDO A CORRECCIÓN DE TECHO FLOTANTE

Datos de entrada:	
Producto:	Petróleo Crudo
Gravedad API@60°F:	40.0
Temperatura del producto:	84.0°F
VCF (Tabla 6-A):	0.98791
Peso de techo:	551.114 Toneladas Métricas
Densidad en Aire a 60°F (*):	0.13087 Ton/ Bbls

(*) Fuente: ASTM D-1250 – Tabla 13

Corrección de Techo = [(Peso del Techo)/(Dens(tref) x VCF)]

Corrección de Techo = [(551.114)/(0.13087 x 0.98791)]

Corrección de Techo (CTF) = - 4,262.69 Barriles

5.5.4. Secuencia y representación de cálculo de cantidades

Previo a la obtención de volúmenes, ya sea observados, brutos o estándares, es indispensable efectuar lo más exacto posible la determinación de altura o vacío

de producto, la presencia o no de agua libre o en suspensión, contenida en el mismo, la temperatura correspondiente al producto medido, así también como la obtención de la calidad representativa y en especificación, reportada mediante el análisis de laboratorio correspondiente. Todo lo anterior, de acuerdo a las normas y procedimientos estándares normados y aceptados por la industria y las partes.

La secuencia de la obtención de volúmenes y cantidades de acuerdo a los estándares se presenta a continuación:

1° Volumen Total Observado (TOV):

El volumen TOV es leído de las tablas de calibración, ya sea de los tanques de buque o de tierra, antes de cualquier corrección aplicada. Se determina mediante la medición física del nivel contenido, haciendo uso de las técnicas y procedimientos adecuados.

2° Volumen de Agua libre (FW):

Es el volumen de agua presente en el producto, excluyendo el agua en suspensión. Se determina mediante medición física, de acuerdo a las técnicas apropiadas. Luego éste nivel de agua es leído de las tablas de calibración.

3° Volumen Bruto Observado (GOV):

Es el volumen total de líquido presente en un tanque, excluyendo el agua libre, a la temperatura observada al momento de la medición.

En los tanques de tierra:

Obtenemos el GOV restando el agua libre del TOV y aplicando las correcciones por temperatura de pared del tanque y la corrección por techo flotante

$$GOV = [(TOV - FW) \times CTSh] \pm CTF$$

En los tanques de buque:

Obtenemos el GOV sustrayendo el volumen de agua libre del volumen total observado

$$\text{GOV} = \text{TOV} - \text{FW}$$

4° **Volumen Bruto Estándar (GSV):**

El volumen bruto estándar se calcula multiplicando el Volumen Bruto Observado (GOV) por el Factor de Corrección por Volumen (VCF)

$$\text{GSV} = \text{GOV} \times \text{VCF}$$

Existen diferentes Tablas de VCF, según sea el tipo de producto, la temperatura de referencia empleada y el parámetro de densidad utilizado.

PRINCIPALES TABLAS DE CORRECCION POR VOLUMEN			
TABLA	PRODUCTO	TEMP. DE REF.	DENSIDAD
6A	Petróleo Crudo	°F	Grav. API 60°F
6B	Derivados	°F	Grav. API 60°F
6C	General	°F	Coef. Exp. térmica
6D	Aceites Lubricantes	°F	Grav. API 60°F
54A	Petróleo Crudo	°C	Densidad 15°C
54B	Derivados	°C	Densidad 15°C
54C	General	°C	Coef. Exp. térmica
54D	Aceites Lubricantes	°C	Densidad 15°C
24A	Petróleo Crudo	°F	Dens. Rel. 60/60°F
24B	Derivados	°F	Dens. Rel. 60/60°F
24C	General	°F	Coef. Exp. térmica

Fuente: ASTM D1250-08

5° **Volumen Neto Estándar (NSV):**

El volumen neto estándar se calcula sustrayendo el volumen de agua y sedimentos (S+W) del volumen bruto estándar (GSV)

$$\text{NSV} = \text{GSV} - (\text{S} + \text{W})$$

Agua y Sedimentos

Del análisis en Laboratorio de una muestra de producto, se obtiene el porcentaje de Agua y Sedimentos, que son las impurezas que se encuentran el

emulsión/ suspensión. El volumen de S+W se obtiene aplicando este porcentaje al GSV.

6° Volumen Total Calculado (TCV):

El volumen total calculado, es un parámetro que se utiliza siempre en operaciones de carga y descarga de buques para determinar el volumen total del líquido entregado/ recibido, a temperatura estándar (60°F o 15°C).

$$\text{TCV} = \text{GSV} + \text{FW}$$

7° Peso Bruto Estándar (En Aire):

El peso bruto estándar se obtiene multiplicando el volumen bruto estándar por la densidad (en Aire) del producto a la misma temperatura de referencia.

$$\text{Peso Bruto} = \text{GSV}_{60^{\circ}\text{F}} \times \text{WCF}_{\text{TABLA 13}}$$

$$\text{Peso Bruto} = \text{GSV}_{15^{\circ}\text{C}} \times \text{WCF}_{\text{TABLA 56}}$$

El factor de corrección de peso (WCF) es una expresión de densidad en el aire.

La Tabla 13 presenta la densidad en unidades de Toneladas/Barriles, mientras que la Tabla 56, presenta la densidad en unidades de kg/m^3 .

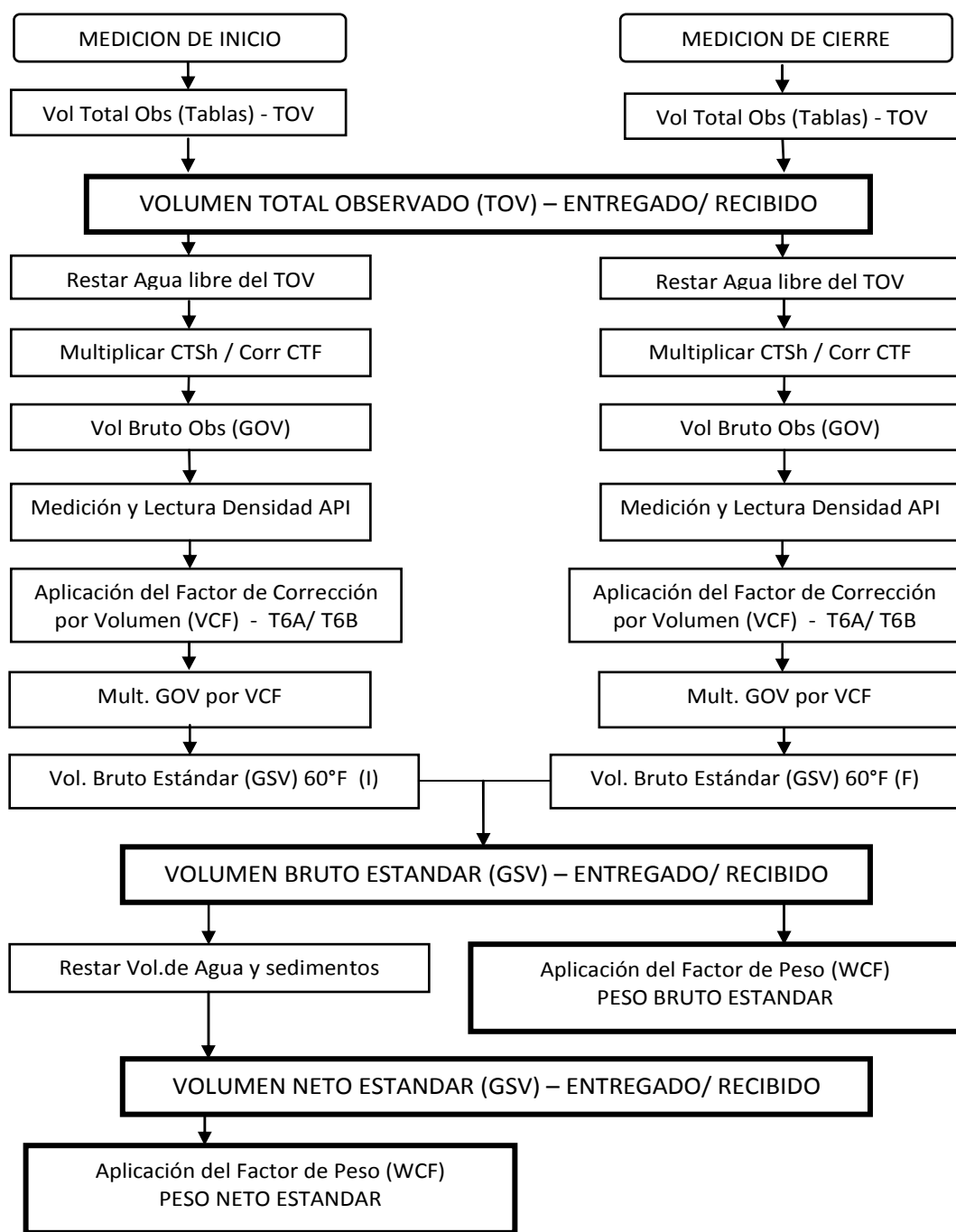
8° Peso Neto Estándar (En Aire):

El peso neto estándar se obtiene multiplicando el volumen neto estándar por la densidad (en Aire) del producto a la misma temperatura de referencia.

En productos derivados, tales como las gasolinas, el peso neto estándar es igual al peso bruto estándar, ya que en éstos no se encuentra agua y sedimentos en suspensión.

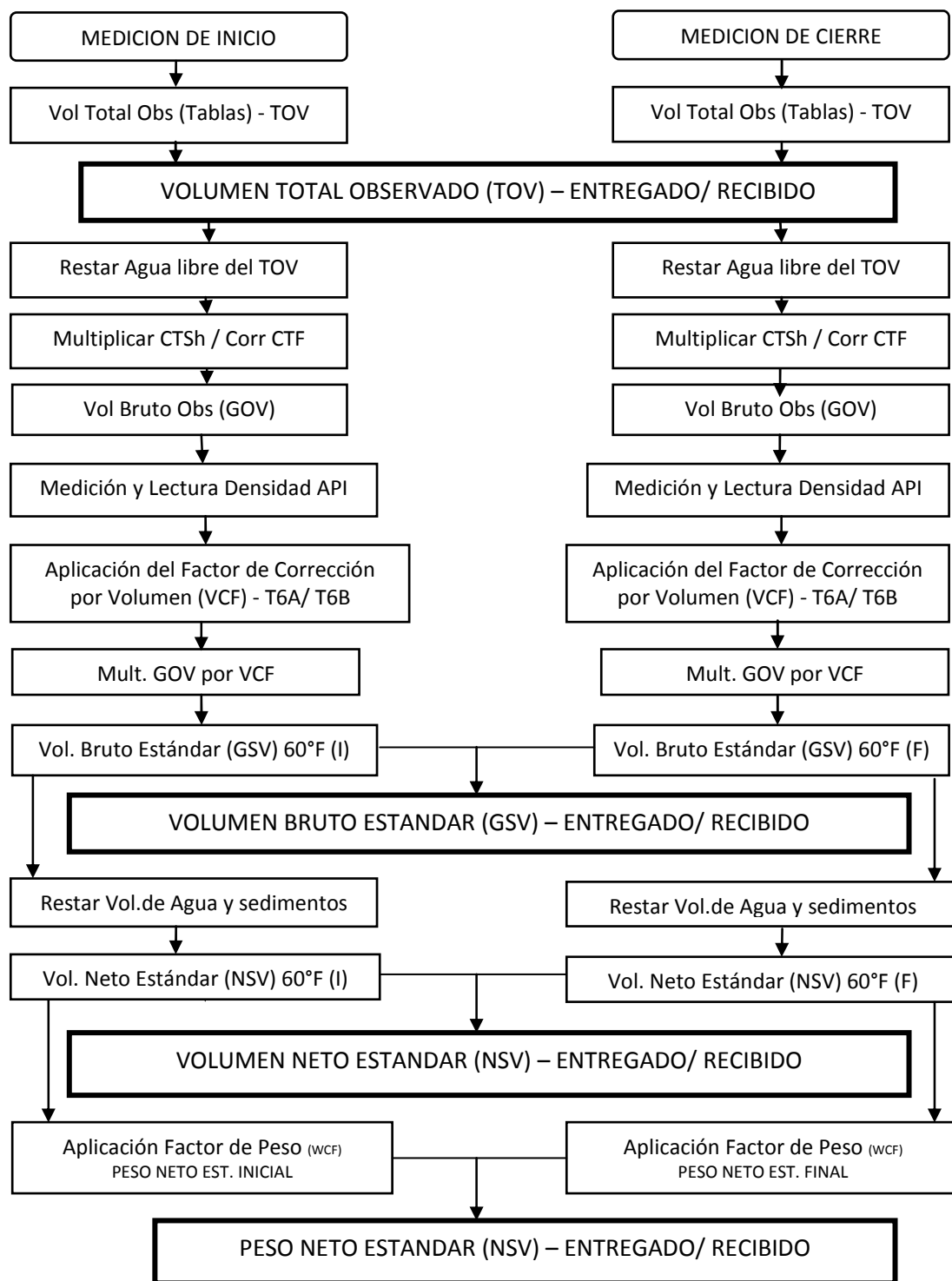
Figura 5.8. Ejemplos de cálculos para tanques de tierra y tanques de buques

CÁLCULO PARA UN SOLO TANQUE – CASO I



Elaboración: A cargo del autor del trabajo monográfico

Figura 5.9. Ejemplos de cálculos para tanques de tierra y tanques de buques
CALCULO PARA UN SOLO TANQUE – CASO II



Elaboración: A cargo del autor del trabajo monográfico

Notas Caso I:

El diagrama, aplica también para movimientos con tanques múltiples, sumar el GSV entregado o recibido de cada tanque y proceder como se muestra.

Para instalaciones en las que se aplica el agua libre del buque a la cantidad transferida, ésta se debe restar inmediatamente antes de la deducción de S&W.

Notas Caso II:

Para movimientos con tanques múltiples, sumar la cantidad entregada o recibido de cada tanque, según el caso.

METODO DE CÁLCULO – La fórmula de la cuña (Wedge formula)

a) Aplicación

Siendo el caso de la existencia de volúmenes pequeños, conocidos como cantidades a bordo (O.B.Q.) -antes de la carga de un buque- o cantidades remanentes a bordo (ROB) -luego de completar la descarga de un buque- cuya característica sea que el líquido no cubre completamente el fondo del tanque, es decir el líquido no está en contacto con todas las paredes, en tanques de buques con forma rectangular y debido a la inclinación de los mismos (diferencia de calados de proa y popa) es que el líquido formará una cuña dentro del tanque.

La fórmula de la cuña (Wedge formula), es el medio más exacto de cálculo para obtener dichas cantidades, a través de cálculo trigonométrico.

b) Referencias

- “Método para la cuantificación de volúmenes pequeños en Buques (OBQ/ ROB)”

MPMS API Cap.17 - Secc.4 – Cuarta Ed. – Nov. 2001

- “Normas para la inspección de cargas marinas”

MPMS API Cap.17 - Secc.1 – Cuarta Ed. – Nov. 2001

c) Método de Cálculo

Para efectuar el desarrollo de la Fórmula de la Cuña (Wedge formula), se debe obtener la siguiente información (de preferencia expresada en las mismas unidades) ya sea del personal responsable del Buque (Capitán/ Primer Oficial) u obtenida de Tablas o Planos:

- T = Trimado del Buque = Diferencia de Calados
- W = Anchura del tanque
- D = Altura del tanque
- L = Longitud del tanque
- S = Sonda del producto
- U = Distancia desde el punto de sonda hasta la pared posterior del tanque
- LBP = Longitud entre perpendiculares (eslora del buque)

Adicionalmente, durante el desarrollo del cálculo, se determinarán los siguientes valores:

- $F = \text{Trim} / LBP = \text{Factor de Trimado}$
- $A = \text{Sonda Corregida del producto}$

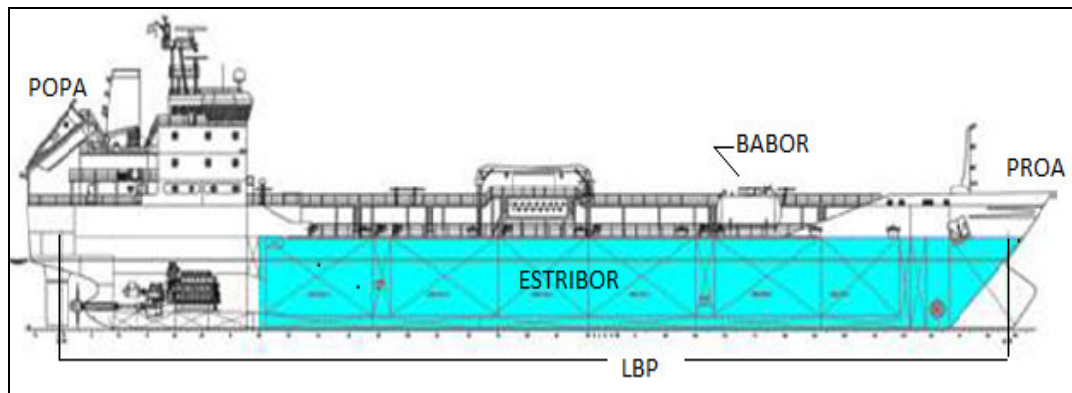


Figura 5.10. - VISTA LATERAL DE UN BUQUE TANQUE - Fuente: Google Earth

d) Demostración de la Fórmula de la Cuña

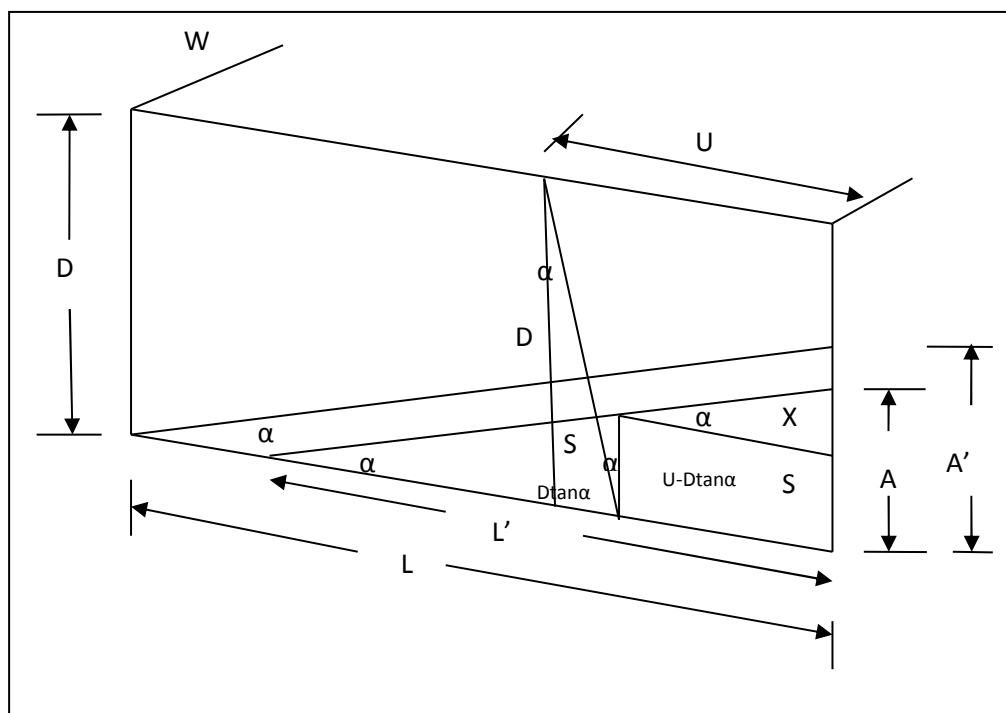


Figura 5.11. - ESQUEMA DE LAS DIMENSIONES DE UN TANQUE DE CARGA

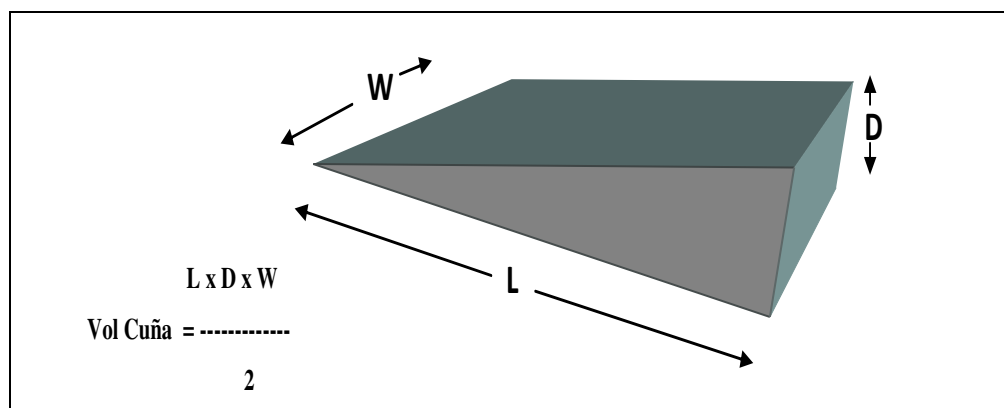


Figura 5.12. - DIMENSIONES DE LA CUÑA

Del gráfico:

$$V \text{ Cuña} = (L' \times A \times W) / 2 \quad \dots\dots (I)$$

$$X = \tan\alpha \times (U - D \tan\alpha) \quad \dots\dots (1)$$

$$A = S + X \quad \dots\dots (2)$$

$$\tan\alpha = A/L' \quad \dots\dots (3)$$

$$\text{Adem\'as: } \tan\alpha = \text{TRIM/LBP} = F \quad \dots\dots (4)$$

Reemplazando (4) en (1) y \xe9ste en (2):

$$A = [S + F \times (U - D \times F)] \quad \dots\dots (5)$$

De (3) y (4) obtenemos:

$$F = A/L' \rightarrow L' = A/F \quad \dots\dots (6)$$

Reemplazando (6) y (5) en (I):

$$V \text{ Cuña} = (A^2 \times W) / (2 \times F)$$

$$V \text{ Cuña} = [S + F \times (U - D \times F)]^2 \times W / (2 \times F)$$

Si las unidades empleadas son metros, el volumen resultante ser\'a obtenido en metros c\'ubicos, por lo tanto, que para ser empleada con unidades comerciales (Barriles) tendremos:

$$V \text{ Cuña(Bbbs)} = 3.1449 \times [S + F \times (U - D \times F)]^2 \times W / F$$

NOTAS

Cuando no aplicar la f\'ormula de la cu\~na:

$$A = [S + F \times (U - D \times F)]$$

$$\tan \alpha = A'/L \Leftrightarrow A' = L \times \tan\alpha = L \times F$$

No aplica si: $A > A'$

EJEMPLOS DE C\'ALCULO DE LA FORMULA DE LA CU\~NA

CÁLCULO DEL VOLUMEN A BORDO ANTES DE CARGA (O.B.Q.) EN EL M/T “ARCADIA”

Datos de entrada:	Valores:
Calado de proa:	6.00 m
Calado de Popa:	8.00 m
LBP (Distancia entre perpendiculares):	210.0 m

Tabla 1 – Data (registros) de los Tanques de Buque					
Tanque	Sonda Obs.	Altura (D)	Longitud (L)	Ancho (W)	Distancia a pared posterior (U)
1C	1 cm.	20.37m.	36.00 m.	17.00 m.	1.60 m.
1S	3 cm.	20.16m.	24.00 m.	5.00 m.	1.40 m.
5P	5 cm.	19.96m.	14.20 m.	3.50 m.	2.40 m.

Tabla 2 – Data (cálculos) de los Tanques de Buque					
Tanque	F	A	A'	A>A'	Cuña
1C	0.009524	0.0234	0.3429	NO	SI
1S	0.009524	0.0415	0.2286	NO	SI
5P	0.009524	0.0710	0.1352	NO	SI

Aplicando:

$$\text{Volúmen Cuña (Bbls)} = 3.1449 \times [S + F \times (U - D \times F)]^2 \times W / F$$

Tabla 3 – Volúmenes calculados en los Tanques de Buque a partir de la Fórmula de la Cuña (Wedge Formula)	
TANQUE	VOLUMEN (Barriles)
1C	3.07
1S	2.84
5P	5.83

5.5.5. El factor de experiencia de buque (Vessel Experience Factor)

a) Aplicación

El Factor de Experiencia de Buque (V.E.F.) un medio para compensar las inexactitudes de medición a bordo, ya que es un valor numérico que representa la razón buque/tierra, y es usado como un parámetro de control de pérdidas y reconciliación, pues nos ayuda a la validación de las cantidades encontradas, ya sea de la parte de tierra, o de la parte de buque.

Una aplicación frecuente del V.E.F., es su uso para la determinación de cantidades, previo acuerdo entre las partes, cuando no se disponen o conocen las figuras de tierra. Esto es, una herramienta para la determinación del Conocimiento de Embarque o de las Cantidades Recibidas.

b) Referencias

- “Factor de Experiencia de Buques”
MPMS API Cap.17 - Secc.9 – Segunda Ed. – Mayo 2012
EI HM 49
- “Normas para la inspección de cargas marinas”
MPMS API Cap.17 - Secc.1 – Cuarta Ed. – Nov. 2001

c) Información requerida

Previo al cálculo del V.E.F. del Buque, se debe obtener la siguiente información proporcionada por el personal responsable del Buque (Capitán/ Primer Oficial) o de los registros de operaciones anteriores de la nave:

- Trazabilidad correspondiente a cada operación, es decir, número de viaje, fecha, locación, tipo de carga, y figuras correspondientes en iguales unidades correspondientes.
- Cantidades totales de buque y las correspondientes cantidades totales de tierra por cada operación individual.
- Se requiere como máximo de 20 viajes listados, y 5 viajes calificados para la determinación del V.E.F.

Adicionalmente, durante el proceso de selección de viajes listados, se excluirán los siguientes:

- Viaje correspondiente a la primera travesía.
- Viajes anteriores a reparaciones en dique, donde se efectuaron modificaciones estructurales, cambio de tablas de calibración u otras que afectan las mediciones del buque.
- Viajes donde sólo las figuras de buque son conocidas.
- Viajes donde las razones buque/tierra son menores que 0.98000 o mayores que 1.02000 (errores gruesos)
- Viajes donde las razones buque/tierra exceden al 0.30%
- Viajes donde es conocido que las figuras de buque o de tierra son inexactas.

d) Método de Cálculo

Para efectuar el cálculo del Factor de Experiencia del Buque, se debe proceder de acuerdo de la siguiente manera:

- I. Listar los viajes correspondientes a la nave, hasta un máximo de veinte, aplicando las exclusiones mencionadas. Estos viajes deben ser secuenciales.
- II. Calcular las razones individuales para cada viaje, redondeando ésta a cinco decimales.
- III. Calcular la razón promedio de las cantidades totales buque y tierra.
- IV. Verificar si las razones por viaje individual son calificadas o nó. Razones fuera del $\pm 0.30\%$ de la razón promedio buque/tierra, son considerados no calificados.
- V. Emplear sólo los viajes calificados para el cálculo del VEF. Si existen menos de cinco viajes calificados, no aplica el cálculo del VEF.
- VI. Si hay más de cinco viajes calificados, calcular las cantidades totales de buque y las cantidades totales de tierra sólo para éstos viajes calificados.
- VII. Dividir la cantidad total de buque entre la cantidad total de tierra.
- VIII. Calcular a cinco decimales y reportar el correspondiente VEF a cuatro decimales.

EJEMPLOS DE CÁLCULO DEL FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE

CÁLCULO DEL V.E.F A BORDO DEL M/T “ANTIPOLIS”

Datos de Entrada:

Puerto de Embarque: Esmeraldas -Ecuador

Producto: Napo Crude Oil

Cantidad de Tierra (B/L): 380,573.49 Barriles

Cantidad de Buque: 380,811.54 Barriles

Nº	PRODUCTO	TERMINAL	FECHA	FIG. BUQUE (BARRILES)	FIG. TIERRA (BARRILES)	RAZON Buque/Tierra	Viaje CALIF
1°	BASRAH CO	PAL	05.02.14	472,148	471,238	0.99981	SI
2°	PAZFLOR CO	PTO. ARM	18.04.14	475,244	475,239	1.00001	SI
3°	LSFO-HSFO	HOUSTON	22.03.14	349,710	350,080	0.99894	SI
4°	NAPO CO	PANPAC	24.02.14	373,473	373,374	1.00027	SI
5°	ORIENTE CO	BALAO	02.21.14	362,478	361,334	1.00317	SI
6°	CL CO	VANCUVER	02.01.14	341,027	340,053	1.00286	SI
7°	VGO	PAL	20.01.14	281,600	279,829	1.00633	NO
8°	LSFO	SKIKDA	11.12.13	378,953	378,978	0.99993	SI
9°	ORIENTE CO	BALAO	30.10.14	361,357	360,896	1.00128	SI
10°	MESA CO	BULL BAY	05.10.13	402,142	402,508	0.99909	SI
11°	ORIENTE CO	BALAO	28.08.13	381,864	381,979	0.99970	SI
12°	VGO	SILLAMAE	08.07.14	383,670	383,709	0.99990	SI
13°	LSFO	Ma JESUS	12.06.13	204,662	204,657	1.00002	SI
14°	HSFO	RIO JAN.	31.05.13	177,971	177,946	1.00014	SI
15°	ESCALANTE	Ct CORD.	19.04.13	465,486	465,600	0.99976	SI
16°	SOUTHBLEND	TUMACO	30.03.13	357,672	358,648	0.99728	NO
17°	ALBIAN HSC	VANCUVER	23.02.13	324,990	323,391	1.00494	NO
18°	HSFO	LA PAMP.	26.01.13	294,789	294,213	1.00196	SI
19°	GALEOTA CO	GALEOTA	05.01.13	383,616	383,582	1.00009	SI
20°	NAPO CO	BALAO	11.12.12	326,436	326,425	1.00003	SI
CANTIDADES TOTALES				7,099,288	7,094,679		

RAZON TOTAL	1.00065
RANGO (+/- 0.30%)	< 0.99765 – 1.00365 >

	BUQUE	TIERRA
CANTIDAD TOTAL CALIFICADA	6,135,026	6,132,811
FACTOR DE EXPERIENCIA	1.0004	

1) CANTIDAD EMBARCADA (B/L) - BARRILES	380,573.49
2) CANTIDAD RECIBIDA BUQUE - BARRILES	380,811.54
3) CANTIDAD RECIBIDA BUQUE/APLICADO V.E.F. - BARRILES	380,659.28
DIFERENCIA 1 - 3 (BARRILES)	-85.79
PORCENTAJE	0.02 %

5.6. SEGURIDAD DURANTE LAS OPERACIONES

Debido a la naturaleza de los productos hidrocarburos y sus derivados, los cuales son embarcados, almacenados y transportados por vía marítima, éstos son clasificados como Mercadería Peligrosa por organizaciones internacionales, tales como Foro Marino Internacional de Compañías de Petróleo (OCIMF), Código Marítimo Internacional de Mercaderías Peligrosas (IMDG), Asociación Internacional de Puertos y Bahías (IAPH), y Seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS).

Adicionalmente, las refinerías, terminales marítimos, plantas de almacenamiento y los buques mismos, representan zonas de actividad de alto riesgo, las cuales han implementado protocolos de seguridad en todas las fases de su operación, los cuales son registrados, monitoreados y actualizados permanentemente.

Como parte integral de las políticas de seguridad, se han implementado prácticas de trabajo seguras, equipamiento personal y normatividad vigente.

Siendo la seguridad, un tema crucial para el éxito de las operaciones, se desarrollarán los puntos relevantes respecto a los aspectos de seguridad involucrada en las mismas, como parte importante de la labor Inspección.

INTRODUCCION.-

De acuerdo al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el mar (International Convention for the Safety of life at Sea – SOLAS) del año 1974, y lo establecido por el Código Internacional para la Protección de los Buques e Instalaciones Portuarias (International Ship and Port Facility Security Code – ISPS/ PBIP), los buques involucrados en el comercio internacional así como las Terminales e Instalaciones que los asisten deben participar activamente con la implementación, verificación, cumplimiento y mejora de las medidas para incrementar las seguridad marítima.

Entre las medidas recomendadas, se requiere la implementación de un Plan de Seguridad, el cual deberá incluir todos los aspectos de Seguridad identificados mediante una evaluación apropiada al respecto.

EVALUACIONES DE SEGURIDAD.-

La Evaluación de Seguridad, deberá incluir una evaluación de riesgo de todos los aspectos involucrados en las operaciones del buque y la Terminal, con el objetivo primordial de determinar las partes más probables a incidentes de seguridad. Esta evaluación deberá incluir los siguientes puntos:

- La identificación de las medidas de seguridad, procedimientos y operaciones existentes a bordo del buque o en la circunscripción del Terminal.
- La identificación y evaluación de bienes, e infraestructura vital, importantes de proteger.
- Las amenazas previstas para los buques, Instalaciones y su probable activación.

- Las vulnerabilidades potenciales y las consecuencias de incidentes potenciales, respecto a los Sistemas e Instalaciones.
- La identificación de cualquier falla o debilidad del sistema (incluyendo el factor humano), de las políticas o de los procedimientos.

PLANES DE SEGURIDAD.-

El Plan de Seguridad, deberá ser específico para cada Terminal y cada nave, dependiendo de las circunstancias particulares identificadas en la Evaluación de Seguridad, de los requisitos establecidos por la normatividad SOLAS y el Código ISPS, y de acuerdo a las consideraciones de seguridad local o nacional. Se recomienda que los planes documentados incluyan:

- La organización de seguridad a bordo del buque y en el Terminal o Instalación Portuaria.
- Las medidas implementadas para evitar el acceso no autorizado al buque y al Terminal, así como el acceso a áreas restringidas.
- Las medidas implementadas para evitar el traslado y uso no autorizado en buques y Terminales, de armas, sustancias peligrosas, o elementos que puedan ser empleados contra personas, sistemas, buques o Terminales.
- Las cláusulas para controles regulares del plan y para correcciones basadas en la experiencia o en el cambio de circunstancias.
- Las medidas básicas de seguridad para la normal operación y medidas adicionales que permitan incrementar de modo rápido, tanto al buque como a la Terminal, de elevar los niveles de seguridad a medida que cambian las amenazas.
- Los procedimientos para realizar la interfase de actividades de buques y Terminales, con otras actividades portuarias locales, otros buques, Terminales e Instalaciones Portuarias y otras autoridades y agencias de control locales, tales como Policía Nacional, Guardia Costera, Aduanas, etc.

RESPONSABILIDADES SEGÚN EL CODIGO PBIP.-

De acuerdo al Código Internacional para la Protección de los Buques e Instalaciones Portuarias, la responsabilidad por el Plan de Seguridad está bajo las atribuciones específicas de la Administración del Terminal, y ésta dependiendo de las circunstancias, puede requerir y designar un Oficial de Seguridad debidamente capacitado para garantizar la completa implementación de las medidas de Seguridad en el Terminal. Son conocidos como, Oficial de Seguridad de la Compañía y Oficial de Seguridad de la Instalación Portuaria.

Por el lado del buque, la responsabilidad del Plan de Seguridad, recae en el también en el Oficial de Seguridad de la Compañía, quien no necesariamente estará a bordo, siendo el Capitán de la nave quien tendrá su representación y autoridad dominante, respecto a la toma de decisiones respecto a la seguridad de la nave. Adicionalmente se designará a un Oficial de Seguridad a bordo, quien tendrá el entrenamiento y herramientas necesarias para garantizar la implementación y funcionamiento adecuado de las medidas de seguridad requeridas.

Son las funciones principales del Oficial de Seguridad:

- Aplicar la política y el Programa de Seguridad de la Compañía, de la mano con las instrucciones del Capitán.
- Efectuar inspecciones de seguridad y salud.
- Implementar y efectuar capacitación en materia de seguridad a bordo, por parte de los miembros de la tripulación y personal no embarcado.
- Investigar toda observación en materia de investigación y comunicarla a las partes interesadas.
- Investigar los casos de accidentes y formular las recomendaciones apropiadas para evitar su repetición.
- Crear conciencia tanto en el personal a bordo, como en el personal en tránsito acerca de los temas de seguridad relativos al medio de trabajo y desempeño.

PUNTOS RELATIVOS A LA SEGURIDAD EN BUQUES Y TERMINALES.-

Los robos de mercadería, transporte y tráfico de sustancias prohibidas, ingreso de personal no autorizado, la piratería y secuestro, entre otras, constituyen un riesgo permanente tanto en los buques como en las Instalaciones Portuarias.

Dentro de las medidas planteadas para prevenir, controlar o reducir éstos atentados contra la seguridad, se tienen:

- La Implementación del Plan de Seguridad, que se fundamente en la prevención, detección temprana de violaciones y ataques y el uso de sistemas de respuesta adecuados.
- Aseguramiento y control de todos los posibles puntos de acceso al buque o Terminal, así como verificaciones periódicas de las zonas restringidas
- La implementación de controles adicionales y/o vigilancia electrónica para detectar la aproximación de posibles intrusos o asaltantes.
- Discrecionalidad en la información respecto a la carga y productos valiosos transportados a bordo.
- Navegabilidad lejana de zonas sensibles o donde se hayan producido ataques con anterioridad.
- Seguimiento constante por parte del personal de las naves, respecto a la información de las Autoridades Marítimas, especialmente en zonas de alto riesgo.

SEGURIDAD GENERAL EN BUQUES.-

Como resultado de colisiones entre naves y con Terminales, fallos estructurales del casco, encallamientos, y otros siniestros, se pueden derivar situaciones lamentables tales como incendios, explosiones, hundimientos, contaminación del medio marino y terrestre y pérdidas materiales y humanas.

Las recomendaciones para la gestión de la seguridad, dependen entre otras del uso y tipo de buque empleado, a saber:

- Fabricación de buques bajo los estándares internacionales de calidad y manufactura en cuanto a construcción, equipos, instalaciones eléctricas, sistema de alarma y detección de fallas, etc.
- Sistemas de Gestión de acuerdo al Código Internacional de Gestión de la Operación, el cual identifica la asignación de funciones y responsabilidades, los recursos disponibles y los procedimientos de emergencia.
- Monitoreo e inspección por parte de las compañías certificadoras de estado y operatividad de las naves, así como las inspecciones independientes por parte de las compañías particulares, potenciales usuarios del transporte marítimo, respecto a la condición de las naves.

DISPOSITIVOS DE SALVAMENTO Y SEGURIDAD GENERAL EN BUQUES.-

DISPOSITIVOS DE SALVAMENTO:

Se deberán cumplir con los requisitos internacionales aplicables respecto a la implementación de los sistemas de salvamento, los cuales incluyen la disposición y mantenimiento operacional de dispositivos como chalecos salvavidas, trajes de inmersión, lanchas de escape, sistemas de salvamento y rescate, entre otros.

DISPOSITIVOS CONTRA INCENDIO

Se deberán aplicar los requisitos específicos de sistemas y equipos contraincendios para los buques, especialmente para aquellos que transportan petróleo crudo/ derivados y productos químicos (tanqueros y quimiqueros) de acuerdo a las normas internacionales aplicables. Entre éstos se pueden incluir la división del buque con límites térmicos y estructurales, la restricción del uso de materiales combustibles, el fácil acceso al equipo contraincendios, la detección y contención del fuego en el lugar de origen, la protección de las vías de escape, las consideraciones sobre prevención de incendios aplicables a las salas de máquinas que incluyen las salidas y bombas contraincendios, así como los dispositivos de emergencia para detener la circulación del combustible.

CUMPLIMIENTO CON LA REGLAMENTACION DEL TERMINAL Y BUQUE

Los Terminales Marítimos y los buques, tienen reglamentación de seguridad y de prevención de la contaminación, los cuales son acatados tanto por el personal de la nave como el del terminal, incluyéndose también a todo aquel que tiene relación de ingreso y actividad durante las operaciones, los cuales incluyen entre otras, las siguientes recomendaciones:

- Es esencial mantener una comunicación efectiva y fluída entre la interfase buque – terminal, sobretodo, si la Instalación marítima está en un sitio expuesto.
- Se deberán tomar todas las precauciones necesarias de seguridad y control de la carga, así como durante el desarrollo de operaciones adjuntas a la operación (Ver Anexo 5).
- El personal involucrado, debe tomar acciones de previsión y control respecto a los peligros emergentes de la manipulación de productos químicos, petroquímicos y otros relacionados.
- Se deberá acordar las limitaciones respecto al uso de equipo de comunicación y fuegos abiertos.
- Se intercambiará información necesaria respecto al requerimiento de servicios de asistencia propios y externos, sobre todo, en casos de emergencia.
- Se establecerá los procedimientos necesarios a seguir en casos inusuales y de emergencia, durante la operación, tales como cese de actividades, puntos de reunión, estaciones de zafarrancho, casos de evacuación, sismos, siniestros, otros.

PREVENCION DE ACCIDENTES A BORDO

El término “accidente” significa un evento no deseado, el cual resulta en daño a la gente, propiedad o al medio ambiente.

Se estima que el 80% al 90% de los accidentes pueden ser atribuidos, al menos en parte, a las acciones u omisiones de un individuo o individuos.

Las consecuencias de consideraciones inadecuadas de seguridad (comunicación, prácticas de trabajo, fatiga, etc.) combinado con las tendencias humanas naturales a errores e infracciones, llamados en la industria “actos inseguros”, resultan mayormente en accidentes.

A partir de las recomendaciones de la Organización Mundial del Trabajo (OIT) respecto a la Prevención de accidentes a bordo de los buques en el mar y en los puertos, como a instrumentos y publicaciones de la Organización Marítima Internacional (OMI), así también como las publicaciones de otras organizaciones, tanto particulares como de los Estados signatarios, se elaboraron Guías sobre medio ambiente, seguridad y salud en el transporte marítimo, y las Guías sobre medio ambiente, seguridad y salud correspondientes a Terminales de Productos Derivados y Petróleo Crudo, las cuales incluyen información relevante respecto a la operación y mantenimiento de los buques empleados en el transporte y carga de productos a granel y mercaderías, así como las cuestiones relativas al traslado y almacenamiento de combustibles líquidos a granel.

La finalidad última de estas recomendaciones, es la orientación acerca de la seguridad y la salud en el trabajo a bordo de los buques, siendo los objetivos primordiales:

- Toma de acciones al respecto y comprensión personal acerca de la responsabilidad en materia de seguridad y salud, de todos los involucrados, tales como gobiernos, compañías marítimas, y la gente de mar.
- El fomento de intercambio de consultas y cooperación, entre estados, organizaciones marítimas y otros, con el objetivo de mejorar los sistemas de salud y seguridad a bordo de los buques.
- Impedir lo máximo posible la ocurrencia de accidentes, así como preservar de enfermedades y otros efectos nocivos para la salud, resultantes del trabajo a bordo de los buques, tanto en el mar como en los puertos (Reglas para la vida).

5.7. CONTROL Y MANEJO AMBIENTAL EN OPERACIONES MARÍTIMAS

5.7.1 Definición de impacto ambiental

Se entiende por impacto ambiental, al efecto resultante de una determinada acción humana sobre el medio ambiente, en sus distintos aspectos. Este impacto puede ser positivo o negativo.

La base energética de muchos países, actualmente está definida por el uso y manejo de productos derivados del petróleo, tales como los combustibles líquidos y el gas natural.

Y es debido a éste uso masificado mundial de esta fuente energética, que los derrames y contaminaciones de mares, ríos, y lagos, que producen la alteración ambiental de flora, fauna y ecosistemas, pese a las acciones preventivas, son altamente probables (Ver Anexo 6).

Debido a esto, tanto en nuestro país, como en muchos otros, se han intensificado los esfuerzos técnico – operativos, de gestión y legales para evitar o disminuir al mínimo estas situaciones que implican daños al medio ambiente.

5.7.2 Factores de riesgo

Debido a la complejidad de las operaciones en la Industria del petróleo, desde las fases exploratoria, de extracción y la del transporte, la ocurrencia de derrames es altamente probable debido a causas diversas, pudiendo ser las siguientes:

- Reventón en pozos de perforación o producción
- Rotura de los oleoductos
- Derrames por fisuras en los tanques de almacenamiento
- Derrames por rebose en los tanques de almacenamiento
- Accidentes de buques tanqueros debido a la colisión entre ellos

- Accidentes de buques tanqueros por colisión en los terminales de embarque/ descarga
- Roturas y derrame por encallamiento de los buques
- Desastres Naturales
- Actos terroristas

El comportamiento de un derrame de petróleo o productos derivados dependerá de ciertas variables, como:

- El volumen derramado
- Las propiedades físicas del hidrocarburo
- El tipo de cuerpo de agua
- La velocidad de las corrientes
- La velocidad y dirección del viento

A) ELIMINACION DE LA FUENTE DE DERRAME.-

Vienen a ser todas las acciones de tipo operacional que buscan que el hidrocarburo continúe fluyendo sin control hacia el exterior de la instalación que lo almacena o transporta, con el objeto de minimizar al máximo posible las pérdidas y el impacto ambiental generado.

B) ACCIONES PARA ELIMINAR LA FUENTE DE DERRAME.-

Estas buscan sobre todo evitar la pérdida de hidrocarburo derramado y la reducción de daños causados al medio ambiente. Las acciones más comunes para la eliminación de la fuente de derrame vienen a ser:

- Trasiego de carga entre tanqueros
- Desviar la producción
- Poner grapas/ abrazaderas a las tuberías
- Cierre de pozos fuera de control

C) ACCIONES DE CONTENCION.-

Están dirigidas a evitar la expansión del hidrocarburo derramado sobre la superficie del agua, con el fin de minimizar la contaminación y facilitar la recuperación del producto.

Los propósitos principales para la labor de contención pueden ser los descritos a continuación:

- Mantener el hidrocarburo en un lugar determinado.
- Mantener el hidrocarburo alejado de un lugar determinado
- Para dirigir el hidrocarburo hacia un punto específico.

D) PRINCIPALES MEDIOS DE CONTENCION Y RESPUESTA.-

Los principales medios de contención y respuesta son:

- Equipos y Sistemas Mecánicos:
Se incluyen las barreas de contención, sorbentes, equipos recolectores (skimmer), otros
- Agentes Químicos:
Tales como los dispersantes
- Procedimientos Biológicos:
Aplicando la biorremediación y otros de la biotecnología
- Procedimientos Físicos:
La quema “in situ” del producto

D.1. Equipos y Sistemas Mecánicos

Las Barreras de Contención.-

El medio más común de confinar producto derramado es mediante el uso de barreras, especialmente cuando esté se encuentra sobre la superficie del agua.

Existen variedad de diseños para ser empleados de acuerdo al tipo de derrame y otros factores a considerar para hacer uso de estos dispositivos como medios de control.

Las Barreras Flotantes:

Son muy utilizadas en el mar para cercar el vertido o dirigir la mancha de hidrocarburo hacia el sitio de recolección. De acuerdo al diseño de sus sistemas de flotación pueden ser de tres diseños: planos, cilíndricos o cilíndricos hinchables.

Características principales de las barreras flotantes de contención:

- Una porción flotante para impedir el paso del crudo por arriba
- Una falda para impedir el flujo del crudo por debajo
- Peso suficiente de la falda para ser lo suficiente sólida bajo el movimiento de la corriente de agua
- Flexibilidad, para permitir su movilidad bajo la acción del viento y la corriente
- Resistencia al producto contenido, y a la acción del clima
- Resistencia mecánica a las fuerzas sobre ella ejercidas
- Manejo y transporte fácil y seguro

Productos sorbentes o absorbentes:

Se denominan así a diversos materiales en las que debido a su superficie oleófila, los aceites quedan atrapados entre la estructura de sus fibras, absorbiendo de entre 5 a 10 veces su peso.

La selección del material depende de su precio, disponibilidad y eficacia. El rendimiento depende de la entre otras variables a la superficie disponible del sorbente, y a la viscosidad del crudo.

Entre los sorbentes más comunes se tienen:

- Sorbentes Minerales:
Carbón activado, arcilla, cal, cenizas, talco, etc.
- Sorbentes Vegetales:
Aserrín, heno, algas marinas, cortezas de árbol, etc.
- Sorbentes Sintéticos:
Poliestireno, poliuretano, espumas de resinas, etc.

Entre las presentaciones más comunes de los sorbentes se tienen:

- Almohadas, telas oleofílicas
- Láminas, correas, astillas
- En presentación en polvo, fibras, bolas

Recolectores (skimmers):

Son equipos mecánicos diseñados para remover el hidrocarburo desde la superficie de agua, sin causar mayores alteraciones en sus propiedades físicas o químicas.

La viscosidad del crudo derramado, determina el tipo de equipo skimmer a usar para lograr mayor efectividad en el proceso de recuperación.

Entre los equipos recolectores más comunes se tienen:

- Recolector de Vertedero:

Mediante la fuerza de gravedad separan el petróleo del agua. En su forma más simple consisten de un apresa o vertedero, un estanque y una conexión hacia una bomba exterior

- Recolector de Succión:

Son equipos eficaces para trabajar sobre la superficie del agua, generalmente usan sistemas separados de bombas de vacío, y están diseñados para flotar en la interfase agua-petróleo. Debido a que son compactos y de poco calado, son de gran utilidad para trabajos en áreas confinadas, como debajo de los muelles.

- Recolector Centrífugo:

Están diseñados para operar mediante la formación de un remolino o vórtice de agua, que arrastra el hidrocarburo hasta un área de recolección, luego se emplean separadores agua-hidrocarburo para su recolección final.

- Recolector Sumergido:

Generalmente se encuentran incorporados a una embarcación autopropulsada, siendo su fundamento el de llevar debajo de la superficie el hidrocarburo, mediante una correa con un determinado ángulo de inclinación, esta correa

lleva el petróleo hasta la boca de un depósito donde finalmente sube a la superficie por diferencia de densidades.

De gran eficiencia en situaciones donde el producto a contener tiene viscosidad baja y el espesor de la mancha es delgada.

D.2. Agentes Químicos

Para controlar o minimizar los derrames de hidrocarburos también se emplean sustancias químicas. Entre los productos más conocidos se tienen:

- Dispersantes
- Agentes de hundimiento o precipitantes
- Agentes gelatinosos

– Dispersantes:

Es un agente de superficie activo cuya estructura molecular tiene afinidad por el crudo (oleófila) y otra tiene afinidad por el agua (hidrófila).

Cuando se aplica sobre una mancha y se mezcla con esta, las moléculas se disponen en la interfase agua/ aceite, de tal manera que se reduce la tensión interfacial entre éstas, favoreciendo la formación de pequeñas gotas de aceite dispersado con un área superficial combinada mayor que la mancha de aceite inicial.

Se recomienda tener en cuenta ciertos parámetros de selección para el uso de dispersantes, a saber:

- Toxicidad: Evaluar no sólo la del producto en sí, sino también la de la mezcla con el hidrocarburo.
- Eficacia: Algunos tiene eficacia diferente ya sea si se aplica en mar o en tierra. De igual manera, en algunos casos disminuye su efectividad si se mezclan con agua de mar antes de su uso.
- Persistencia en el medio marino: Idealmente deberá ser del mismo período que la del hidrocarburo a dispersar.
- Costo: Dependerá de la eficacia para cada caso específico.

Entre los dispersantes aprobados por los entes de protección marítima, los más usados son:

Corexit 9527 (Exxon Mobil), Corexit 8667 Oil Dispersant, Corexit 9550 Oil Dispersant, BP 1100 WD (British Petroleum), Shell Dispersant Concentrate, Shell Herder, Unitor Seacare OSD (Unitor Ltda.) Drew Ameroid Marine OSD Lt. (Ashland)

Se recomienda tener en cuenta ciertos parámetros de selección para el uso de dispersantes, a saber:

– Precipitantes:

Son materiales especiales, tales como polvo de plomo, arena tratada, etc., que favorecen la precipitación del hidrocarburo. Su uso básicamente lleva la mancha al fondo marino afectando de cierto modo la ecología. No es recomendado en agua cerradas, tales como lagos u otros.

– Gelatinizantes:

Son productos químicos que le otorgan mayor viscosidad al crudo. Su mejor empleo está circunscrito al uso dentro de un tanque averiado para disminuir el ritmo del vertimiento hacia el exterior. Previamente se deberá evaluar el tamaño de la avería, la importancia ecológica de la zona, y el costo alto de éstos productos. Su empleo es muy limitado.

Finalmente, acerca del uso de los dispersantes, está establecido de acuerdo a regulaciones que su uso no podrá ser indiscriminado en cualquier situación de derrame, puesto que en cada caso se deberá contar con la aprobación previa de la Autoridad Marítima local, la cual evaluará la situación y dictaminará al respecto.

D.3 Procedimientos Biológicos

La existencia de bacterias que se alimentan de crudo, fue conocida desde hace mucho tiempo atrás, antes de que fueran empleadas experimentalmente para recoger o atenuar las consecuencias de los derrames de hidrocarburos.

Las fracciones más livianas de los hidrocarburos se evaporan, y el resto es colonizado por bacterias capaces de biodegradar entre el 40% al 90% del petróleo, dependiendo de la composición y mezcla de bacterias utilizadas.

La biorremediación, es pues la técnica de usar bacterias que atacan los compuestos orgánicos complejos de los hidrocarburos, disminuyendo su efecto contaminante al entorno en el que han sido vertidos.

Los grupos microbianos más usados en ésta técnica son:

Hongos: *Penicillium* SPP, *Aspergillus* SPP, *Trichoderma*, etc.

Bacterias: *Bacillus*, *Enterobacter*, *Staphylococcus*, etc.

Protozoos: *Acanthamoeba*, *Lacrymaria*, *Vorticella*, *Paramecium*, etc.

Algas: *Chlorella*, *Prochlorococcus*, *Chlorella*, etc.

Entre las principales ventajas de su uso se tiene:

- Reducción del residuo sólido y lodos
- Descomposición de la materia orgánica
- Eliminación de olores

D.4. Procedimientos Físicos

La quema “in situ” del producto, involucra la combustión controlada del producto derramado, antes de su dispersión y contaminación en las zonas circunscritas y altamente sensibles.

Como contraparte, se generará volúmenes considerables de humo negro, muy espeso, por su alto contenido de partículas.

Entre sus principales ventajas tenemos:

- Alta eficiencia de quemado
- La eficiencia depende del espesor del producto derramado, a mayor espesor de la capa, mayor eficiencia
- Operación efectiva en aguas dulces o saladas
- El tamaño y el lugar para el quemado puede ser previamente seleccionado, a conveniencia
- La cantidad de equipos y personal es mínima

- Costos 20% a 30% más bajos que otras técnicas de respuesta en aguas marinas

Entre sus principales desventajas tenemos:

- La combustión debe efectuarse entre las 12 a 24 horas de producido el incidente.
- Contenido de agua en el crudo máximo de 20% a 30% y contenido de volátiles suficientes para mantener la combustión
- El espesor de la mancha debe ser lo suficiente para mantener la combustión, mínimo de 2 a 3 milímetros.
- Impacto visual debido a la formación de humo negro espeso, que afecta la labor del personal a cargo de la operación.

5.7.3 El petróleo y el medio ambiente

Las diferentes etapas de extracción, almacenamiento, transporte y consumo del petróleo y sus derivados, requieren la implementación, monitoreo y cumplimiento de sistemas de gestión y medidas respecto a la conservación del medio ambiente.

Debido a la cada vez más estricta normatividad legal, las nuevas tecnologías y la actitud más activa y responsable de las personas y compañías respecto al tema ambiental, se han logrado avances notables en los controles de impacto medioambiental.

La Ley de Derecho del Mar

Mediante esta se reconoció la importancia de la protección y preservación del medio marino, y de la conservación de sus recursos vivos, pues éstos constituyen una fuente fundamental para la alimentación de la humanidad, pudiendo ser seriamente afectados por la contaminación de los océanos.

Se estipula en la Parte XII - Artículo 192, Protección y preservación del medio marino, que “los Estados tienen la obligación de proteger y conservar el medio marino”

En sus Artículos 193 a 237, se requiere a los Estados de implementar medidas para prevenir, reducir y controlar la contaminación del medio marino. Así como

el establecimiento de programas de investigación, planes de emergencia, vigilancia y evaluación ambiental, fomentando la cooperación regional y mundial.

La Nueva Ley del Derecho del Mar, fue aprobada en la Conferencia de las Naciones Unidas en 1980

La Organización Marítima Internacional (OMI).-

La Organización Marítima Internacional, es un organismo de las Naciones Unidas especializado en aspectos técnicos del transporte marítimo internacional.

Tiene como objetivos fundamentales la prevención de la contaminación marina, el fomento de la seguridad de la navegación, y la cooperación entre los estados para respecto a cuestiones técnicas del transporte marítimo internacional.

Los Convenios OMI para la prevención, control y reparación de la contaminación marina más resaltantes son:

Convenio Internacional para reducir la contaminación desde los buques MARPOL 73/ 78

Es un Tratado Internacional que se ocupa de toda clase de contaminación marina, incluyendo la de los hidrocarburos. Los signatarios del Convenio tienen la obligación de hacer cumplir lo dispuesto en este y de aplicar las sanciones a los infractores, siendo las sanciones “lo suficientemente severas como para disuadir toda transgresión” (Convenio MARPOL – Londres 1973)

Posteriormente, en 1978, se implementó medidas adicionales referidas a la seguridad de los buques tanques y la prevención de la contaminación marina (Anexos I y II del Convenio), obligatorios para todos los Estados que lo ratifican, los demás anexos son facultativos, pudiendo o no adoptarse. Este Convenio se denominó MARPOL 73/ 78

Anexo I – Contaminación por Hidrocarburos

Referido a disposiciones aplicables a buques como a Terminales o Instalaciones de Manejo de Hidrocarburos en Tierra.

Se prohíbe la descarga de todo tipo de hidrocarburos al mar tanto por buques tanqueros como los que no lo sean. Se exige a los buques petroleros a contar con doble casco para los buques nuevos.

Se requiere a los Puertos Comerciales, las facilidades para la recepción de las descargas de aguas de sentinas de las máquinas y residuos de tanques de carga.

Anexo II – Sustancias nocivas líquidas

En este anexo se establecen las medidas destinadas al control de la contaminación ocasionadas por sustancias nocivas líquidas transportadas a granel, así como, los criterios técnicos para la descarga de las mismas.

Se prohíbe la descarga de residuos que contengan sustancias nocivas, a no menos de 12 millas de la tierra más próxima y en agua de profundidad no menor a 25 metros.

Anexo III – Sustancias perjudiciales transportadas en bultos

Se aplica para las sustancias nocivas transportadas en buques a través de contenedores, camiones cisternas, tanques de almacenamiento portátiles y otros que sean contaminantes al mar, aplicando el Código Marítimo Internacional de Mercaderías Peligrosas.

Anexo IV – Aguas Sucias

Se establece la prohibición de la descarga de aguas sucias al mar a una distancia no menor de 4 millas de la tierra más próxima. Estas aguas deberán ser tratadas y desinfectadas previamente, si la descarga se efectúa a distancias de entre 4 a 12 millas de la Costa más próxima.

Anexo V – Basuras

Se regula la segregación y descarga de todo tipo de basuras. Se debe tener un Plan de Manejo de Basura y contar con un Libro de Registro de Basura. Se prohíbe la descarga al mar de plásticos de todo tipo o forma.

Anexo VI – Aire

Registra la descarga de óxidos nitrosos, dispone la reducción del contenido de azufre en los combustibles, regula los procesos de incineración a bordo, prohíbe la descarga a la atmósfera de sustancias que puedan afectar a la capa de ozono.

Anexo VII – Manejo de Lastres

Este anexo encuentra su fundamento en el transporte de sustancias o especies dañinas a través del agua de lastre de los buques.

Se debe tener un Plan de Gestión de Agua de Lastre y contar con un Libro de Registro de Lastre, Se prohíbe el cambio de agua de lastre, a no menos de 50 millas de la tierra más próxima y en agua de profundidad no menor a 200 metros.

En el ámbito nacional, este tema se encuentra regulado mediante la Resolución Directoral N° 072-2005 (Dirección General de Capitanías y Guardacostas – Dirección del Medio Ambiente) – Normatividad para el Agua de lastre de los Buques, siendo su cumplimiento obligatorio.

VI. APORTES PROFESIONALES EN EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE SUPERVISIÓN

Durante el desarrollo profesional en la Supervisión de Transferencias de hidrocarburos líquidos y derivados, la actividad misma nos ha llevado a distintas locaciones dentro y fuera del país.

Como participante directo, el autor del presente trabajo ha intervenido en lo siguiente:

- Desarrollo y evaluación del Programa Electrónico Internacional SGS Field Inspection Report (Houston- USA).
- Capacitación Técnica en Mediciones Estáticas de Petróleo Crudo y Derivados (Santiago – Chile).
- Auditorías Técnicas (Petroperú S.A. – Operaciones Selva) – Refinería Petroperú S.A. (Iquitos – Perú).
- Desarrollo de Programas aplicativos (Software) para las labores de Inspección.
- Elaboración de Procedimientos de Operación y Traducciones Técnicas diversas.

En el transcurso del desarrollo profesional en la supervisión de transferencias de petróleo crudo, hidrocarburos líquidos derivados, gas líquido de petróleo (LPG), y productos químicos, el autor del presente trabajo ha participado en el desarrollo de diversas actividades y procesos los cuales han redundado como sigue:

- primeramente, en la mejora continua profesional
- adicionalmente en el desarrollo constante y potenciamiento de las labores de supervisión de la compañía para la cual se labora.

A continuación se describe algunos aportes con respecto a las labores desempeñadas como ESPECIALISTA en el área Oil, Gas & Chemicals de la Compañía SGS del Perú S.A.C.

1) Evaluación Técnica sobre Mediciones Estáticas de Petróleo y derivados

Entre Octubre 22 a Octubre 24, 1997, participé conjuntamente con otros representantes de Sur y Centro América de las divisiones de Petróleo y derivados, en la exposición y evaluación de los tópicos de medición estática de petróleo crudo y derivados, y análisis de viaje y reconciliación de carga.

Estos alcances y conocimientos fueron posteriormente transmitidos a mis compañeros de labores locales.

Esta reunión se llevó a cabo en Santiago de Chile.

2) Desarrollo y evaluación del Programa Electrónico Internacional FIR

Entre Noviembre 7 a Noviembre 13, 1999, participé conjuntamente con otros representantes de Sur y Norte América de las divisiones de Petróleo y derivados, en la presentación, evaluación, y desarrollo del Programa Electrónico FIR (Field Inspection Report), éste encuentro tuvo lugar en Houston – Texas – USA

El Programa pretendía ser de utilidad en múltiples locaciones y múltiples condiciones a nivel internacional.

Luego de posteriores evaluaciones en el campo, ya en Perú, concluí que éste software no era adecuado a las necesidades y requerimientos de nuestros clientes, por lo cual finalmente elaboramos nuestro propio sistema de programas y reportes.

3) Supervisión de Muestreo y Control de Calidad de Combustibles en representación de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. en Estaciones de Servicio de la cadena PETRORED

Entre Noviembre del 2006 hasta Abril del 2007, participé en representación de Petroperú S.A. en la Supervisión de las Instalaciones, Muestreo y Control de Calidad en las estaciones de servicio y expendio de combustibles

pertenecientes a la cadena administrada por Petroperú S.A. (PETRORED). Esta labor de supervisión tuvo como principal objetivo verificar las condiciones de expendio de combustible (mermas en el despacho) y comprobar la calidad del combustible en cada Isla de cada Estación de Servicio.

Se efectuó ésta labor en las instalaciones PETRORED en Lima Metropolitana, Norte Chico (Barranca, Huaura y Huaral) y departamentos del Centro (Huancayo, Huánuco y Cerro de Pasco).

El resultado técnico de la auditoría fue bastante satisfactorio para Petroperú S.A.

4) Verificación de los procedimientos de cálculo para la determinación de cantidades y mermas del gas licuado de petróleo en la red de distribución de Repsol YPF Comercial del Perú S.A.

En Abril del 2006, participé en representación de Repsol YPF Comercial del Perú S.A. en la Supervisión de las Instalaciones y Procedimientos, para evaluar y determinar las cantidades y mermas en las Plantas de Envasado y Gasocentros de servicio. Esta labor de supervisión tuvo como principal objetivo verificar las condiciones de cálculo de stocks e identificar las pérdidas de producto (mermas en la recepción, almacenamiento y despacho) así como elaborar directivas correctivas de procedimientos para optimizar el proceso de recepción y expendio de gas licuado de petróleo.

Esta labor se llevó a cabo en las plantas de almacenamiento y gasocentros de expendio pertenecientes a la red de distribución de Repsol YPF del Perú S.A. en Lima Metropolitana, Sur Chico (Ica) y Centro (Huancayo).

El resultado técnico del estudio, y las mejoras implementadas luego de la auditoría fueron traducidos en mejoras de los procesos y disminución de mermas hasta valores mínimos para Repsol YPF Comercial del Perú S.A.

5) Miembro del Equipo Auditor de Normas ISO en la Planta de Almacenamiento de GLP – Ventanilla (Repsol YPF Comercial del Perú

S.A.); en la Refinería Petroperú S.A. y Planta de Ventas (Operaciones Selva) – Iquitos; en la Planta de Procesos y Elaboración de Alcohol Anhidro de Sucroalcolera del Chira S.A. – Piura

En Junio del 2009, participé como Auditor Técnico en la Planta de Almacenamiento de GLP – Ventanilla, para la revalidación de la Certificación del Estándar ISO 9001:2000 respecto al “Proceso de Descarga Marítima y Terrestre, Almacenamiento y Despacho de GLP a granel para unidades de transporte en el Terminal de Almacenamiento”

En Setiembre del 2009, participé como Auditor Técnico en la Refinería y Planta de Ventas –Petroperú S.A. – Iquitos, para la implementación e implementación de los Estándares ISO 14001:2004 y OHSAS 18001:2007 respecto al Proceso Integral involucrado en las diversas áreas operativas y de gestión de las locaciones auditadas.

En Noviembre del 2010, participé como Auditor Técnico en la Planta de Procesos y Elaboración de Alcohol Anhidro de Sucroalcolera del Chira S.A. – Piura, para la implementación del Estándar ISO 9001:2008, respecto al Desarrollo, Control y Planificación de la Producción en las diversas áreas operativas y de gestión de la locación auditada.

6) Elaboración de Procedimientos de Sistema de Gestión de las operaciones realizadas por la División Oil, Gas & Chemicals – Traducciones Técnicas de Procedimientos de Inspección, Tópicos de Seguridad, Salud y Calidad, correspondientes al Sistema Integral de Inspección de hidrocarburos líquidos, químicos y derivados.

7) Actualmente debido a contratos suscritos con las compañías Química del Pacífico S.A. (QUIMPAC S.A.) y Pure Biofuels del Perú

S.A.C. (PBF), el suscrito desempeña la labor de Loading Master en los terminales marítimos de las compañías antes mencionadas.

El Loading Master, es el representante del Terminal o Instalación Portuaria a bordo de la nave, y realiza labores de coordinación y comunicación de la operación involucrada, ya sea carga o descarga, con el personal asignado por el lado de la nave, Capitán y Primer Oficial, así también como la verificación del cumplimiento de aspectos normativos respecto a la protección del medio ambiente y seguridad marítima y elaboración de documentación antes, durante y después de la operación de transferencia.

Esta labor, también fue realizada por el suscrito en los Terminales Marítimos de las Refinerías Petroperú S.A. en Talara y Conchán, y en los Terminales Marítimos de la Refinería La Pampilla S.A.A. (operado por Repsol S.A.)

8) Localmente, el área para la cual me desempeño, realiza labores de supervisión de productos hidrocarburos, productos derivados y productos químicos, tanto en los aspectos de cantidad, como los de calidad.

Servicios adicionales incluyen el de la Calibración de Tanques mediante sistema laser (API 2.2D Calibration of Upright Cylindrical Tanks by Electro Optical Distance Ranging Method), Análisis de Aceites Dieléctricos mediante el Sistema TOGA (Análisis de Gases Disueltos), así como Estudios y Auditorías enfocados a los sistemas de mejora continua de nuestros clientes.

En el ámbito Internacional, la Compañía SGS desarrolla estudios y programas de mejora en los campos en los cuales se desempeña, tal es así que, se ha desarrollado e implementado el Sistema denominado AUTOGOR™ el cual es un analizador automático de fluidos que es operado sin intervención humana en los emplazamientos de pozos, buques de perforación y plataformas de producción. Este sistema genera datos y análisis de extrema calidad. Adicionalmente el sistema opera en locaciones de tierra, mar adentro y bajo cualquier tipo de clima.

El AUTOGOR™ fue desarrollado por el equipo OGC basado en el Centro Aplicado de Tecnología e Innovación (Applied Technology and Innovation Center) de Houston – USA

El Sistema AUTOGOR™ fue reconocido y premiado por el prestigioso Instituto de Energía (EI) en la calidad de Premio Innovativo 2014 en la EI Award Ceremony en Londres el 13 de Noviembre del 2014.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1) La labor principal del Inspector de carga/ descarga, consiste en determinar de manera imparcial y veraz, la cantidad y calidad de cada operación para validar la operación en cada embarque o descarga puntual. La eficiencia en las operaciones de carga y descarga en buques tanques, es particular para cada una de ellas, y depende de la aplicación correcta de los procedimientos operativos, los estándares y metodología que los regulan, así como de las condiciones intrínsecas de los factores involucrados en éstas.
- 2) La apropiada medición y cuantificación de los productos hidrocarburos líquidos y derivados en una transferencia de custodia, es de vital importancia para las partes involucradas debido **a la gran implicancia económica que representan, y al correcto manejo de operaciones asociadas**. La cantidad y calidad de los productos hidrocarburos, señalados previamente en los acuerdos comerciales, son garantizadas mediante el empleo de estándares y prácticas aceptadas local e internacionalmente.
- 3) Las mediciones a bordo de buques tanques, son empleadas para confirmar la validez de las mediciones de los tanques de tierra o los sistemas de cuantificación de transferencia de fluidos dinámicos. En casos específicos, las cantidades de abordó son usadas y validadas contractualmente.
- 4) La diferencia principal respecto a la medición de tanques de tierra y los tanques de buque, es que éstos últimos son estructuras flotantes que se encuentran en movimiento constante respecto al plano vertical y horizontal, y por lo tanto, se requiere de procedimientos físicos y cálculos adicionales para la determinación apropiada de los volúmenes contenidos.
- 5) Los factores de corrección empleados para la medición y cálculo, deben ser aplicados y desarrollados de manera técnica y en estricta adherencia a los estándares que los regulan, considerando que éstos varían y afectan la cuantificación real de los productos hidrocarburos. Las incertidumbres y errores asociados a las mediciones dependen de orígenes diversos y es

mediante la prevención, y el entendimiento de éstas causas, que éstos podrán ser atenuados o eliminados.

- 6) El transporte, manipulación y uso de mercaderías peligrosas y productos químicos en el ámbito marítimo, así como sus implicancias en la salud y seguridad del personal involucrado, está regulada mediante leyes, normas, códigos y políticas cuya aplicación es inherente a la actividad efectuada. Las embarcaciones marítimas que transportan mercaderías peligrosas y productos químicos están regulados por el Convenio Internacional Marpol 73/ 78 respecto a la prevención de la contaminación marina y la seguridad de los buques tanques.
- 7) Los sistemas de prevención, manejo y gestión ambiental implican el desarrollo y aplicación de estudios y políticas diversas, las cuales son de cumplimiento mandatorio en las actividades relacionadas al manejo de hidrocarburos. Los terminales portuarios e instalaciones que asisten a los buques empleados en el comercio internacional, han implementado medidas respecto a la Seguridad Marítima, conforme a convenios y códigos de vigencia nacional e internacional.
- 8) En el proceso de actuación como Inspector de carga y descarga en los buques y terminales, se ha contribuido a mejorar los mecanismos y procedimientos de cálculo de cantidad y calidad de los hidrocarburos objeto de validación, como parte del desarrollo profesional en este campo

RECOMENDACIONES

- 1) Todo equipo de medición empleado debe acreditar certificado de calibración vigente y sistema de puesta a tierra operativo.
- 2) La verificación de tanques y sistemas adyacentes, debe ser efectuada con rigurosidad, tanto cuando están vacíos como cuando se encuentran con carga contenida. Debe dejarse constancia escrita de los hallazgos y responsabilidades asociadas.
- 3) La calidad reportada por los laboratorios de análisis, será tan válida y confiable, como lo puede ser la muestra analizada, resultado de un óptimo

muestreo. Se deben tomar las precauciones debidas para que éste sea lo más representativo posible.

- 4) La capacitación teórico/práctica constante, así como la mejora de los sistemas de gestión asociados a cada operación, redundará en inspecciones confiables y seguras. Esto implicará la aplicación o implementación de planes de contingencia, revisando los peligros potenciales existentes, las acciones preventivas y la mejor toma de decisión al respecto.
- 5) El impacto ambiental asociado a actividades con productos hidrocarburos puede ser elevado, si no se toman en consideración medidas tangibles de prevención, monitoreo y en última instancia mitigación, correspondiendo a las partes involucradas la implementación y ejecución de las mismas.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- 1) American Petroleum Institute. 2005. Manual de Estándares de medición de petróleo. Cap. 3. Medición del Tanque (Segunda Edición).
- 2) American Petroleum Institute. 2012. Manual de Estándares de medición de petróleo. Cap. 7. Determinación de Temperatura (Primera Edición).
- 3) American Petroleum Institute. 2001. Manual de Estándares de medición de petróleo. Cap. 12. Cálculo de cantidades de petróleo (Segunda Edición).
- 4) American Petroleum Institute. 2001. Manual de Estándares de medición de petróleo. Cap. 17. Medición Marinas (Cuarta Edición).
- 5) American Petroleum Institute. 2012. Manual de Estándares de medición de petróleo. Cap. 17.9 Medición Marinas – Factor de Experiencia de Buques (Segunda Edición).
- 6) American Petroleum Institute. 2009. Manual de Estándares de medición de petróleo. Cap. 17. 11 Medición y muestreo de cargas a bordo de buques tanques usando equipos cerrados y restringidos Marinas (Primera Edición).
- 7) Barshovi Ghassem. Cargo reconciliation and voyage analysis. 1997. SGS Redwood Services & University of Texas at Austin.
- 8) Barrera César. 2007. Estudio para la calibración de tanques de almacenamiento. Tesis para optar Título Profesional. Facultad de Ciencias de la Ingeniería - ETP.
- 9) Carbajal Ortiz Luis. 2005. Aspectos técnicos sobre derrames de petróleo. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Universidad Industrial de Santander.
- 10) Energy Institute, 2009. Guidelines for the cleaning of tanks and lines for marine tanks vessel carrying petroleum and refined products. Hydrocarbon Management 50 (First Edition).
- 11) International Chamber of Shipping. 2006. International Safety Guide for Oil Tankers & Terminals (Fifth Edition).
- 12) INTERTANKO. 1996. Oil cargo losses and problems with measurement (2nd. Edition).

- 13) Mesta Carlos. 2005. Planta de recepción, almacenamiento y despacho de productos químicos líquidos a granel. Tesis para optar Título Profesional. FIP – UNI.
- 14) Oil Tankers – A pocket safety guide. 2006. Whitherbys Publishing Ltd. & Seamanship International Ltd. (First Published).
- 15) Oficina Internacional de Pesas y Medidas. 2008. Evaluación de datos de medición. Guía para la Expresión para la Incertidumbre de Medida.
- 16) Palomino Juan. 2010. Funciones de Loading Master en descarga de GLP de buques tanque. Tesis para optar Título Profesional. FIP – UNI.
- 17) Petróleos del Perú S.A. – Refinería Talara. 2001. Manual de Inspección de Embarque.
- 18) Repsol YPF Trading y Transporte S.A. 2007. General Instructions for Quality and Quantity Inspections of Crude Oil and Petroleum Products.
- 19) Salerno Cesar. 1995. Manual de funciones para oficiales de buques petroleros.
- 20) Salazar Carlos. 1998. Técnicas y Procedimientos para la medición de petróleo crudo en buque tanque. Tesis para optar Título Profesional. FIP – UNI.
- 21) SGS del Perú S.A.C. 2012. Reglamento Interno de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio ambiente en el Trabajo.
- 22) The University of Texas. 1993. Primer of Oil and Gas Measurement (First Edition).
- 23) Terminal Marítimo La Pampilla. 2012. Manual de Operación TERMAR 01/IO-001 – Procedimientos de carga o descarga por Buques Tanque.

ANEXOS

ANEXO 1:

ANÁLISIS DE LABORATORIO MÁS COMUNES EN OPERACIONES DE FLUÍDOS HIDROCARBUROS – PETRÓLEO CRUDO Y DIESEL B5

LOS ANÁLISIS PARA **PETRÓLEO CRUDO** SON LOS SIGUIENTES:

Determinación de la Densidad o Gravedad API de Petróleo Crudo y Líquidos de Petróleo (ASTM D 1298-12b) (Standard Test Method for Density, Relative Density or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method)

Este método de análisis cubre la determinación en Laboratorio, usando un hidrómetro de vidrio de la densidad, densidad relativa o Gravedad API del petróleo crudo, productos de petróleo o mezclas de productos de petróleo y no petróleo, normalmente manejadas como líquidos, y que tienen una presión de vapor reid de 101.325 KPa (14.696 psi) o menos.

Los valores son determinados a temperaturas existentes y corregidos a 15°C ó 60°F, mediante una serie de cálculos y Tablas Estándar Internacional.

Determinación del contenido de Azufre mediante Espectrometría de Rayos X (ASTM D 4294-10) (Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry)

Este método de análisis cubre la determinación de azufre total en petróleo y productos de petróleo que se encuentran en una sola fase e igualmente líquidos en condiciones ambiente, licuables con calentamiento moderado, o solubles en solventes hidrocarburos.

El contenido de azufre es un valor importante en la calidad del crudo, puesto que a mayor contenido, mayor costo y complejidad en el proceso de refinación para eliminarlo.

Determinación de Agua en Petróleo Crudo mediante el método de Destilación (ASTM D 4006-11) (Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation)

Este método de análisis cubre la determinación de agua en Crudo mediante el proceso de destilación. Siendo importante el conocimiento del contenido de agua en crudo, puesto que está relacionado a los procesos de refinación, compra, venta o transferencia del crudo, éste es uno de los métodos más aceptados y empleados por la industria de hidrocarburos.

Determinación de Sedimentos en Crudo mediante el método de Extracción (ASTM D 473-07 – Reaprobado 2007)
(Standard Test Method for Sediments in Crude Oil and Fuel Oils by Extraction Method)

Este método de análisis cubre la determinación de Sedimentos en Crudos y Petróleo Industrial mediante extracción con Tolueno. La precisión aplica a un rango de niveles de sedimento de 0.01 a 0.40% masa.

De igual manera, la determinación y conocimiento del contenido de sedimentos en crudos y petróleo industrial es importante en ambos, para la operación de refinación y la compra o venta de éstos.

Determinación del Contenido de Sales en Petróleo Crudo (ASTM D 3230-10)
(Standard Test Method for Salts in Crude Oil)

Este método de análisis cubre la determinación de la concentración aproximada de cloruros (sales) en petróleo crudo. El rango de concentración cubierto es de 0 a 500 mg/kg ó 0 a 150 lb/1000 bbls, como concentración de cloruro.

Excesivos remanentes de cloruros en el crudo, dan como resultado altos regímenes de corrosión en las unidades de refinación, teniendo también efectos adversos en los catalizadores usados en las unidades de proceso. De allí la importancia del conocimiento del contenido de cloruros, puesto que dependiendo de éste se evalúa en proceso respectivo de desalinización.

LOS ANÁLISIS MÁS COMUNES PARA **DIESEL B5** SON LOS SIGUIENTES:

Determinación de la Viscosidad Cinemática (ASTM D 445)
(Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids)

Este método de análisis especifica un procedimiento para la determinación de la viscosidad cinemática de líquidos productos de petróleo, mediante la medición del tiempo, para un volumen de líquido, que fluye, bajo la acción de la gravedad, a través de un viscosímetro capilar de vidrio calibrado.

La viscosidad de productos de petróleo, es un parámetro importante para las operaciones de almacenamiento, manejo y condiciones de operación de los mismos.

Determinación del Punto de Inflamación (ASTM D 93-13)
(Standard Test Method for Flash Point by Pensky Martens Closed Cup tester)

Este método de análisis cubre la determinación en Laboratorio, de la temperatura más baja, corregida a una presión de vapor reid de 101.325 KPa (760 mm Hg), a la cual mediante aplicación de una fuente de ignición, se causa que los vapores de la muestra de análisis se inflamen.

El punto de inflamación está directamente relacionado con la cantidad de materiales ligeros presentes en la fracción. Su conocimiento es muy importante para el manejo seguro de los productos de petróleo (transferencia y almacenamiento).

Determinación de la Destilación (ASTM D 86-11b)
(Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at atmospheric pressure)

Este método de análisis cubre la destilación atmosférica de productos de petróleo usando una unidad de destilación de laboratorio para la determinación cuantitativa de las características del rango de ebullición de productos derivados

de petróleo, tales como gasolinas, diesel, naftas, kerosenes y otras, utilizando equipos manuales o automáticos.

El rango de ebullición proporciona información de la composición, las propiedades y el comportamiento de los combustibles durante su almacenamiento y uso.

Determinación del Punto de Fluidez (ASTM D 97-12)
(Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products)

Este método de análisis cubre la determinación en Laboratorio, de la temperatura más baja a la cual se observa movimiento de la muestra de análisis, bajo condiciones prescritas de prueba. Está relacionada con la cantidad de cera presente en la fracción.

Los puntos de fluidez más bajos son los preferidos usualmente, ya que los combustibles deben ser almacenados, manejados y bombeados con temperaturas superiores a su punto de fluidez, para evitar de esta manera obstrucciones en los sistemas.

Determinación del Contenido de Cenizas (ASTM D 482-13)
(Standard Test Method for Ash from Petroleum Products)

Este método de análisis cubre la determinación de cenizas en el rango de 0.001 a 0.180 % masa, de destilados y combustibles residuales, crudos, aceites lubricantes y otros productos de petróleo, en el cual los materiales presentes de ceniza formada son considerados como impurezas indeseables o contaminantes.

El conocimiento de la cantidad de material de ceniza formada presente en un producto, provee información acerca de la conveniencia del producto para una aplicación dada.

Determinación de Metales mediante Absorción Atómica y Emisión Espectroscópica (ASTM D 3605-00 Reaprobado 2011)
(Standard Test Method for Trace Metals in Gas Turbine Fuels by Atomic Absorption and Flame Emission Spectroscopy)

Este método de análisis cubre la determinación de Sodio, Plomo, Calcio y Vanadio, para los combustibles N° 1 GT, y N° 2 GT en el rango de 0.1 a 2.0 mg/l

El método está concebido para la determinación de metales solubles en combustibles/ aceites y no contaminantes transmitidos a través del agua, en mezclas de combustible y agua.

Las trazas de componentes metálicos tienen efectos adversos en los procesos de refinación, pues son veneno de catalizadores y originan corrosión y daño a los sistemas.

Determinación de la Contaminación por Material Particulado (ASTM D 7321-11)

(Standard Test Method for Particulate Contamination of Biodiesel/ B100 Blend Stock Biodiesel Esters and Biodiesel Blend by Laboratory Filtration)

Este método de análisis cubre la determinación de la masa de contaminación de material particulado en Biodiesel B100 de acuerdo con la especificación ASTM D 6751 (Biodiesel B100 para combustibles destilados medios) y mezclas BXX que son preparadas contra todos los combustibles N° 1 y N° 2 permitidas dentro de las especificaciones ASTM D 396 (Especificación estándar para Combustibles) y ASTM D 975 (Especificación estándar para Combustible Diesel) .

La masa del particulado presente en los combustibles es un factor significativo, junto con el tamaño y naturaleza de las partículas individuales, con la cual el sistema de filtro de combustible y otros pequeños orificios en los sistemas pueden ser obstruídos.

Este método de análisis, provee un medio de evaluación de la masa de partículas presentes en la muestra de combustible.

Determinación de Agua y Sedimentos mediante el método de Centrifugación (ASTM D 2709-96 – Reaprobado 2006)

(Standard Test Method for Water and Sediment in middle distillate fuels by centrifuge)

Este método de análisis cubre la determinación del volumen de agua libre y sedimentos en combustibles destilados medios que presentan una viscosidad en el rango de 1.0 a 4.1 cSt (a 40°C) y densidades en el rango de 770 a 900 kg/m³.

El conocimiento del contenido de agua y sedimentos en los combustibles, es usado para adoptar los procesos de eliminación necesarios, puesto que la presencia indeseada de éstos origina obstrucciones, corrosión y fallas en los motores y sistemas de combustión.

Determinación de Agua en Productos de Petróleo mediante Destilación (ASTM D 95-13)
(Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous materials by Distillation)

Este método de análisis cubre la determinación de agua en el rango de 0 a 25 %Vol en productos de petróleo, breas y otros materiales bituminosos mediante el método de Destilación.

El contenido de agua en productos de petróleo es importante en la refinación, compra, venta y transferencia del producto

Determinación del Índice de Cetano mediante la Ecuación de Cuatro Variables (ASTM D 4737-10)
(Calculated Cetane Index by Four Variable Ecuation)

El Índice de Cetano calculado mediante la ecuación de cuatro variables, provee un medio para la estimación del Número de Cetano ASTM de combustibles destilados a partir de la densidad y medidas de temperatura de recuperado en la destilación a 10%, 50% y 90%.

El Número de Cetano es una medida del retardo de la ignición en el combustible, es decir, el período de tiempo entre el comienzo de la inyección y el inicio de la combustión del combustible.

Este método es útil, cuando no se dispone del sistema de prueba adecuado para la medición directa de ésta propiedad, o cuando la muestra disponible es demasiado pequeña para un motor de calibración.

Determinación de la Estabilidad a la Oxidación de Combustibles Destilados (ASTM D 2274-03a)
(Standard Test Method for Oxidation Stability of Distillate Fuel Oil - Accelerated Method)

Este método de análisis cubre la medición de la estabilidad inherente de los combustibles medio destilados bajo condiciones especificadas de oxidación a 95°C.

De acuerdo al método, luego del análisis, la suma de insolubles filtrados y adheridos, expresada como mg/100ml, es expresada como la cantidad total de insolubles.

**Determinación de la Corrosión en lámina de Cobre (ASTM D 130-12)
(Standard Test Method for Corrosiveness to copper from Petroleum Products by Cooper Strip Test)**

Este método cubre la determinación de la tendencia de corrosión del cobre de la Gasolina de Aviación, Combustibles Diesel, Kerosene, Gasolina Natural y otros hidrocarburos que tengan una presión de vapor no mayor a 124 KPa (18psi) a 37.8°C.

El análisis de la corrosión en la lámina de cobre está diseñado para evaluar el grado relativo de la corrosividad de los productos de petróleo.

**Determinación del Calor Bruto y Neto de Combustión de Combustible Diesel (ASTM D 4868-00 – Reaprobado 2010)
(Standard Test Method for estimation of Net and Gross Heat of Combustion of Burner and Diesel Fuels)**

Este método de análisis cubre la estimación del calor bruto y neto de combustión de combustibles de petróleo a partir de la Densidad, Azufre, Agua y el Contenido de Cenizas del combustible.

El método es útil para la estimación, usando un mínimo número de análisis, del calor de combustión de quemadores y combustible diesel, para los cuales no es usualmente crítica obtener determinaciones de calor muy precisas.

**Determinación del Residuo de Carbón de productos de petróleo (ASTM D 524-10)
(Standard Test Method for Ramsbottom carbon Residue of Petroleum Products)**

Este método de análisis cubre la determinación de la cantidad de residuo de carbón, dejado después de la evaporación y pirolisis de un combustible, y está concebido para indicar la tendencia relativa a la formación de coque.

Es generalmente aplicable a los productos de petróleo relativamente no volátiles, los cuales se descomponen parcialmente durante la destilación a presión atmosférica.

El significado de éste análisis, implica aproximar la tendencia del combustible a formar depósitos o residuos carbonosos.

**Determinación del Contenido de Biodiesel en combustibles Diesel usando Espectroscopía Infraroja (ASTM D 7371-12)
(Standard Test Method for determination of Biodiesel (FAME) Content in Diesel Fuel Oils using Mid Infrared Spectroscopy Method)**

Este método de análisis cubre la determinación del contenido de Fatty Acid Methyl Esters (FAME) de biodiesel en combustibles diesel. Es aplicable a concentraciones de 1.00 a 20% Vol.

Este método es aplicable para el control de calidad en la producción y distribución de combustibles diesel y mezclas de biodiesel conteniendo FAME.

ANEXO 2:

ELEMENTOS DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS HIDROCARBUROS (MANGUERAS)

Mangueras de transferencia de hidrocarburos

Las mangueras empleadas en las operaciones de transferencia de hidrocarburos combustibles, están usualmente anexas a una tubería submarina la cual deriva a instalaciones en tierra, o a sistemas específicos de instalaciones diversas tales como Monoboyas o unidades FPSO (Floating Production, Storage and Off loading).

Estas mangueras deberán ser apropiadas para el tipo de servicio y las condiciones de operación imperantes.

De manera certificada, deberán ser diseñadas y fabricadas de acuerdo a especificaciones de normatividad o autoridades competentes reconocidas tales como el OCIMF (Oil Companies International Marine Forum) o el Instituto Británico de Estándares (British Estándar Intitute).

El Tren de Mangas

Las características principales del conjunto de mangueras, conocido como “tren de mangas” están determinados básicamente por los siguientes parámetros de operatividad y seguridad bajo los cuales podrían estar expuestos:

- La profundidad en el área del terminal o amarradero si ésta fuese multi o monoboyas.
- El diámetro de la tubería submarina a la cual va unido el tren de mangas.
- La presión de trabajo requerida.

El tren de mangas empleado mayormente en las instalaciones multiboyas marítimas locales está comprendido por seis (6) ó siete (7) mangueras estándar de neoprene de 9.14 m. de longitud (30 pies) y de entre 8 pies a 16 pies de diámetro interno, y con un refuerzo de espiral de acero dentro del cuerpo de la manguera, soportando una presión máxima de trabajo de entre 100 psi a 150 psi. La longitud apropiada, deberá permitir un rango de movimiento lateral aceptable de respuesta, en caso hubiesen cambios radicales tanto en la escala de viento, como en la dirección de las corrientes marinas.

Clases de mangueras

Existen tres tipos de mangueras básicos, a saber:

Mangueras Livianas (L):

Utilizadas sólo en operaciones de transferencia o manipulación de combustible en las cuales prima la flexibilidad y aligeramiento del sistema implementado.

Mangueras de Diámetro Interno Llano (S):

Empleadas en el manejo de carga/ descarga en terminales, así como para uso submarino y flotante. No poseen revestimiento interno metálico. Corresponden a la clasificación “smooth bore”

Mangueras de Diámetro Interno Resistente (R):

Al igual que la anterior, su uso es en manejo en operaciones de transferencia en terminales, igualmente submarino y flotante. Su característica principal es el revestimiento interno apoyado por hélices de alambre de acero. Son de armazón pesada y robusta. Corresponden a la clasificación “rough bore”

Complementando lo mencionado anteriormente, las mangueras se pueden encontrar en los modelos de “carcaza simple” o “carcaza doble”. La manguera de doble carcaza, está diseñada para contener cualquier fuga en la primera carcaza, permitiendo continuar con las operaciones. Algunas de diseño de avanzada cuentan con sensores electrónicos para detectar fugas en la primera carcaza.

Características de fabricación y operación

Las mangueras estándar tienen un rango de resistencia de temperatura, para contenidos que varían usualmente entre -20°C hasta 82°C y con una composición aromática entre 25% al 60%.

Recubrimiento:

Caucho sintético diseñado para especialmente para resistir petróleo crudo que contiene hasta 60% de aromáticos como estándar.

Refuerzo:

Cuerda textil altamente resistente al desgaste con disposición de alambre espiral completamente encajado.

Cubierta:

Caucho sintético altamente resistente a aceites, abrasión, inclemencias del tiempo y agua marina.

Velocidades de flujo

La velocidad de flujo máximo, está limitada mayormente al diámetro y a la clase misma de manguera empleada. Los siguientes son factores adicionales a considerar para determinar las velocidades de flujo operativas:

Las condiciones de clima imperante (viento, nieve, intensidad de las corrientes marinas, etc.).

El tiempo de uso y condición operativa de las mangueras.

El factor de seguridad aplicado.

Otras consideraciones técnicas o locales.

Marcas de identificación

Las marcas de fábrica mínimas en cada manguera, deberán de estipular lo siguiente:

Nombre o razón del fabricante

Mes y año de fabricación

Identificación de la especificación estándar de elaboración

Número de serie correspondiente

Presión de prueba en fábrica

Indicación acerca de la continuidad o discontinuidad de la manguera

Requerimientos generales de inspección y verificación de mangueras empleadas en la transferencia de hidrocarburos

Las mangueras en servicio, deberán ser completamente inspeccionadas y éste documentado, al menos una vez por año, para confirmar su continuidad de uso.

Como parte de la inspección se debe efectuar lo siguiente:

Control visual para detectar deterioro o daño del elemento

Prueba de presión, a 1.5 veces la presión nominal de trabajo.

Prueba de continuidad eléctrica.

El retiro del servicio, dependerá de los criterios de evaluación/ desaprobación correspondientes.

Condiciones de operación

Básicamente buscar evitar el deterioro del sistema bajo condiciones de operación. Se recomienda tener en cuenta lo siguiente:

Se deben evitar las sobrecargas de presión, respecto a la contrastada como presión máxima de trabajo.

Se deben evitar temperaturas de contenidos superiores a los estipulados por el fabricante.

La vida útil del sistema, dependerá entre otros, al tipo de combustible empleado en las transferencias. Los destilados medios, son los más apropiados para evitar el deterioro por el uso.

ANEXO 3:

DOCUMENTACIÓN Y FORMATOS

REPORTE DE INSPECCION:

OPERACIÓN: EMBARQUE DE DIESEL B5

TERMINAL: REFINERIA LA PAMPILLA – TERMINAL MULTIBOYAS N° 1

BUQUE: M/T “MANTARO”

FECHA: FEBRERO 9 / 14, 2015

A continuación se adjuntan los documentos emitidos, correspondientes al embarque de Diesel B5 a bordo del MT “Mantaro” en el Terminal Multiboyas de Refinería La Pampilla, éste embarque tuvo como destino final de descarga el Puerto de Tablones – Ilo, siendo el consignatario Southern Peru Copper Corporation, Sucursal del Perú.

Los documentos adjuntos son los siguientes:

- Sumario de Cantidades Embarcadas
- Certificado de Calidad
- Reporte de Estadía
- Cartas de Protesto Buque/ Tierra
- Reporte de Medición de Tanques de Tierra
- Certificado de Cantidad
- Reporte de Inspección de Tanques de Buque
- Reporte de Medición de Tanques de Buque
- Reporte de Cantidad de Tanques de Buque
- Factor de Experiencia de Buque
- El Reporte de Muestras

SUMARIO DE CANTIDADES EMBARCADAS D-OPE-01OGC-01Rev00	Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A. SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSAL DEL PERU																																																																																																																																																																																													
	Producto	DIESEL B5																																																																																																																																																																																													
	Buque	M/T " MANTARO "																																																																																																																																																																																													
	Puerto	LA PAMPILLA - PERU																																																																																																																																																																																													
	Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA																																																																																																																																																																																													
	Ref. No.	227120																																																																																																																																																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>BARRILES 60°F</th> <th>GALONES 60°F</th> <th>METROS CUBICOS 60°F</th> <th>TONELADAS LARGAS</th> <th>TONELADAS MEIRICAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CERTIFICADO TOTAL DE CANTIDADES</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>VOLUMEN BRUTO ESTANDAR</td> <td>49,921.10</td> <td>2,096,686.20</td> <td>---</td> <td>6,687.929</td> <td>6,795.261</td> </tr> <tr> <td>VOLUMEN NETO ESTANDAR</td> <td>49,916.11</td> <td>2,096,476.62</td> <td>---</td> <td>6,687.261</td> <td>6,794.581</td> </tr> <tr> <td>CONOCIMIENTO DE EMBARQUE- SPCC</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>VOLUMEN BRUTO ESTANDAR</td> <td>49,921.10</td> <td>2,096,686.20</td> <td>---</td> <td>6,687.929</td> <td>6,795.261</td> </tr> <tr> <td>VOLUMEN NETO ESTANDAR</td> <td>49,916.11</td> <td>2,096,476.62</td> <td>---</td> <td>6,687.261</td> <td>6,794.581</td> </tr> <tr> <td>CERTIFICADO DE CALIDAD</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>API A 60°F (ASTM D-1298)</td> <td>33.4</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>B.S.& W., % VOL (ASTM D-2709)</td> <td>0.01</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>CANTIDADES EN TANQUES DE BUQUE</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>VOL TOT. CALC. DESPUES DE CARGA</td> <td>49,892.32</td> <td>2,095,477.44</td> <td>7,932.230</td> <td>6,684.074</td> <td>6,791.343</td> </tr> <tr> <td>VOL BRUTO EST. EMBARCADO (CSV)</td> <td>49,892.32</td> <td>2,095,477.44</td> <td>7,932.230</td> <td>6,684.074</td> <td>6,791.343</td> </tr> <tr> <td>VOL NETO ESTANDAR EMBARCADO</td> <td>49,887.33</td> <td>2,095,267.86</td> <td>7,931.437</td> <td>6,683.406</td> <td>6,790.663</td> </tr> <tr> <td>FACTOR DE EXPERIENCIA (V.E.F.)</td> <td>0.9967</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>AGUA A BORDO</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>AGUA LIBRE DESPUES DE CARGA</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>---</td> <td>0.000</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>REPORTE DE REMANENTE (OBO)</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>LIQUIDO</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> <td>---</td> <td>0.000</td> <td>0.000</td> </tr> <tr> <td>NO LIQUIDO</td> <td>N/E</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>AGUA LIBRE</td> <td>N/E</td> <td></td> <td>---</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>FUENTE DE LA MUESTRA</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>CONOCIMIENTO DE EMBARQUE</td> <td colspan="5">MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE</td> </tr> <tr> <td>API A 60°F (ASTM D-1298)</td> <td colspan="5">MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE</td> </tr> <tr> <td>B.S.& W., % VOL (ASTM D-2709)</td> <td colspan="5">MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE</td> </tr> <tr> <td>TABLAS EMPLEADAS</td> <td colspan="5"></td> </tr> <tr> <td>CONOCIMIENTO DE EMBARQUE</td> <td colspan="5">TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)</td> </tr> <tr> <td>CANTIDAD EMBARCADA</td> <td colspan="5">TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)</td> </tr> <tr> <td>CALCULOS EN BUQUE</td> <td colspan="5">TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)</td> </tr> <tr> <td colspan="6"> <table border="1"> <tr> <td>Lugar & Fecha :</td> <td>Buque/ Terminal:</td> <td>Oil, Gas & Chemicals:</td> </tr> <tr> <td>Lima (Perú), Febrero 14 del 2015</td> <td>Firmado en Reporte de Campo</td> <td>Firmado en Reporte de Campo</td> </tr> </table> </td> </tr> </tbody> </table>							BARRILES 60°F	GALONES 60°F	METROS CUBICOS 60°F	TONELADAS LARGAS	TONELADAS MEIRICAS	CERTIFICADO TOTAL DE CANTIDADES						VOLUMEN BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	VOLUMEN NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	CONOCIMIENTO DE EMBARQUE- SPCC						VOLUMEN BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	VOLUMEN NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	CERTIFICADO DE CALIDAD						API A 60°F (ASTM D-1298)	33.4					B.S.& W., % VOL (ASTM D-2709)	0.01					CANTIDADES EN TANQUES DE BUQUE						VOL TOT. CALC. DESPUES DE CARGA	49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343	VOL BRUTO EST. EMBARCADO (CSV)	49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343	VOL NETO ESTANDAR EMBARCADO	49,887.33	2,095,267.86	7,931.437	6,683.406	6,790.663	FACTOR DE EXPERIENCIA (V.E.F.)	0.9967					AGUA A BORDO						AGUA LIBRE DESPUES DE CARGA	0	0	---	0.000	0.000	REPORTE DE REMANENTE (OBO)						LIQUIDO	0.00	0.00	---	0.000	0.000	NO LIQUIDO	N/E					AGUA LIBRE	N/E		---			FUENTE DE LA MUESTRA						CONOCIMIENTO DE EMBARQUE	MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE					API A 60°F (ASTM D-1298)	MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE					B.S.& W., % VOL (ASTM D-2709)	MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE					TABLAS EMPLEADAS						CONOCIMIENTO DE EMBARQUE	TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)					CANTIDAD EMBARCADA	TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)					CALCULOS EN BUQUE	TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)					<table border="1"> <tr> <td>Lugar & Fecha :</td> <td>Buque/ Terminal:</td> <td>Oil, Gas & Chemicals:</td> </tr> <tr> <td>Lima (Perú), Febrero 14 del 2015</td> <td>Firmado en Reporte de Campo</td> <td>Firmado en Reporte de Campo</td> </tr> </table>						Lugar & Fecha :	Buque/ Terminal:	Oil, Gas & Chemicals:	Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Firmado en Reporte de Campo	Firmado en Reporte de Campo
	BARRILES 60°F	GALONES 60°F	METROS CUBICOS 60°F	TONELADAS LARGAS	TONELADAS MEIRICAS																																																																																																																																																																																										
CERTIFICADO TOTAL DE CANTIDADES																																																																																																																																																																																															
VOLUMEN BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261																																																																																																																																																																																										
VOLUMEN NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581																																																																																																																																																																																										
CONOCIMIENTO DE EMBARQUE- SPCC																																																																																																																																																																																															
VOLUMEN BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261																																																																																																																																																																																										
VOLUMEN NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581																																																																																																																																																																																										
CERTIFICADO DE CALIDAD																																																																																																																																																																																															
API A 60°F (ASTM D-1298)	33.4																																																																																																																																																																																														
B.S.& W., % VOL (ASTM D-2709)	0.01																																																																																																																																																																																														
CANTIDADES EN TANQUES DE BUQUE																																																																																																																																																																																															
VOL TOT. CALC. DESPUES DE CARGA	49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343																																																																																																																																																																																										
VOL BRUTO EST. EMBARCADO (CSV)	49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343																																																																																																																																																																																										
VOL NETO ESTANDAR EMBARCADO	49,887.33	2,095,267.86	7,931.437	6,683.406	6,790.663																																																																																																																																																																																										
FACTOR DE EXPERIENCIA (V.E.F.)	0.9967																																																																																																																																																																																														
AGUA A BORDO																																																																																																																																																																																															
AGUA LIBRE DESPUES DE CARGA	0	0	---	0.000	0.000																																																																																																																																																																																										
REPORTE DE REMANENTE (OBO)																																																																																																																																																																																															
LIQUIDO	0.00	0.00	---	0.000	0.000																																																																																																																																																																																										
NO LIQUIDO	N/E																																																																																																																																																																																														
AGUA LIBRE	N/E		---																																																																																																																																																																																												
FUENTE DE LA MUESTRA																																																																																																																																																																																															
CONOCIMIENTO DE EMBARQUE	MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE																																																																																																																																																																																														
API A 60°F (ASTM D-1298)	MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE																																																																																																																																																																																														
B.S.& W., % VOL (ASTM D-2709)	MUESTRA COMPOSITO DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE																																																																																																																																																																																														
TABLAS EMPLEADAS																																																																																																																																																																																															
CONOCIMIENTO DE EMBARQUE	TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)																																																																																																																																																																																														
CANTIDAD EMBARCADA	TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)																																																																																																																																																																																														
CALCULOS EN BUQUE	TABLA 6B (CORRECCION POR VOLUMEN) - TABLAS 11 & 13 (CORRECCION POR PESO)																																																																																																																																																																																														
<table border="1"> <tr> <td>Lugar & Fecha :</td> <td>Buque/ Terminal:</td> <td>Oil, Gas & Chemicals:</td> </tr> <tr> <td>Lima (Perú), Febrero 14 del 2015</td> <td>Firmado en Reporte de Campo</td> <td>Firmado en Reporte de Campo</td> </tr> </table>						Lugar & Fecha :	Buque/ Terminal:	Oil, Gas & Chemicals:	Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Firmado en Reporte de Campo	Firmado en Reporte de Campo																																																																																																																																																																																				
Lugar & Fecha :	Buque/ Terminal:	Oil, Gas & Chemicals:																																																																																																																																																																																													
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Firmado en Reporte de Campo	Firmado en Reporte de Campo																																																																																																																																																																																													

CERTIFICADO DE CALIDAD D-OPE-01 OGC-02 Rev00	Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.				
		SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION				
		SUCURSAL DEL PERU				
	Producto	DIESEL B5				
	Buque	M/T " MANTARO "				
	Puerto	LA PAMPILLA - PERU				
	Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA				
	Ref. N°	227120				
FUENTE DE LA MUESTRA Muestra Compósito del Tanque N° 202-F antes de la carga & Muestra Compósito de Tanques de Buque después de la carga						
MUESTREO REALIZADO POR		Inspector SGS OGC				
ANALISIS REALIZADO POR		Personal Relapasa en Refinería La Pampilla				
ANALISIS ATESTIGUADO POR		Inspector SGS OGC				
SAMPLING STANDARD		ASTM D-4057				
FECHA/ HORA DE MUESTREO		Febrero 8, 2015 - 16:34 hr.				
FECHA/ HORA DE ANALISIS		Febrero 9, 2015 - 13:43 hr.				
DESCRIPCION	UNIDADES	METODO	ESPECIFICACION		TIERRA	BUQUE
			MIN.	MAX.	TANQUEN° 202-F	COMPOSITO
					1989073/1989242	1989794
VISCOSIDAD CINEMATICA, 104°F (40°C)	cSt	ASTM D 445	0.5	5.8	3.3	---
GRAVEDAD ESPECIFICA, 60°F (15.6°C)		ASTM D 1298	REPORTAR		0.8577	---
PUNTO DE INFLAMACION	°C	ASTM D 93	52		55.0	54.0
TEMP. DE DESTILLATION, 90% POINT	°C	ASTM D 86	282	360	352.7	---
PUNTO DE FLUIDEZ	°C	ASTM D 97	2		-5	---
CENIZAS	ppm	ASTM D 482		100	10	---
METALES CONTAMINANTES						
SODIO + POTASIO	ppm	ASTM D 3605		1	< 0.1	---
PLOMO	ppm	ASTM D 3605		1	< 0.1	---
VANADIO	ppm	ASTM D 3605		0.5	< 0.1	---
CALCIO	ppm	ASTM D 3605		2	< 0.1	---
MATERIAL PARTICULADO	mg/100ml	ASTM D 7321		0.6	0.31	0.49
AGUA & SEDIMENTOS	Vol. %	ASTM D 2709 / D 1796		0.05	0.01	---
CONTENIDO DE AGUA	Vol. %	ASTM D 95		0.1	0.03	---
INDICE CETANO		ASTM D 4737	40		46.5	---
AZUFRE	% masa	ASTM D 4294		0.5	0.242	0.246
ESTABILIDAD A LA OXIDACION	mg/100ml	ASTM D 2274		1	0.4	---
CORROSION LAMINA DE COBRE, 3 hr., 50°C	N°	ASTM D 130		3	1a	---
CALOR BRUTO DE COMBUSTION	MJ/kg	ASTM D 4868	45		45.35	---
CALOR NETO DE COMBUSTION	MJ/kg	ASTM D 4868	42		42.58	---
RESIDUO CARBON RAMSBOTTOM, 10% FONDOS	% masa	ASTM D 524		0.1	0.06	---
APARIENCIA			CLARO Y BRILLANTE		C/B	---
CENIZAS	% masa	ASTM D482		0.01	0.001	---
CONTENIDO B100	% Vol.	ASTM D 7371		5	5	---
API A 60°F		ASTM D 1298	REPORTAR		33.4	33.4
De acuerdo a instrucciones del cliente, el desempeño de la compañía ha sido limitado al atestiguamiento/observación de la intervención de terceros, en análisis/ laboratorio de terceros u otras locaciones e instalaciones empleadas para la realización de los hechos. La sola responsabilidad de la Compañía fue estar presente al tiempo de la intervención de terceros y el envío de los resultados, o la confirmación de la ocurrencia de la intervención. La Compañía no es responsable por la condición o calibración de los aparatos, instrumentos y sistemas de medición usados, los métodos de análisis aplicados, las calificaciones, acciones u omisiones del personal de terceros o los resultados de análisis.						
Lugar & Fecha :		Buque:		Oil, Gas & Chemicals:		
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015		Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo		

REPORTE DE ESTADIA (1/2) D-OPE-01OGC-04Rev00	Cientes		REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.
			SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION
			SUCURSAL DEL PERU
	Producto		DIESEL B5
	Buque		M/T " MANTARO "
	Puerto		LA PAMPILLA - PERU
	Terminal		MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA
Ref. N°		227120	
FECHA	HORA		DESCRIPCION
	DESDE	HASTA	
Feb. 6, 2015		16:00	Buque arriba al Callao
		16:00	Aviso de Alistamiento extendido por el Capitán del buque
		17:00	Buque fondea en bahía Callao
		17:40	Autoridades de Puerto a bordo
		17:50	Libre Plática efectuada por Autoridades de Puerto
Feb. 9, 2015		07:10	Loading Master Relapasaa & Inspector SGS a bordo
		07:54	Práctico a bordo
		08:30	Ancla arriba
		08:36	Salida del Callao rumbo al terminal
		09:00	Buque arriba al Terminal Multiboyas La Pampilla N° 1
		09:50	Inicia maniobras de amarre
		10:55	Buque amarrado a Terminal Multiboyas N° 1
		10:55	Aviso de Alistamiento aceptado por el Loading Master
	11:10	11:40	Conferencia Pre-transferencia
	11:40	12:30	Muestreo por Inspector Saybolt
	12:35	13:05	Inspección de tanques de carga
		13:30	Finaliza calculos de carga
	11:40	14:00	Lineas de carga interconectadas en cubierta vía by-pass
		----	Esperando instrucciones de tierra para inicio de desplazamiento DB5 (SPCC)
	21:26	22:24	Desplazamiento de líneas de Tierra
	22:35	23:15	desconexión de by-pass y conexión línea de blancos a m.o. N°2
Feb. 10, 2015		00:56	Inicia embarque Diesel B5 (SPCC) por línea de blancos a tanques 2-P & 2-S
		11:38	Finaliza embarque de Diesel B5 (SPCC) por línea de blancos (parada por Planta)
	11:50	12:25	Línea de blancos desconectada de m.o. N°2 y conectada a m.o. N°5
		13:05	Inicia embarque de Diesel B5 (Terminales) por línea de blancos a tanques 5-P & 5-S
		19:55	Se para embarque a solicitud de Planta
	20:05	20:45	Línea de blancos desconectada de m.o. N°5 e interconectada en cubierta vía by-pass
		----	Esperando instrucciones para inicio de desplazamiento de Gasolina 84
Feb. 12, 2015	03:38	05:42	Desplazamiento de líneas con Gasolina 84
	06:00	06:40	Desconexión de by-pass y conexión de línea de blancos a m.o. N°1
		07:46	Inicia embarque de Gasolina 84 por línea de blancos a tanques 1-P & 1-S
		11:38	Se para embarque de Gasolina 84 por línea de blancos para desplazamiento con Gasolina 90
		11:51	Reinicia embarque de Gasolina 84 por línea de blancos a tanques 1-P & 1-S
		12:52	Finaliza embarque de Gasolina 84 por línea de blancos (buque da parada)
	13:00	13:40	Línea de blancos desconectada de m.o. N° 1 e interconectada en cubierta vía by-pass
	14:10	14:26	Desplazamiento de líneas tierra/ tierra
	14:40	15:10	Desconexión de by-pass & conexión de línea de blancos a m.o. N°3
DEMORAS & PARADAS			
Feb. 9, 2015	14:00	21:26	Esperando instrucciones de Planta para inicio de desplazamiento con DB5 (SPCC)
Feb. 10 a 12, 2015	20:45	03:38	Esperando instrucciones de Planta para inicio de desplazamiento con Gasolina 84
Lugar & Fecha :		Buque:	
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015		Firmado en Reporte de Campo	
		Oil, Gas & Chemicals:	
		Firmado en Reporte de Campo	

REPORTE DE ESTADIA (2/2) D-OPE-01OGC-04Rev00			Clientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.
				SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION
				SUCURSAL DEL PERU
			Producto	DIESEL B5
			Buque	M/T " MANTARO "
			Puerto	LA PAMPILLA - PERU
			Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA
			Ref. N°	227120
FECHA	HORA		DESCRIPCION	
	DESDE	HASTA		
Feb. 12, 2015		15:38	Inicia embarque de Gasolina 90 por línea de blancos a tanque 3-P	
Feb. 13, 2015		00:17	Se para embarque a solicitud de Planta	
		01:25	Reinicia embarque de Gasolina 90	
		05:44	Se para embarque de Gasolina 90 por línea de blancos para desplazamiento con Gasolina 95	
		---	Esperando instrucciones para inicio de desplazamiento	
		10:55	Reinicia embarque de Gasolina 90 por línea de blancos a tanque 3-P	
		12:16	Finaliza embarque de Gasolina 90 por línea de blancos a tanque 3-P (buque da parada)	
		12:26	Inicia embarque de Gasolina 95 por línea de blancos a tanque 3-S	
		14:24	Finaliza embarque de Gasolina 95 por línea de blancos a tanque 3-S (buque da parada)	
	14:30	15:00	Línea de blancos desconectada de m.o. N° 3 e interconectada en cubierta vía by-pass	
	15:55	17:45	Desplazamiento de líneas tierra/ tierra	
	17:55	18:20	Desconexión de by-pass & conexión de línea de blancos a m.o. N°5	
		---	Esperando instrucciones para inicio de embarque	
		22:04	Inicia embarque de Diesel B5 (Terminales) por línea de blancos a tanque 5-S	
Feb. 14, 2015		01:48	Se para embarque a requerimiento de buque	
	02:00	02:32	Línea de blancos desconectada de m.o. N°5 & conectada a m.o. N°4	
		03:02	Reinicia embarque de Diesel B5 (Terminales) por línea de blancos a tanques 4-P & 4-S	
		11:36	Finaliza embarque de Diesel B5 (Terminales) por línea de blancos (parada por planta)	
		11:40	Inicia toma de mediciones, temperaturas y corte de agua de tanques de carga	
		12:40	Finaliza toma de mediciones, temperaturas y corte de agua de tanques de carga	
	11:40	12:28	Línea de blancos desconectada de m.o. N° 4 e interconectada en cubierta vía by-pass	
		13:20	Cálculos de embarque finalizados	
	13:57	15:00	Desplazamiento de líneas tierra/ tierra	
		16:00	Cantidades de planta (Diesel B5 - SPCC) reportadas a Inspector SGS a bordo	
	15:20	16:30	Desconexión de by-pass & conexión de línea de negros m.o. IFO 380	
		16:30	Inicia muestreo de tanques de carga	
		17:16	Inicia embarque de IFO 380 (Combustible) por línea de negros a tanques IFO 380	
		18:30	Finaliza muestreo de tanques de carga	
		18:44	Finaliza embarque IFO 380 (Combustible) por línea de negros	
	19:00	19:42	Línea de negros desconectada de m.o IFO 380 e interconectada en cubierta vía by-pass	
	20:15	21:12	Desplazamiento de líneas tierra/ tierra	
		21:00	Cantidades de planta (otros productos) reportadas a Inspector Saybolt a bordo	
	21:18	22:20	Desconexión de líneas (by-pass) y fondeo al mar	
		22:10	Documentos firmados por Inspector SGS	
		23:08	Inicia maniobras de desamarre	
		23:55	Finaliza maniobras de desamarre	
		24:00	Zarpe del buque del Terminal Multiboyas N° 1	
DEMORAS & PARADAS				
Feb. 13, 2015	05:44	10:55	Esperando instrucciones de Planta para inicio de desplazamiento	
	18:20	20:16	Esperando instrucciones de Planta para inicio de embarque	
Lugar & Fecha :		Buque:		Oil, Gas & Chemicals:
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015		Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo

CARTA DE PROTESTO (A) NOTA DE APARENTE DISCREPANCIA(B) D-OPE-01OGC-03 Rev00	Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.
		SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION
	Producto	SUCURSAL DEL PERU
	Buque	DIESEL B5
	Puerto	M/T " MANTARO "
	Terminal	LA PAMPILLA - PERU
	Ref. N°	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA
	Fecha	227120
		FEBRERO 14, 2015

CARTA DE PROTESTO (A) ☐

EMBARQUE ☐

TRANSFERENCIA ☐

DESCARGA ☐

NOTA DE APARENTE DISCREPANCIA (B) ☐

BUQUE ☐

PLANTA ☐

☐ DIRIGIDA AL CAPITAN Y/O PROPIETARIOS Y/ O AGENTE DEL BUQUE : **M/T " MANTARO "**

☐ DIRIGIDA AL REPRESENTANTE DEL TERMINAL DE :

EN REPRESENTACION DE NUESTRA PRINCIPAL (S), LE NOTIFICAMOS QUE EL 14 (DIA) DE FEBRERO (MES) DEL 2015 (AÑO) SIENDO LAS 16:00 HORAS, LO SIGUIENTE FUE OBSERVADO :

1.- DIFERENCIA ENTRE CANTIDADES DE BUQUE Y PLANTA AL TERMINO DEL EMBARQUE
(APLICANDO FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE)

VIAJE PRESENTE	DIESEL B5
VOL. TOTAL CALC. AL ZARPE (TCV)	49,892.32
CANTIDAD AL ARRIBO (O.B.Q.)	0.00
VOL. TOTAL CALC. EMBARCADO	49,892.32
FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE	0.9967
CANTIDAD EMBARCADA TEORICA	50,057.51
CANTIDAD EMBARCADA ACTUAL	49,921.10
DIFERENCIA	136.41
PORCENTAJE	0.27%

(A) DE ACUERDO CON LO SEÑALADO USTED PUEDE SER HECHO RESPONSABLE POR LA PERDIDA Y DAÑOS DE LO SOSTENIDO, ASI TAMBIEN COMO DE ALGUNA PERDIDA Y DAÑOS RESULTANTES

(B) DE ACUERDO CON LO SEÑALADO ESTA NOTIFICADO QUE UNA MAYOR INVESTIGACION SERA EFECTUADA PARA RESOLVER ESTA DISCREPANCIA

Lugar & Fecha : Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Buque: Firmado en Reporte de Campo	Oil, Gas & Chemicals: Firmado en Reporte de Campo
--	--	---

CARTA DE PROTESTO (A) NOTA DE APARENTE DISCREPANCIA (B) D-OPE-01OGC-03 Rev00	Cientes Producto Buque Puerto Terminal Ref. N° Fecha	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A. SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSAL DEL PERU DIESEL B5 M/T " MANTARO " LA PAMPILLA - PERU MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA 227120 FEBRERO 14, 2015																		
CARTA DE PROTESTO (A) ☐ EMBARQUE ☐ TRANSFERENCIA ☐ DESCARGA ☐ NOTA DE APARENTE DISCREPANCIA (B) ☐ PLANTA ☐ BUQUE ☐ ☐ DIRIGIDA AL CAPITAN Y/O PROPIETARIOS Y / O AGENTE DEL BUQUE : ☐ DIRIGIDA AL REPRESENTANTE DE: REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A. EN REPRESENTACION DE NUESTRA PRINCIPAL (S), LE NOTIFICAMOS QUE EL 14 (DÍA) DE FEBRERO (MES) DEL 2015 (AÑO) SIENDO LAS 16:00 HORAS, LO SIGUIENTE FUE OBSERVADO : 1.- DIFERENCIA ENTRE CANTIDADES DE BUQUE Y PLANTA AL TERMINO DEL EMBARQUE (APLICANDO FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE) <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 10px 0;"> <thead> <tr> <th style="width: 40%;">VIAJE PRESENTE</th> <th style="width: 60%;">DIESEL B5 (SPCC)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>VOL. TOTAL CALC. AL ZARPE (TCV)</td> <td style="text-align: right;">49,892.32</td> </tr> <tr> <td>CANTIDAD AL ARRIBO (O.B.Q.)</td> <td style="text-align: right;">0.00</td> </tr> <tr> <td>VOL. TOTAL CALC. EMBARCADO</td> <td style="text-align: right;">49,892.32</td> </tr> <tr> <td>FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE</td> <td style="text-align: right;">0.9967</td> </tr> <tr> <td>CANTIDAD EMBARCADA TEORICA</td> <td style="text-align: right;">50,057.51</td> </tr> <tr> <td>CANTIDAD EMBARCADA ACTUAL</td> <td style="text-align: right;">49,921.10</td> </tr> <tr> <td>DIFERENCIA</td> <td style="text-align: right;">136.41</td> </tr> <tr> <td>PORCENTAJE</td> <td style="text-align: right;">0.27%</td> </tr> </tbody> </table> (A) DE ACUERDO CON LO SEÑALADO USTED PUEDE SER HECHO RESPONSABLE POR LA PERDIDA Y DAÑOS DE LO SOSTENIDO, ASI TAMBIEN COMO DE ALGUNA PERDIDA Y DAÑOS RESULTANTES (B) DE ACUERDO CON LO SEÑALADO ESTA NOTIFICADO QUE UNA MAYOR INVESTIGACION SERA EFECTUADA PARA RESOLVER ESTA DISCREPANCIA			VIAJE PRESENTE	DIESEL B5 (SPCC)	VOL. TOTAL CALC. AL ZARPE (TCV)	49,892.32	CANTIDAD AL ARRIBO (O.B.Q.)	0.00	VOL. TOTAL CALC. EMBARCADO	49,892.32	FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE	0.9967	CANTIDAD EMBARCADA TEORICA	50,057.51	CANTIDAD EMBARCADA ACTUAL	49,921.10	DIFERENCIA	136.41	PORCENTAJE	0.27%
VIAJE PRESENTE	DIESEL B5 (SPCC)																			
VOL. TOTAL CALC. AL ZARPE (TCV)	49,892.32																			
CANTIDAD AL ARRIBO (O.B.Q.)	0.00																			
VOL. TOTAL CALC. EMBARCADO	49,892.32																			
FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE	0.9967																			
CANTIDAD EMBARCADA TEORICA	50,057.51																			
CANTIDAD EMBARCADA ACTUAL	49,921.10																			
DIFERENCIA	136.41																			
PORCENTAJE	0.27%																			
Lugar & Fecha : Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Terminal: Firmado en Reporte de Campo	Oil, Gas & Chemicals: Firmado en Reporte de Campo																		

REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE TIERRA D-OPE-01 OGC-05 Rev00		Cientes		REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.	
				SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	
		Producto		SUCURSAL DEL PERU	
		Buque		DIESEL B5	
		Puerto		M/T " MANTARO "	
		Terminal		LA PAMPILLA - PERU	
		Ref. No.		MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA	
				227120	
EMBARQUE ☒		TRANSFERENCIA ☐		DESCARGA ☐	
DESCRIPCION	UNIDAD	TANQUEN° 202-F		TANQUEN°	
		INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL
Fecha de Medición	dd.mm.aa	10.02.2015	10.02.2015	--	--
Hora de Medición	hh:mm	00:50	12:10	--	--
Altura de Referencia	Ft.In./8	51'05"2	51'05"2	--	--
Alt. Referencia Observada	Ft.In./8	51'05"2	51'05"2	--	--
Nivel ATG	m.	11.1944	6.2849	--	--
Temperatura ATG	°C	33.24	33.19	--	--
Vacio (Ullage)	Ft.In./8	14'08"1	30'09"2	--	--
Sonda (Innage)	Ft.In./8	36'09"1	20'08"0	--	--
Agua Libre	Ft.In./8	N/F	N/F	--	--
Temperatura Promedio	°F	92.4	92.2	--	--
Volumen (Tabla Calibración)	m3	18,558.585	10,493.050	--	--
Volumen Total Observado	Bbls	116,729.97	65,999.29	--	--
Agua Libre	Bbls	0.00	0.00	--	--
Volumen Bruto Obs. (GOV)	Bbls	116,729.97	65,999.29	--	--
CTSh		0.99903	0.99904	--	--
Corrección por Techo (Ver Nota)	Bbls	0.00	0.00	--	--
Volumen Bruto Obs. Corregido	Bbls	116,616.74	65,935.93	--	--
API @60°F	°API	33.4	33.4	--	--
Factor Corrección Volumen	T - 6B	0.98514	0.98524	--	--
Volumen Bruto Estándar	Bbls	114,883.82	64,962.72	--	--
Diferencia	Bbls	49,921.10		--	
B.S. & W (% Vol)	%	0.01	0.01	--	--
B.S. & W., VOLUMEN	Bbls	11.49	6.50	--	--
Volumen Neto Estándar	Bbls	114,872.33	64,956.22	--	--
Diferencia	Bbls	49,916.11		--	
Factor Corr. Peso - TABLA	11	0.13397	0.13397	--	--
Factor Corr. Peso - TABLA	13	0.13612	0.13612	--	--
Toneladas Largas - Brutas	LT	15,390.985	8,703.056	--	--
Toneladas Métricas - Brutas	MT	15,637.986	8,842.725	--	--
Toneladas Largas - Netas	LT	15,389.446	8,702.185	--	--
Toneladas Métricas - Netas	MT	15,636.422	8,841.841	--	--
Ton. Largas Brutas (Dif)	LT	6,687.929		--	
Ton. Métricas Brutas (Dif)	MT	6,795.261		--	
Ton. Largas Netas (Dif)	LT	6,687.261		--	
Ton. Métricas Netas (Dif)	MT	6,794.581		--	
Tanque N°	Temperatura durante calibración			Fecha de Calibración	
TANQUEN° 202-F	Tb.: 169.0°F			Mayo 15, 2003	
Equipo de Medición					
Cinta	OGC-1166-T				
Termómetro	TP-7 . COD. SERIE : 7-12562				
Rango de Zona Crítica:	De: N/A		Hasta: N/A		Patas de Techo Alto Bajo
Rango de Zona Crítica:	De: N/A		Hasta: N/A		Patas de Techo Alto Bajo
Lugar & Fecha :					
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015		Terminal :		Oil, Gas & Chemicals:	
Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo	

CERTIFICADO DE CANTIDAD D-OPE-01OGC-06Rev00	<i>Cientes</i>	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.				
		SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION				
		SUCURSAL DEL PERU				
	<i>Producto</i>	DIESEL B5				
	<i>Buque</i>	M/T " MANTARO "				
	<i>Puerto</i>	LA PAMPILLA - PERU				
	<i>Terminal</i>	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA				
	<i>Ref. N°</i>	227120				
	<i>Fecha</i>	FEBRERO 14, 2015				
☒ EMBARQUE ☐ TRANSFERENCIA ☐ DESCARGA						
VOL. BRUTO ESTANDAR EMBARCADO DESDE TANQUE(S) DE TIERRA	BARRILES 60°F	GALONES 60°F	METROS CUBICOS 60°F	TONELADAS LARGAS	TONELADAS METRICAS	
TANQUE N° 202-F	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	
TOTAL BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	
VOL. NETO ESTANDAR EMBARCADO DESDE TANQUE(S) DE TIERRA	BARRILES 60°F	GALONES 60°F	METROS CUBICOS 60°F	TONELADAS LARGAS	TONELADAS METRICAS	
TANQUE N° 202-F	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	
TOTAL NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	
DESDE TANQUES DE TIERRA						
TOTAL BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	
TOTAL NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	
AJUSTE DE LINEA DE TIERRA:						
TOTAL BRUTO ESTANDAR	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	
TOTAL NETO ESTANDAR	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	
CANTIDAD TOTAL RECIBIDA DE TANQUE(S)						
TOTAL BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	
TOTAL NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	
CONSIGNADO A SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU						
TOTAL BRUTO ESTANDAR	49,921.10	2,096,686.20	---	6,687.929	6,795.261	
TOTAL NETO ESTANDAR	49,916.11	2,096,476.62	---	6,687.261	6,794.581	
Lugar & Fecha :	Terminal:		Oil, Gas & Chemicals:			
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo			

REPORTE DE INSPECCION DE TANQUES DE BUQUE D-OPE-01OGC-07Rev00	Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.		
		SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION		
		SUCURSAL DEL PERU		
	Producto	DIESEL B5		
	Buque	M/T " MANTARO "		
	Port	LA PAMPILLA - PERU		
	Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA		
	Fecha	FEBRERO 9, 2015		
	Ref. N°	227120		
En concordancia con nuestros procedimientos normales consultamos con el Primer Oficial para efectuar una Inspección de Tanques antes del embarque				
Nosotros hemos sido informados que los siguientes tanques		2-P & 2-S		
☐ SE ENCUENTRAN LIMPIOS Y LIBRE DE GASES PARA INSPECCION ☒ NO SE ENCUENTRAN LIMPIOS / O LIBRE DE GASES PARA INSPECCION Y POR LO TANTO NO SEGUROS PARA SU INGRESO				
Por consiguiente, nuestra inspección fue realizada basada en la información proporcionada y:				
☐ VERIFICACION VISUAL DE RESIDUOS DESDE CUBIERTA ☒ MEDICION DE RESIDUOS DESDE CUBIERTA (Ver el Reporte de Medición O.B.Q.) ☐ INGRESO FISICO E INSPECCION VISUAL				
Nuestra inspección fue limitada a una inspección visual desde cubierta a través de los puntos de acceso a tanques y al sondeo manual de residuos en el fondo de los tanques. A partir de éstas observaciones y considerando la información de la cargas previas proporcionadas por el Capitán / Primer Oficial, nosotros hemos formado la opinión que los tanques designados están en estado :				
☒ ACEPTABLE Para embarcar una carga de: DIESEL B5 ☐ NO ACEPTABLE				
PRODUCTO A SER EMBARCADO		TANQUES	ACEPTABLE	NO ACEPTABLE
DIESEL B5		2-P/S	SI	
INFORMACION PROPORCIONADA POR EL PERSONAL DEL BUQUE				
Tanque (s) N°	Carga Previa	Como fue limpiado?	2da. Carga Previa	3ra. Carga Previa
2-P/S	Diesel B5	(*)	Diesel B5	Diesel B5
(*) PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA:				
TANQUE DE CARGA, BOMBA, TUBERIA DE CAIDA, LINEA DE CARGA, BIEN DRENADAS.				
TANQUE SUCCIONADO HASTA SEQUEDAD O HASTA QUE ALGUN LIQUIDO REMANENTE SEA CONFINADO EN EL SUMIDERO DE LA BOMBA O LO MEJOR POSIBLE.				
COLUMNA DE LA BOMBA, LINEA EN CUBIERTA, ETC., SOPLADAS Y DRENADAS HASTA QUEDAR LIBRES DE TODO PRODUCTO Y AGUA.				
☒ EL CAPITAN/ PRIMER OFICIAL DICEN QUE LAS BOMBAS Y LINEAS SE ENCUENTRAN LIMPIAS Y SECAS.				
☒ EL CAPITAN/ PRIMER OFICIAL GARANTIZAN QUE EL REVESTIMIENTO DEL TANQUE ES APROPIADO PARA EL PRODUCTO A SER EMBARCADO.				
☒ EL CAPITAN/ PRIMER OFICIAL GARANTIZAN LA INTEGRIDAD DE LA CARGA MIENTRAS LA MISMA SE ENCUENTRE A BORDO.				
Lugar & Fecha :	Buque :		Oil, Gas & Chemicals:	
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo	

REPORTE R.O.B. REPORTE O.B.Q. D-OPE-01OGC-09Rev00	Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.
		SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION
		SUCURSAL DEL PERU
	Producto	DIESEL B5
	Buque	M/T " MANTARO "
	Puerto	LA PAMPILLA - PERU
	Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA
	Fecha	FEBRERO 9, 2015
	Ref. N°	227120

ARRIBO	X	ZARPE	
--------	---	-------	--

UNIDAD LINEAL: m. UNIDAD DE TEMPERATURA: °F UNIDAD DE VOLUMEN: Barriles

Tanque N°	PRODUCTO	VACIO (ULLAGE)		TEMP. °F	VOL. TO TAL OBSERVADO (Met. Cub.)	VOL. TOTAL OBSERVADO (Barriles)	SONDA Agua Libre	VOLUMEN Agua Libre (Barriles)	VOL. BRUTO OBSERVADO (Barriles)	°API	TABLA V.C.F. (T-6B)	VOL. BRUTO ESTANDAR (Barriles)
		OBS.	CORR.									
1-P	GASOLINA 84	9.600	9.606	68.5	1546.839	9,729.32	NIL	0.00	9,729.32	58.7	0.99424	9,673.28
1-S	GASOLINA 84	9.370	9.376	67.5	1584.657	9,967.19	NIL	0.00	9,967.19	58.7	0.99492	9,916.56
2-P	VACIO											
2-S	VACIO											
3-P	VACIO											
3-S	VACIO											
4-P	VACIO											
4-S	DIESEL B5	6.430	6.438	75.4	3,299.174	20,751.18	NIL	0.00	20,751.18	32.7	0.99299	20,605.71
5-P	DIESEL B5	12.520	12.533	69.8	1,509.956	9,497.34	NIL	0.00	9,497.34	32.7	0.99554	9,454.98
5-S	VACIO											
6-P	VACIO											
6-S	VACIO											
SLOP P	VACIO											
SLOP S	VACIO											
CARGA TOTAL						49,945.03		0.00	49,945.03			49,650.53

PRODUCTO	API a 60°F	TANQUES	VOL. TOT. OBS. (T.O.V.)	VOL. TOTAL CALC. (T.C.V.)	AGUA LIBRE	VOLUMEN NO LIQ.	VOLUMEN LIQUIDO (G.S.V.)
GASOLINA 84	58.7	1-P/S	19,696.51	19,589.84	0.00	0.00	19,589.84
DIESEL B5	32.7	4-S & 5-P	30,248.52	30,060.69	0.00	0.00	30,060.69

CALADOS:	PROA 7.01 m.	POPA: 7.77 m.	ESCORA: 0°	CONDICION DEL MAR:	MUY MOVIDO
----------	--------------	---------------	------------	--------------------	------------

OBSERVACIONES:	Sellos en la Válvulas de Succión de mar = Sistema de Lastre Segregado Fuerte movimiento en buque durante las mediciones. El promedio de cinco lecturas consecutivas fue empleado para efectos de cálculos Los volúmenes totales observados fueron tomados de la Tabla de tabulación del Buque correspondiente a cada tanque Cinta de Medición: De Buque Tipo UTT (Serie N° G 16898)
----------------	--

La cantidad OBQ antes del embarque o ROB después de la descarga, no incluye la estimación de adherencias de producto en paredes y producto en las estructuras, ni cantidad remenente posible en las líneas del buque, a menos que esto sea informado en éste reporte.

Lugar & Fecha : Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Buque: Firmado en Reporte de Campo	Oil, Gas & Chemicals: Firmado en Reporte de Campo
--	--	---

REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE BUQUE D-OPE-01 OGC-08 Rev00					Cientes		REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.						
							SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION						
							SUCURSAL DEL PERU						
					Productos		DIESEL B5						
					Buque		M/T " MANTARO "						
					Puerto		LA PAMPILLA - PERU						
					Terminal		MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA						
					Fecha		FEBRERO 14, 2015						
					Ref. N°		227120						

ARRIBO		ZARPE		X	
☒ EMBARQUE	☐	TRANSFERENCIA	☐	DESCARGA	☒ TANQUES DE CARGA

UNIDAD LINEAL: m. UNIDAD DE TEMPERATURA: °F UNIDAD DE VOLUMEN: Barriles

TK N°	PRODUCT	U L L A G E		TEMP. °F	VOL. TOTAL OBSERVADO (Met. Cub.)	VOL. TOTAL OBSERVADO (Barriles)	SONDA Agua Libre	VOLUMEN Agua Libre (Barriles)	VOL. BRUTO OBSERVADO (Barriles)	°API	TABLA V.C.F. (T-6B)	VOL. BRUTO ESTANDAR (Barriles)
		OBS.	CORR.									
1-P	GASOLINA 84											
1-S	GASOLINA 84											
2-P	DIESEL B5 (SPCC)	3.930	3.931	73.4	3982.593	25,049.75	NIL	0.00	25,049.75	33.4	0.99387	24,896.20
2-S	DIESEL B5 (SPCC)	3.920	3.921	73.6	3998.940	25,152.57	NIL	0.00	25,152.57	33.4	0.99378	24,996.12
3-P	GASOLINA 90											
3-S	GASOLINA 95											
4-P	DIESEL B5 (TERM)											
4-S	DIESEL B5 (TERM)											
5-P	DIESEL B5 (TERM)											
5-S	DIESEL B5 (TERM)											
6-P	VACIO											
6-S	VACIO											
SLOP P	VACIO											
SLOP S	VACIO											
CARGO TOTAL						50,202.32		0.00	50,202.32			49,892.32

PRODUCTO	API a 60°F	TANQUES DE CARGA	Vol. Tot. Obs. (T.O.V.)	Vol. Total Calc. (T.C.V.)	Agua Libre	Vol. Bruto Est. G.S.V.	Sed & Agua %	Sed & Agua Vol.	Vol. Neto Est. N.S.V.
DIESEL B5 (SPCC)	33.4	2-P/S	50,202.32	49,892.32	0.00	49,892.32	0.01	4.99	49,887.33

CALADOS:	PROA: 9.79 m.	POPA: 9.87 M.	ESCOR: 0°	CONDICION DEL MAR: MUY MOVIDO
----------	---------------	---------------	-----------	-------------------------------

Equipos de Medición:	
Cinta & Termómetro:	Vessel UTI Serie N° G 16898

OBSERVACIONES:	
Sellos en la Válvulas de Succión de mar = Sistema de Lastre Segregado	
Buque con movimiento de balance y cabeceo durante medición de tanques. El promedio de cinco lecturas consecutivas fue empleado para efectos de cálculos	
Los volúmenes totales observados fueron tomados de la Tabla de tabulación del Buque correspondiente a cada tanque	
Los tanques de carga: 2-P & 2-S (Diesel B5 - SPCC) fueron nominados para el Puerto de Tablones - Ilo (De acuerdo a Cantidad Nominal de Embarque)	

Lugar & Fecha :	Buque:	Oil, Gas & Chemicals:
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Firmado en Reporte de Campo	Firmado en Reporte de Campo

REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE BUQUE D-OPE-01OGC-08Rev00							Clientes		REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.			
									SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION			
									SUCURSAL DEL PERU			
							Productos		DIESEL B5			
							Buque		M/T " MANTARO "			
							Puerto		LA PAMPILLA - PERU			
Terminal		MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA										
Fecha		FEBRERO 14, 2015										
Ref. N°		227120										

ARRIBO	ZARPE	X
☒ EMBARQUE	☐ TRANSFERENCIA	☐ DESCARGA
☒ TANQUES DE CARGA		

UNIDAD LINEAL: m. UNIDAD DE TEMPERATURA: °F UNIDAD DE VOLUMEN: Barriles

TK N°	PRODUCT	ULLAGE		TEMP. °F	VOL. TOTAL OBSERVADO (Met. Cub.)	VOL. TOTAL OBSERVADO (Barriles)	SONDA Agua Libre	VOLUMEN Agua Libre (Barriles)	VOL. BRUTO OBSERVADO (Barriles)	°API	TABLA V.C.F. (T-6B)	VOL. BRUTO ESTANDAR (Barriles)
		OBS.	CORR.									
1-P	GASOLINA 84	1.650	1.651	70.5	3018.999	18,988.93	NIL	0.00	18,988.93	59.9	0.99281	18,852.40
1-S	GASOLINA 84	1.650	1.651	70.5	3014.689	18,961.82	NIL	0.00	18,961.82	59.9	0.99281	18,825.48
2-P	DIESEL B5 (SPCC)	3.930	3.931	73.4	3982.593	25,049.75	NIL	0.00	25,049.75	33.4	0.99387	24,896.20
2-S	DIESEL B5 (SPCC)	3.920	3.921	73.6	3998.940	25,152.57	NIL	0.00	25,152.57	33.4	0.99378	24,996.12
3-P	GASOLINA 90	2.200	2.198	67.5	4491.447	28,250.35	NIL	0.00	28,250.35	61.7	0.99480	28,103.45
3-S	GASOLINA 95	15.780	15.778	64.8	570.370	3,587.52	NIL	0.00	3,587.52	56.2	0.99681	3,576.08
4-P	DIESEL B5 (TERM)	6.050	6.051	73.4	3405.041	21,417.06	NIL	0.00	21,417.06	32.8	0.99390	21,286.42
4-S	DIESEL B5 (TERM)	1.890	1.891	71.1	4553.793	28,642.49	NIL	0.00	28,642.49	32.8	0.99495	28,497.85
5-P	DIESEL B5 (TERM)	5.980	5.982	71.2	3455.454	21,734.15	NIL	0.00	21,734.15	32.8	0.99490	21,623.31
5-S	DIESEL B5 (TERM)	1.900	1.902	71.8	4562.410	28,696.69	NIL	0.00	28,696.69	32.8	0.99463	28,542.59
6-P	VACIO											
6-S	VACIO											
SLOP P	VACIO											
SLOP S	VACIO											
CARGO TOTAL						220,481.33		0.00	220,481.33			219,199.90

PRODUCTO	API a 60°F	TANQUES DE CARGA	Vol. Tot. Obs. (T.O.V.)	Vol. Total Calc. (T.C.V.)	Agua Libre	Vol. Bruto Est G.S.V.	Sed & Agua %	Sed & Agua Vol.	Vol. Neto Est. N.S.V.
GASOLINA 84	59.9	1-P/S	37,950.75	37,677.88	0.00	37,677.88	0.00	0.00	37,677.88
GASOLINA 90	61.7	3-P	28,250.35	28,103.45	0.00	28,103.45	0.00	0.00	28,103.45
GASOLINA 95	56.2	3-S	3,587.52	3,576.08	0.00	3,576.08	0.00	0.00	3,576.08
DIESEL B5 (SPCC)	33.4	2-P/S	50,202.32	49,892.32	0.00	49,892.32	0.01	4.99	49,887.33
DIESEL B5 (TERM)	32.8	4-P / S & 5-P / S	100,490.39	99,950.17	0.00	99,950.17	0.01	10.00	99,940.17

CALADOS:	PROA: 9.79 m.	POPA: 9.87 M.	ESCORA: 0°	CONDICION DEL MAR: MUY MOVIDO
----------	---------------	---------------	------------	-------------------------------

Equipos de Medición:	
Cinta & Termómetro:	Vessel UTI Serie N° G 16898

OBSERVACIONES:
Sellos en la Válvulas de Succión de mar = Sistema de Lastre Segregado
Buque con movimiento de balance y cabeceo durante medición de tanques. El promedio de cinco lecturas consecutivas fue empleado para efectos de cálculos
Los volúmenes totales observados fueron tomados de la Tabla de tabulación del Buque correspondiente a cada tanque
Los tanques de carga: 2-P & 2-S (Diesel B5 - SPCC) fueron nominados para el Puerto de Tablones - Ilo (De acuerdo a Cantidad Nominal de Embarque)

Lugar & Fecha : Lima (Perú), Febrero 14 del 2015	Buque: Firmado en Reporte de Campo	Oil, Gas & Chemicals: Firmado en Reporte de Campo
--	--	---

REPORTE DE CANTIDAD DE TANQUES DE BUQUE D-OPE-01 OGC-10Rev00			Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.																					
				SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION																					
				SUCURSAL DEL PERU																					
			Producto	DIESEL B5																					
			Buque	M/T " MANTARO "																					
			Puerto	LA PAMPILLA - PERU																					
			Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA																					
			Fecha	FEBRERO 14, 2015																					
			Ref. N°	227120																					
DIESEL B5 (SPCC) TANQUES 2-P & 2-S			BARRILES A 60°F	GALONES A 60°F	MET. CUB. A 60°F	TONELADAS LARGAS	TONELADAS METRICAS																		
VOL. TOTAL CALCULADO A BORDO			49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343																		
AGUA LIBRE			0.00	0.00	0.000	0.000	0.000																		
VOL. BRUTO ESTANDAR A BORDO			49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343																		
R.O.B. ☐	O.B.Q. ☒		0.00	0.00	0.000	0.000	0.000																		
VOL. BRUTO ESTANDAR EMBARCADO			49,892.32	2,095,477.44	7,932.230	6,684.074	6,791.343																		
S. & W.	0.01	% VOL (*)	4.99	209.58	0.793																				
VOL. NETO ESTANDAR EMBARCADO			49,887.33	2,095,267.86	7,931.437	6,683.406	6,790.663																		
<table border="1"> <tr> <td></td> <td>ROB ☐</td> <td rowspan="2">DIESEL B5</td> <td rowspan="2">AGUA LIBRE</td> </tr> <tr> <td></td> <td>OBO ☒</td> </tr> <tr> <td>A.P.L AT 60°F</td> <td></td> <td>33.4</td> <td>10.0</td> </tr> <tr> <td>W.C.F. TABLE 11</td> <td></td> <td>0.13397</td> <td>0.15615</td> </tr> <tr> <td>W.C.F. TABLE 13</td> <td></td> <td>0.13612</td> <td>0.15866</td> </tr> </table>									ROB ☐	DIESEL B5	AGUA LIBRE		OBO ☒	A.P.L AT 60°F		33.4	10.0	W.C.F. TABLE 11		0.13397	0.15615	W.C.F. TABLE 13		0.13612	0.15866
	ROB ☐	DIESEL B5	AGUA LIBRE																						
	OBO ☒																								
A.P.L AT 60°F		33.4	10.0																						
W.C.F. TABLE 11		0.13397	0.15615																						
W.C.F. TABLE 13		0.13612	0.15866																						
Lugar & Fecha :			Buque:		Oil, Gas & Chemicals:																				
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015			Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo																				

FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE D-OPE-01OGC-11Rev00				Cientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.		
					SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION		
					SUCURSAL DEL PERU		
				Producto	DIESEL B5		
				Buque	M/T " MANTARO "		
				Puerto	LA PAMPILLA - PERU		
				Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA		
				Fecha	FEBRERO 14, 2015		
				Ref. N°	227120		
VOLUMEN O PESO REPORTADO EN : BARRILES [X] MET. CUB. [] OTROS []							
VIAJE N°	PRODUCTO	TERMINAL	FECHA dd.mm.aa	CANTIDADES BUQUE	CANTIDADES TIERRA	RAZON BUQUE/TIERRA	CALIFICACION DEL VIAJE
Ult.	Multiproductos	La Pampilla	27.01.2015	231,247.00	231,843.00	0.99743	SI
2°	Multiproductos	La Pampilla	12.01.2015	138,533.00	139,073.04	0.99612	SI
3°	Multiproductos	La Pampilla	29.12.2014	167,663.00	168,086.66	0.99748	SI
4°	Multiproductos	La Pampilla	15.12.2014	111,536.00	111,799.72	0.99764	SI
5°	Multiproductos	La Pampilla	29.11.2014	159,203.88	159,228.27	0.99985	NO
6°	Multiproductos	La Pampilla	15.11.2014	14,849.00	15,012.00	0.98914	NO
7°	Multiproductos	La Pampilla	30.10.2014	109,516.00	109,552.00	0.99967	SI
8°	Multiproductos	La Pampilla	15.10.2014	205,905.00	206,179.15	0.99867	SI
9°	Multiproductos	La Pampilla	23.09.2014	236,281.00	237,508.00	0.99483	SI
10°	Multiproductos	La Pampilla	31.08.2014	194,167.00	194,161.00	1.00003	NO
11°	Multiproductos	La Pampilla	18.08.2014	197,188.00	198,326.30	0.99426	SI
12°	Multiproductos	La Pampilla	22.07.2014	187,300.00	188,043.00	0.99605	SI
13°	Multiproductos	La Pampilla	02.07.2014	153,247.00	153,656.00	0.99734	SI
14°	Multiproductos	La Pampilla	19.06.2014	182,911.00	184,019.00	0.99398	SI
15°	Multiproductos	La Pampilla	25.05.2014	219,542.00	220,901.00	0.99385	NO
16°	Multiproductos	La Pampilla	05.05.2014	241,952.00	242,899.00	0.99610	SI
17°	Multiproductos	La Pampilla	01.04.2014	192,399.00	193,447.44	0.99458	SI
18°	Multiproductos	La Pampilla	20.03.2014	174,175.00	174,551.03	0.99785	SI
19°	Multiproductos	La Pampilla	02.03.2014	227,256.89	227,519.09	0.99885	SI
20°	Multiproductos	La Pampilla	15.02.2014	225,252.00	225,638.00	0.99829	SI
CANTIDADES TOTALES:				3,570,124	3,581,443	0.99684	
RANGO CALIFICADO:					0.99385	0.99983	
VIAJES CALIFICADOS:					2,982,362	2,992,140	
FACTOR DE EXPERIENCIA (V.E.F.)						0.99673	
VIAJE PRESENTE				DIESEL B5			
VOL. TOT CALC A BORDO [X]				49,892.32			
REMANENTE (OBQ) [X]				0.00			
VOL. BRUTO EST. CARGAD [X]				49,892.32			
FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE				0.9967			
VOL. TOTAL CALC. TEORICO				50,057.51			
VOL. TOTAL CALC. EMBARCADO				49,921.10			
DIFERENCIA				136.41			
PORCENTAJE				0.27%			
* CALIFICACION DEL VIAJE: Si una razón individual Buque/ Tierra está en el rango promedio de + 0.0030 ó - 0.0030 - Excluir el primer viaje de la nave, de igual manera el viaje inmediato a dique con modificaciones estructurales en los tanques. - Excluir viajes donde no se dispone cantidades de tierra. - Excluir viajes donde las razones son menores a 0.98000 ó mayores a 1.0200 ("errores gruesos")							
Lugar & Fecha :		Buque:		Oil, Gas & Chemicals:			
Lima (Perú), Febrero 14 del 2015		Firmado en Reporte de Campo		Firmado en Reporte de Campo			

REPORTE DE MUESTRAS D-OPE-01OGC-12Rev00	Clientes	REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.																																																																																																															
		SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION																																																																																																															
		SUCURSAL DEL PERU																																																																																																															
	Producto	DIESEL B5																																																																																																															
	Buque	M/T " MANTARO "																																																																																																															
	Puerto	LA PAMPILLA - PERU																																																																																																															
	Terminal	MULTIBOYAS N° 1 - LA PAMPILLA																																																																																																															
Ref. N°	227120																																																																																																																
EMBARQUE ☒ TRANSFERENCIA ☐ DESCARGA ☐																																																																																																																	
A QUIEN CORRESPONDA, DEJAMOS CONSTANCIA QUE, LOS INSPECTORES ABAJO FIRMANTES, TOMAMOS, PREPARAMOS E IDENTIFICAMOS DEBIDAMENTE, LAS SIGUIENTES MUESTRAS, CONJUNTAMENTE CON:																																																																																																																	
- Oficial de la nave, para las muestras tomadas a bordo (tanques de carga del buque)					Si																																																																																																												
- Representante del Terminal, para las muestras tomadas de los tanques de tierra					Si																																																																																																												
- Representante del Terminal, para las muestras tomadas de línea					Si																																																																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>ORIGEN</th> <th>PRODUCTO</th> <th>TIPO</th> <th>TAMAÑO</th> <th>SELLO SGS</th> <th>DISTRIBUCION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="6">MUESTRAS DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE</td> </tr> <tr> <td>Tanque de Tierra N° 202-F</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1 Gallon</td> <td>0797263</td> <td>RELAPASAA</td> </tr> <tr> <td>Tanque de Tierra N° 202-F</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1 Gallon</td> <td>0797264</td> <td>SGS DEL PERU S.A.C.</td> </tr> <tr> <td>Tanque de Tierra N° 202-F</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0797265</td> <td>SOUTHERN PERU C.C</td> </tr> <tr> <td colspan="6">MUESTRAS DEL MANIFOLD DEL BUQUE AL INICIO DEL EMBARQUE</td> </tr> <tr> <td>Manifold de Buque</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Puntual - Línea</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857801</td> <td>RELAPASAA</td> </tr> <tr> <td>Manifold de Buque</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Puntual - Línea</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857802</td> <td>SGS DEL PERU S.A.C.</td> </tr> <tr> <td>Manifold de Buque</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Puntual - Línea</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857803</td> <td>BUQUE</td> </tr> <tr> <td colspan="6">MUESTRAS DE TANQUES DEL BUQUE AL TERMINO DEL EMBARQUE</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1 Gallon</td> <td>0857804</td> <td>RELAPASAA</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1 Gallon</td> <td>0857805</td> <td>RELAPASAA (LAB)</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857806</td> <td>RELAPASAA</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857807</td> <td>RELAPASAA (LAB)</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857808</td> <td>RELAPASAA (LAB)</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1 Gallon</td> <td>0857809</td> <td>SGS DEL PERU S.A.C.</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857810</td> <td>SOUTHERN PERU C.C</td> </tr> <tr> <td>Tanques de Buque 2-P/ 2-S</td> <td>DIESEL B5</td> <td>Composito</td> <td>1 x 1000 ml</td> <td>0857811</td> <td>BUQUE</td> </tr> </tbody> </table>						ORIGEN	PRODUCTO	TIPO	TAMAÑO	SELLO SGS	DISTRIBUCION	MUESTRAS DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE						Tanque de Tierra N° 202-F	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0797263	RELAPASAA	Tanque de Tierra N° 202-F	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0797264	SGS DEL PERU S.A.C.	Tanque de Tierra N° 202-F	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0797265	SOUTHERN PERU C.C	MUESTRAS DEL MANIFOLD DEL BUQUE AL INICIO DEL EMBARQUE						Manifold de Buque	DIESEL B5	Puntual - Línea	1 x 1000 ml	0857801	RELAPASAA	Manifold de Buque	DIESEL B5	Puntual - Línea	1 x 1000 ml	0857802	SGS DEL PERU S.A.C.	Manifold de Buque	DIESEL B5	Puntual - Línea	1 x 1000 ml	0857803	BUQUE	MUESTRAS DE TANQUES DEL BUQUE AL TERMINO DEL EMBARQUE						Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0857804	RELAPASAA	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0857805	RELAPASAA (LAB)	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857806	RELAPASAA	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857807	RELAPASAA (LAB)	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857808	RELAPASAA (LAB)	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0857809	SGS DEL PERU S.A.C.	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857810	SOUTHERN PERU C.C	Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857811	BUQUE
ORIGEN	PRODUCTO	TIPO	TAMAÑO	SELLO SGS	DISTRIBUCION																																																																																																												
MUESTRAS DE TANQUES DE TIERRA ANTES DEL EMBARQUE																																																																																																																	
Tanque de Tierra N° 202-F	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0797263	RELAPASAA																																																																																																												
Tanque de Tierra N° 202-F	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0797264	SGS DEL PERU S.A.C.																																																																																																												
Tanque de Tierra N° 202-F	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0797265	SOUTHERN PERU C.C																																																																																																												
MUESTRAS DEL MANIFOLD DEL BUQUE AL INICIO DEL EMBARQUE																																																																																																																	
Manifold de Buque	DIESEL B5	Puntual - Línea	1 x 1000 ml	0857801	RELAPASAA																																																																																																												
Manifold de Buque	DIESEL B5	Puntual - Línea	1 x 1000 ml	0857802	SGS DEL PERU S.A.C.																																																																																																												
Manifold de Buque	DIESEL B5	Puntual - Línea	1 x 1000 ml	0857803	BUQUE																																																																																																												
MUESTRAS DE TANQUES DEL BUQUE AL TERMINO DEL EMBARQUE																																																																																																																	
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0857804	RELAPASAA																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0857805	RELAPASAA (LAB)																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857806	RELAPASAA																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857807	RELAPASAA (LAB)																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857808	RELAPASAA (LAB)																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1 Gallon	0857809	SGS DEL PERU S.A.C.																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857810	SOUTHERN PERU C.C																																																																																																												
Tanques de Buque 2-P/ 2-S	DIESEL B5	Composito	1 x 1000 ml	0857811	BUQUE																																																																																																												
Lugar & Fecha : Lima (Perú), Febrero 14 del 2015		Buque: Firmado en Reporte de Campo		Oil, Gas & Chemicals: Firmado en Reporte de Campo																																																																																																													

ANEXO 4:

DESARROLLO DE CÁLCULOS Y FACTORES

REPORTE DE INSPECCION:

OPERACIÓN: EMBARQUE DE DIESEL B5

TERMINAL: REFINERIA LA PAMPILLA – TERMINAL MULTIBOYAS N° 1

BUQUE: M/T “MANTARO”

FECHA: FEBRERO 9 / 14, 2015

A) REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE TIERRA

TANQUE N° 202-F (VALORES INICIALES)

Medida registrada (vacío): 14'08"1

Equivalente de medida: 4.474 m

Volumen correspondiente: 18,558.585 metros cúbicos = 116,729.97 Barriles

Extracto de Tabla de Cubicación:

PAG 9 DE 32						
REFINERIA LA PAMPILLA S.A.				OL 601979		
TANQUE N° 31 T 202 F				MEDICION INDIRECTA		
METROS CUBICOS						
MILIMETROS						
m	cm	0	1	2	3	4
4	47	18,565.157	18,563.514	18,561.871	18,560.228	18,558.585

FACTOR DE CORRECCION POR EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA PARED DEL TANQUE (CTSh)

Aplicando:

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T^2 \quad / \quad \Delta T = TSh - TR \quad / \quad TSh = (7 TL + Ta) / 8$$

Datos:

α : 0.0000062/°F (Acero al carbono)

TL: 92.4°F / Ta: 77.2°F / TR: 169°F

$$TSh = (7 TL + Ta) / 8 = (7 \times 92.4^{\circ}F + 77.2^{\circ}F) / 8 = 90.5^{\circ}F$$

$$\Delta T = TSh - TR = 90.5^{\circ}F - 169^{\circ}F = -78.5^{\circ}F$$

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

$$CTSh = 1 + 2 \times 0.0000062 \times (-78.5) + (0.0000062 \times (-78.5))^2$$

$$CTSh = 0.99903$$

FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN A 60°F CONTRA GRAVEDAD API A 60°F PARA PRODUCTOS GENERALIZADOS

ASTM D 1250-08 (TABLA 6B)

Extracto de Tabla de Corrección de Volumen:

TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (Ctl) A 60°F					
API A 60°F					
°F	33.2	33.3	33.4	33.5	33.6
92.4	0.98517	0.98516	0.98514	0.98513	0.98512

DETERMINACION DE AGUA Y SEDIMENTOS (PORCENTAJE EN VOLUMEN): REPORTE DE ANALISIS DE LABORATORIO

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (%Vol.): 0.01

FACTOR DE CONVERSION DE VOLUMEN A PESO (TABLA 11 Y TABLA 13)

Extracto de Tabla de Conversión de Volumen a Peso:

TABLAS DE MEDICION DE PETROLEO		
INTRAVERSION ENTRE MEDIDAS DE VOLUMEN Y MEDIDAS DE DENSIDAD – VOLUMEN XI (ASTM D 1250-08) – VOLUMEN XI		
GRAVEDAD API (60°F)	TONELADAS LARGAS POR BARRIL (60°F) – TABLA 11	TONELADAS METRICAS POR BARRIL (60°F) – TABLA 13
33.4	0.13397	0.13612

TANQUE N° 202-F (VALORES FINALES)

Medida registrada (vacío): 30'09"2

Equivalente de medida: 9.379 m

Volumen correspondiente: 10,493.050 metros cúbicos = 65,999.29 Barriles

Extracto de Tabla de Cubicación:

PAG 19 DE 32						
REFINERIA LA PAMPILLA S.A.					OL 601979	
TANQUE N° 31 T 202 F				MEDICION INDIRECTA		
METROS CUBICOS						
MILIMETROS						
m	cm	5	6	7	8	9
9	37	10,499.634	10,497.988	10,496.342	10,494.696	10,493.050

FACTOR DE CORRECCION POR EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA PARED DEL TANQUE (CTSh)

Aplicando:

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T^2 \quad / \quad \Delta T = TSh - TR \quad / \quad TSh = (7 TL + Ta) / 8$$

Datos:

α : 0.0000062/°F (Acero al carbono)

TL: 92.2°F / Ta: 89.5°F / TR: 169°F

$$TSh = (7 TL + Ta) / 8 = (7 \times 92.2^\circ F + 89.5^\circ F) / 8 = 91.86^\circ F$$

$$\Delta T = TSh - TR = 91.86^\circ F - 169^\circ F = -77.14^\circ F$$

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

$$CTSh = 1 + 2 \times 0.0000062 \times (-77.14) + (0.0000062 \times (-77.14))^2$$

$$CTSh = 0.99904$$

FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN A 60°F CONTRA GRAVEDAD API A 60°F PARA PRODUCTOS GENERALIZADOS**ASTM D 1250-08 (TABLA 6B)**

Extracto de Tabla de Corrección de Volumen:

TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	33.2	33.3	33.4	33.5	33.6
92.2	0.98526	0.98525	0.98524	0.98522	0.98521

DETERMINACION DE AGUA Y SEDIMENTOS (PORCENTAJE EN VOLUMEN): REPORTE DE ANALISIS DE LABORATORIO

CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (%Vol.): 0.01

FACTOR DE CONVERSION DE VOLUMEN A PESO (TABLA 11 Y TABLA 13)

Extracto de Tabla de Conversión de Volumen a Peso:

TABLAS DE MEDICION DE PETROLEO		
INTRACONVERSION ENTRE MEDIDAS DE VOLUMEN Y MEDIDAS DE DENSIDAD – VOLUMEN XI (ASTM D 1250-08) – VOLUMEN XI		
GRAVEDAD API (60°F)	TONELADAS LARGAS POR BARRIL (60°F) – TABLA 11	TONELADAS METRICAS POR BARRIL (60°F) – TABLA 13
33.4	0.13397	0.13612

TABLA DE CALCULOS DE TANQUE DE TIERRA - RESUMEN

Unidad Volumen : Met Cub. / Bbls. Unidad de Peso : Toneladas Unidad de Medición : Pies/Pulg/Oct	TANQUE N° 202-F	
	INICIAL	FINAL
FECHA DE MEDICION	02.10.2015	02.10.2015
HORA	00:50	12.10
ALTURA DE REFERENCIA	51'05"2	51'05"2
MEDIDA DE VACIO	14'08"1	30'09"2
MEDIDA DE AGUA LIBRE	N/E	N/E
TEMPERATURA , °F	92.4	92.2
A.P.I. A 60 °F	33.4	33.4
VOLUMEN TOTAL OBS. (Tabla)	18,558.585	10,493.050
VOLUMEN TOTAL OBS. - Bbls	116,729.97	65,999.29
AGUA LIBRE	0.00	0.00
VOLUMEN BRUTO OBSERVADO	116,729.97	65,999.29
FACTOR CTSh	0.99903	0.99904
FACTOR TABLA 6-B	0.98514	0.98524
VOLUMEN BRUTO ESTANDAR	114,883.82	64,962.72
VOL. BRUTO EST. ENTREGADO	49,921.10	
AGUA Y SED. (% Volumen) - Lab	0.01	0.01
AGUA Y SED. (Volumen)	11.49	6.50
VOLUMEN NETO ESTANDAR	114,872.33	64,956.22
VOL. NETO EST. ENTREGADO	49,916.11	
FACT CORR PESO - TABLA N° 11	0.13397	0.13397
FACT CORR PESO - TABLA N° 13	0.13612	0.13612
TON. LARGAS BRUTAS	15,390.985	8,703.056
TON. LARGAS BRUTAS (DIF)	6,687.929	
TON. METRICAS BRUTAS	15,637.986	8,842.725
TON. METRICAS BRUTAS (DIF)	6,795.261	
TON. LARGAS NETAS	15,389.446	8,702.185
TON. LARGAS NETAS (DIF)	6,687.261	

TON. METRICAS NETAS	15,636.422	8,841.841
TON. MET. NETAS (DIF)	6,794.581	

B) REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE BUQUE

AL ARRIBO - REPORTE DE CANTIDAD INICIAL REMANENTE (O.B.Q.)

Datos de entrada:				
Tanque de Buque	1-P	1-S	4-S	5-P
Medida Observada (m)	9.600	9.370	6.430	12.520
Calado de Popa: 7.77 m				
Calado de Proa: 7.01 m				
Escora (Inclinación): 0°				

Extracto de Tablas de Cubicación – Corrección por Asiento:

Page No. 11					
Tabla 1 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 1 Babor					
Trim Correction Table – Cargo Tank N° 1 Port					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO STERN)	APOPADO	(BY	TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
9.800	8	4	0	-4	-8
9.300	8	4	0	-4	-8

Pag. No. 12					
Tabla 2 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 1 Estribor					
Trim Correction Table – Cargo Tank N° 1 Starboard					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
9.700	8	4	0	-4	-8
9.200	8	4	0	-4	-8

Pag. No. 18					
Tabla 3 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 4 Estribor					
Trim Correction Table – Cargo Tank N° 4 Starboard					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
6.700	11	6	0	-5	-11
6.200	11	5	0	-5	-11

Pag. No. 19					
Tabla 4 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 5 Babor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
12.700	17	9	0	-9	-17
12.200	17	9	0	-9	-17

De Tablas 1, 2, 3 y 4				
Datos de Medidas de Tanques Corregidos por Asiento:				
Tanque de Buque	1-P	1-S	4-S	5-P
Medida Observ. (m)	9.600	9.370	6.430	12.520
Corrección (mm)	6	6	8	13
Medida Correg. (m)	9.606	9.376	6.438	12.533

Extracto de Tablas de Cubicación – Volumen Observado:

Tabla 5 – TABLA DE ULLAGES – TANQUES 1P & 1S			
Pag. No. 46		Pag. No. 58	
TANQUE 1 Babor		TANQUE 1 Estribor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
9.610	1,546.050	9.380	1,583.867
9.606	1,546.839	9.376	1,584.657
9.300	1,548.023	9.370	1,585.841

Tabla 6 – TABLA DE ULLAGES – TANQUES 4S & 5P			
Pag. No. 132		Pag. No. 140	
TANQUE 4 Estribor		TANQUE 5 Babor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
6.440	3,298.580	12.540	1,507.876
6.438	3,299.174	12.533	1,509.956
6.430	3,301.550	12.530	1,510.847

**FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN A 60°F CONTRA GRAVEDAD
API A 60°F PARA PRODUCTOS GENERALIZADOS**

ASTM D 1250-08 (TABLA 6B)

Extracto de Tabla de Corrección de Volumen:

TANQUE 1 BABOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	58.5	58.6	58.7	58.8	58.9
68.5	0.98425	0.99424	0.99424	0.99423	0.99423

TANQUE 1 ESTRIBOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	58.5	58.6	58.7	58.8	58.9
67.5	0.99493	0.99492	0.99492	0.99491	0.99491

TANQUE 4 ESTRIBOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	32.5	32.6	32.7	32.8	32.9
75.4	0.99301	0.99300	0.99299	0.99299	0.99298

TANQUE 5 BABOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (Ctl) A 60°F					
API A 60°F					
°F	32.5	32.6	32.7	32.8	32.9
69.8	0.99555	0.99555	0.99554	0.99554	0.99554

TABLA DE CALCULOS DE TANQUES DE BUQUE - REPORTE AL ARRIBO (O.B.Q.)

Unidades Lineales: Metros Unidad de Temperatura: °F Unidad de Vol.: Metros Cúbicos / Barriles

TK Nº	VACIO		VOL. TOT. OBS. (Met Cub)	API 60°F	TEMP °F	VOL. TOTAL OBS. (Bbls)	TABLA V.C.F 6-B	VOL. BRUTO EST. (Bbl.)
	Obs.	Corr.						
1-P	9.600	9.608	1,546.839	58.7	68.5	9,729.32	0.99424	9,673.28
1-S	9.370	9.376	1,584.657	58.7	67.5	9,967.19	0.99492	9,916.56
4-S	6.430	6.438	3,299.174	32.7	75.4	20,751.18	0.99299	20,605.71
5-P	12.520	12.533	1,509.956	32.7	69.8	9,497.34	0.99554	9,454.98

AL ZARPE - REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE BUQUE

Datos de entrada:		
Tanque de Buque	2-P	2-S
Medida Observada (m)	3.930	3.920
Calado de Popa: 9.87 m		
Calado de Proa: 9.79 m		
Escora (Inclinación): 0°		

Extracto de Tablas de Cubicación – Corrección por Asiento:

Pag. No. 13					
Tabla 7 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 2 Babor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
4.200	7	4	0	-4	-7
3.700	8	4	0	-4	-7

Pag. No. 14					
Tabla 8 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 2 Estribor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
4.300	8	4	0	-4	-7
3.800	7	4	0	-4	-7

De Tablas 7 y 8		
Datos de Medidas de Tanques Corregidos por Asiento:		
Tanque de Buque	2P	2S
Medida Observada (m)	3.930	3.920
Corrección (mm)	1	1
Medida Corregida (m)	3.931	3.921

Extracto de Tablas de Cubicación – Volumen Observado:

Tabla 9 – TABLA DE ULLAGES – TANQUES 2P & 2S			
Pag. No. 74		Pag. No. 86	
TANQUE 2 Babor		TANQUE 2 Estribor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
3.940	3,980.211	3.930	3,996.565
3.931	3,982.593	3.921	3,998.940
3.930	3,982.858	3.920	3,999.204

**FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN A 60°F CONTRA GRAVEDAD
API A 60°F PARA PRODUCTOS GENERALIZADOS**

ASTM D 1250-08 (TABLA 6B)

Extracto de Tabla de Corrección de Volumen:

TANQUE 2 BABOR Y TANQUE 2 ESTRIBOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (Ctl) A 60°F					
API A 60°F					
°F	33.2	33.3	33.4	33.5	33.6
73.4	0.99388	0.99388	0.99387	0.99387	0.99386
73.5	0.99384	0.99383	0.99383	0.99382	0.99382
73.6	0.99379	0.99378	0.99378	0.99377	0.99377

TABLA DE CALCULOS DE TANQUES DE BUQUE - REPORTE DE MEDICION DE CARGA COMERCIAL DE DIESEL B5

Unidades Lineales: Metros

Unidad de Temperatura: °F

Unidad de Vol.: Metros Cúbicos / Barriles

TK Nº	VACIO		VOL. TOTAL OBS. (Met Cub)	API 60°F	TEMP °F	VOL. TOTAL OBS. (Bbls)	TABLA V.C.F 6-B	VOL. BRUTO EST. (Bbls)
	Obs.	Corr.						
2-P	3.930	3.931	3,982.593	33.4	73.4	25,049.75	0.99387	24,896.20
2-S	3.920	3.921	3,998.940	33.4	73.6	25,152.57	0.99378	24,996.12

FACTOR DE CONVERSION DE VOLUMEN A PESO (TABLA 11 Y TABLA 13)

Extracto de Tabla de Conversión de Volumen a Peso:

TABLAS DE MEDICION DE PETROLEO		
INTRAVERSION ENTRE MEDIDAS DE VOLUMEN Y MEDIDAS DE DENSIDAD – VOLUMEN XI (ASTM D 1250-08) – VOLUMEN XI		
GRAVEDAD API (60°F)	TONELADAS LARGAS POR BARRIL (60°F) – T 11	TONELADAS METRICAS POR BARRIL (60°F) – T13
33.4	0.13397	0.13612

SUMARIO DE CANTIDADES EMBARCADAS

CANTIDADES MEDIDAS A BORDO	BARRILES A 60°F	GALONES A 60°F	TON. LARGAS	TON. METRICAS
Vol. Total Calculado	49,892.32	2,095,477.44	6,684.074	6,791.343
Agua Libre	0.00	0.00	0.000	0.000
Vol. Bruto Estándar	49,892.32	2,095,477.44	6,684.074	6,791.343
O.B.Q.	0.00	0.00	0.000	0.000
Vol. Br. Est. Cargado	49,892.32	2,095,477.44	6,684.074	6,791.343
Agua y Sed. (% Vol.)	0.01	0.01	-. -	-. -
Agua y Sed.. (Vol.)	4.99	209.58	-. -	-. -
Vol. Neto Est. Cargado	49,887.33	2,095.267.86	6,683.406	6,790.663

**AL ZARPE - REPORTE DE MEDICION DE TANQUES DE BUQUE –
CARGA COMERCIAL NO SUPERVISADA**

Datos de entrada:								
Tanque de Buque	1-P	1-S	3-P	3-S	4-P	4-S	5-P	5-S
Med.Obs. (m)	1.650	1.650	2.200	15.78	6.050	1.890	5.980	1.900
Calado de Popa: 9.87 m								
Calado de Proa: 9.79 m								
Escora (Inclinación): 0°								

Extracto de Tablas de Cubicación – Corrección por Asiento:

Pag. No. 11					
Tabla 10 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 1 Babor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
1.800	7	4	0	-4	-7
1.300	7	4	0	-4	-7

Pag. No. 12					
Tabla 11 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 1 Estribor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
1.700	8	4	0	-4	-7
1.200	7	4	0	-4	-7

Pag. No. 15					
Tabla 12 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 3 Babor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
2.200	-22	-11	0	11	22

Pag. No. 16					
Tabla 13 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 3 Estribor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
16.200	-23	-11	0	11	23
15.700	-22	-11	0	11	22

Pag. No. 17					
Tabla 14 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 4 Babor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
6.200	11	5	0	-5	-11
5.700	11	5	0	-5	-11

Pag. No. 18					
Tabla 15 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 4 Estribor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
2.200	10	5	0	-5	-10
1.700	10	5	0	-5	-10

Pag. No. 19					
Tabla 16 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 5 Babor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
6.200	17	9	0	-9	-17
5.700	17	9	0	-9	-17

Pag. No. 20					
Tabla 17 - Corrección de Medida (Ullage) de la cinta de medición en milímetros correspondiente al Tanque 5 Estribor					
TRIMADO EN METROS					
Ullage (mm)	TRIMADO APOPADO (BY STERN)			TRIMADO APROADO (BY HEAD)	
	-1.00	-.50	.00	.50	1.00
2.200	17	8	0	-8	-16
1.700	16	8	0	-8	-16

De Tablas 10 a 17								
Datos de Medidas de Tanques Corregidos por Asiento:								
Tanque de Buque	1-P	1-S	3-P	3-S	4-P	4-S	5-P	5-S
Med. Obs. (m)	1.650	1.650	2.200	15.780	6.050	1.890	5.980	1.900
Corrección (mm)	1	1	-2	-2	1	1	2	2
Med. Corregida (m)	1.651	1.651	2.198	15.778	6.051	1.891	5.982	1.902

Extracto de Tablas de Cubicación – Volumen Observado:

Tabla 18 – TABLA DE ULLAGES – TANQUES 1P & 1S			
Pag. No. 52		Pag. No. 64	
TANQUE 1 Babor		TANQUE 1 Estribor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
1.660	3,017.749	1.660	3,013.432
1.651	3,018.999	1.651	3,014.689
1.650	3,019.138	1.650	3,014.829

Tabla 19 – TABLA DE ULLAGES – TANQUES 3P & 3S			
Pag. No. 99		Pag. No. 102	
TANQUE 3 Babor		TANQUE 3 Estribor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
2.200	4,490.971	15.780	569.851
2.198	4,491.447	15.778	570.370
2.190	4,493.352	15.770	572.448

Tabla 20 – TABLA DE ULLAGES – TANQUES 4P & 4S			
Page No. 121		Page No. 135	
TANQUE 4 Babor		TANQUE 4 Estribor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
6.060	3,402.377	1.900	4,551.698
6.051	3,405.041	1.891	4,553.793
6.050	3,405.337	1.890	4,554.026

Tabla 21 – TABLA DE ULLAGES – M/T “MANTARO			
TANQUES 5P & 5S			
Page No. 145		Page No. 159	
TANQUE 5 Babor		TANQUE 5 Estribor	
ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)	ULLAGE (m)	VOLUMEN (Met. Cub.)
5.990	3,453.078	1.910	4,560.559
5.982	3,455.454	1.902	4,562.410
5.980	3,456.048	1.900	4,562.873

**FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN A 60°F CONTRA GRAVEDAD
API A 60°F PARA PRODUCTOS GENERALIZADOS**

ASTM D 1250-08 (TABLA 6B)

Extracto de Tabla de Corrección de Volumen:

TANQUE 1 BABOR Y TANQUE 1 ESTRIBOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	59.7	59.8	59.9	60.0	60.1
70.5	0.99282	0.99282	0.99281	0.99281	0.99280

TANQUE 3 BABOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	61.5	61.6	61.7	61.8	61.9
67.5	0.99480	0.99480	0.99480	0.99479	0.99479

TANQUE 3 ESTRIBOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (CtI) A 60°F					
API A 60°F					
°F	56.0	56.1	56.2	56.3	56.4
64.8	0.99682	0.99682	0.99681	0.99681	0.99681

TANQUES 4 BABOR/ 4 ESTRIBOR - TANQUES 5 BABOR / 5 ESTRIBOR					
TABLA 6B					
CORRECCION DE VOLUMEN POR EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL LIQUIDO (Ctl) A 60°F					
API A 60°F					
°F	32.6	32.7	32.8	32.9	33.0
73.4	0.99391	0.99391	0.99390	0.99390	0.99389
71.1	0.99496	0.99495	0.99495	0.99494	0.99494
71.2	0.99491	0.99491	0.99490	0.99490	0.99490
71.8	0.99464	0.99463	0.99463	0.99463	0.99462

TABLA DE CALCULOS DE TANQUES DE BUQUE - REPORTE DE MEDICION DE CARGA COMERCIAL NO SUPERVISADA

Unidades Lineales: Metros Unidad de Temperatura: °F Unidad de Vol.: Metros Cúbicos / Barriles

TK Nº	VACIO		VOL. TOTAL OBS. (Met Cub)	API 60°F	TEMP °F	VOL. TOTAL OBS. (Bbls)	TABLA V.C.F 6-B	VOL. BRUTO EST. (Bbls)
	Obs.	Corr.						
1-P	1.650	1.651	3,018.999	59.9	70.5	18,988.93	0.99281	18,852.40
1-S	1.650	1.651	3,014.689	59.9	70.5	18,961.82	0.99281	18,825.48
3-P	2.200	2.198	4,491.447	61.7	67.5	28,250.35	0.99480	28,103.45
3-S	15.780	15.778	570.370	56.2	64.8	3,587.52	0.99681	3,576.08
4-P	6.050	6.051	3,405.041	32.8	73.4	21,417.06	0.99390	21,286.42
4-S	1.890	1.891	4,553.793	32.8	71.1	28,642.49	0.99495	28,497.85
5-P	5.980	5.982	3,455.454	32.8	71.2	21,734.15	0.99490	21,623.31
5-S	1.900	1.902	4,562.410	32.8	71.8	28,696.69	0.99463	28,542.59

C) CALCULO DEL FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE

RELACION TOTAL DE VIAJES A SER EVALUADOS :

Nº	PRODUCTO	CANTIDADES BUQUE	CANTIDADES TIERRA	RAZON Buque/Tierra	CALIF. VIAJE
1º	MULTICARGA	231,247.00	231,843.00	0.99743	SI
2º	MULTICARGA	138,533.00	139,073.04	0.99612	SI
3º	MULTICARGA	167,663.00	168,086.66	0.99748	SI
4º	MULTICARGA	111,536.00	111,799.72	0.99764	SI
5º	MULTICARGA	159,203.88	159,228.27	0.99985	NO
6º	MULTICARGA	14,849.00	15,012.00	0.98914	NO
7º	MULTICARGA	109,516.00	109,552.00	0.99967	SI
8º	MULTICARGA	205,905.00	206,179.15	0.99867	SI
9º	MULTICARGA	236,281.00	237,508.00	0.99483	SI
10º	MULTICARGA	194,167.00	194,161.00	1.00003	NO
11º	MULTICARGA	197,188.00	198,326.30	0.99426	SI
12º	MULTICARGA	187,300.00	188,043.00	0.99605	SI
13º	MULTICARGA	153,247.00	153,656.00	0.99734	SI
14º	MULTICARGA	182,911.00	184,019.00	0.99398	SI
15º	MULTICARGA	219,542.00	220,901.00	0.99385	NO
16º	MULTICARGA	241,952.00	242,899.00	0.99610	SI
17º	MULTICARGA	192,399.00	193,447.44	0.99458	SI
18º	MULTICARGA	174,175.00	174,551.03	0.99785	SI
19º	MULTICARGA	227,256.89	227,519.09	0.99885	SI
20º	MULTICARGA	225,252.00	225,638.00	0.99829	SI

	BUQUE	TIERRA	RAZON TOTAL
CANTID. TOTAL	3,570,123.77	3,581,442.70	0.99684
RANGO APROBATORIO	(+/- 0.30 % DE RAZON TOTAL)		
	< 0.99385 – 0.99983 >		

RELACION TOTAL DE VIAJES CALIFICADOS :

N°	PRODUCTO	CANTIDADES BUQUE	CANTIDADES TIERRA	RAZON Buque/Tierra	CALIF. VIAJE
1°	MULTICARGA	231,247.00	231,843.00	0.99743	SI
2°	MULTICARGA	138,533.00	139,073.04	0.99612	SI
3°	MULTICARGA	167,663.00	168,086.66	0.99748	SI
4°	MULTICARGA	111,536.00	111,799.72	0.99764	SI
7°	MULTICARGA	109,516.00	109,552.00	0.99967	SI
8°	MULTICARGA	205,905.00	206,179.15	0.99867	SI
9°	MULTICARGA	236,281.00	237,508.00	0.99483	SI
11°	MULTICARGA	197,188.00	198,326.30	0.99426	SI
12°	MULTICARGA	187,300.00	188,043.00	0.99605	SI
13°	MULTICARGA	153,247.00	153,656.00	0.99734	SI
14°	MULTICARGA	182,911.00	184,019.00	0.99398	SI
16°	MULTICARGA	241,952.00	242,899.00	0.99610	SI
17°	MULTICARGA	192,399.00	193,447.44	0.99458	SI
18°	MULTICARGA	174,175.00	174,551.03	0.99785	SI
19°	MULTICARGA	227,256.89	227,519.09	0.99885	SI
20°	MULTICARGA	225,252.00	225,638.00	0.99829	SI

	BUQUE	TIERRA	FACTOR DE EXPERIENCIA
CANTIDADES TOTALES	2,982,361.89	2,992,140.43	0.9967

1) CANTIDAD EMBARCADA (B/L) - BARRILES	49,921.10
2) CANTIDAD RECIBIDA BUQUE - BARRILES	49,892.30
3) CANTIDAD RECIBIDA BUQUE/APLICADO V.E.F. - BARRILES	50,057.51
DIFERENCIA 1 - 3 (BARRILES)	136.41
PORCENTAJE	0.27 %

ANEXO 5: PRINCIPALES EQUIPOS EMPLEADOS PARA LA MEDICIÓN



PASTAS DE CORTE DE AGUA Y PRODUCTO



CINTA DE MEDICIÓN METÁLICA



CINTA DE MEDICIÓN ELECTRÓNICA



TERMÓMETRO ELECTRÓNICO



TERMÓMETRO DE MERCURIO

ANEXO 6: PRINCIPALES EQUIPOS EMPLEADOS PARA EL MUESTREO



METALICO (TIPO CANASTILLA)



CUBILETE O LASTRADO



DE FONDO



ZONAL



RESTRINGIDO

ANEXO 7: SEGURIDAD EN OPERACIONES : DOCE REGLAS PARA LA VIDA



**OBTENER PERMISO
DE TRABAJO**



CONTROL DE ENERGÍA



**CONTROL DE LOS ESPACIOS
CONFINADOS**



**CONTROL DE TRABAJOS EN
ALTURA**



**UTILICE EL DISPOSITIVO
MANOS LIBRES CUANDO
CONDUZCA**



**UTILICE CINTURÓN
DE SEGURIDAD**



**RESPETAR LOS LÍMITES
DE VELOCIDAD**



**UTILICE CASCO Y ROPA
DE ALTA VISIBILIDAD**



**USE DISPOSITIVOS DE
FLOTACIÓN PERSONALES
(DFP)**



EVITE LA FATIGA



**NO FUMAR FUERA DE
LAS ÁREAS PERMITIDAS**



**OBEDEZCA LA POLÍTICA DE
ABUSO DE SUSTANCIAS**

ANEXO 8: CONTROL AMBIENTAL EN OPERACIONES



CONFERENCIA PRE-TRANSFERENCIA / REPORTES DE SEGURIDAD



MUESTREOS Y MONITOREOS PERMANENTES



BARRERAS DE CONTENCIÓN Y PRESERVACIÓN DEL ENTORNO MARÍTIMO Y TERRESTRE

ANEXO 9: DOCUMENTACION REFRENDADA EN OPERACIONES

REPORTE DE MEDICIONES EN TANQUE DE TIERRA



SHORE TANK MEASUREMENT DATA		D-OPE-01OGC-05Rev00		REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.
		Client	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	
		Product	SUCURSAL DEL PERU	
		Vessel	DIESEL B5	
		Port	M/T " MANTARO "	
		Terminal	LA PAMPILLA - PERU	
		Ref. No.	SEA BUOYS N° 1 - LA PAMPILLA	
			227120	
AT LOADING ☒		AT TRANSFER ☐		AT DISCHARGE ☐
DESCRIPTION	UNIT	TANK N° 202-F		
		OPEN	CLOSE	
Measurement Date	mm.dd.yy.	02.10.2015	02.10.2015	
Measurement Time	hh.mm	00:50	12:10	
Reference Height	ft.in./8	51'05"2	51'05"2	
Observed Reference Height	ft.in./8	51'05"2	51'05"2	
ATG Level	m.	11.1944	6.2848	
ATG Temperature	°C	33.24	33.19	
Ullage	ft.in./8	14'08"1	30'09"2	
Innage	ft.in./8	36'09"1	20'08"0	
Free Water Innage	ft.in./8	N/F	N/F	
Average Temperature	°F	92.4	92.2	
Volume from Calibration Table	m3	18,538.585	10,493.050	
Total Observed Volume	Bbls	116,729.97	65,999.29	
Free Water	Bbls	0.00	0.00	
Gross Observed Volume	Bbls	116,729.97	65,999.29	
CTSh		0.99903	0.99904	
Roof Correction (See Note)	Bbls	0.00	0.00	
Corrected G.O.V.	Bbls	116,616.74	65,935.93	
API @60°F	°API	33.4	33.4	
Volume Correction Factor	1 - B8	0.98514	0.98524	
Gross Standard Volume	Bbls	114,883.82	64,962.72	
Difference	Bbls	49,921.10		
B.S. & W (PCT/VOL)	%	0.01	0.01	
B.S. & W, VOLUME	Bbls	11.49	6.50	
Net Standard Volume	Bbls	114,872.33	64,956.22	
Difference	Bbls	49,916.11		
W.C.F. TABLE	11	0.13397	0.13397	
W.C.F. TABLE	13	0.13612	0.13612	
Gross Standard Long Tons	LT	15,390.985	8,703.056	
Gross Standard Metric Tons	MT	15,637.986	8,842.725	
Net Standard Long Tons	LT	15,389.446	8,702.185	
Net Standard Metric Tons	MT	15,636.422	8,841.841	
Gross Long Tons Difference	LT	6,687.929		
Gross Metric Tons Difference	MT	6,795.261		
Net Long Tons Difference	LT	6,687.261		
Net Metric Tons Difference	MT	6,794.582		
Tank N°		Tb. : 169.0 °F		Calibration Date
TANK N° 202-F				Built : May 14th., 15th. & 22nd., 2003
AYME-041-15				
Measurements equipment from				
Tape	OGC-1166-T			
Thermometer	TP-7, COD. SERIE : 7-12562			
Critical Zone Range:	From: N/A	To: N/A	Roof Legs	High Low
Critical Zone Range:	From: N/A	To: N/A	Roof Legs	High Low
Place and Date:	Terminal :	Oil, Gas & Chemicals.		
		SGS DEL PERU S.A.C.		
	Héctor Montoya Benites	Pedro Camacho Del Mar		
	Jefe Area Midepro	(Oil, Gas & Chemicals)		
Lima (Perú), February 14th., 2015				

- This document is emitted by the Company under its General Conditions of Service, that can be in the page http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. The dispositions about limitation of responsibility, payment of compensations and jurisdiction defined under this General Conditions of Service they are specially important.

- It is informed any person having in their power this document, that the content of the same one, of the client's instructions, if there was some. The Company is only responsible before its Client and this document doesn't exempt to the parts of a transaction of exercising all its rights and obligations by virtue of the documents of the transaction.

- Any not authorized modification, fraud or falsification of the content or of the appearance of this document it is illegal and the gullies can be processed with the maximum rigor of the law.

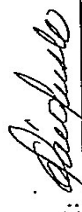
SGS

- The document is emitted by the Company under its General Conditions of Service, that can be in the page [http://www.ris.com/ris/condiciones_generales](#) about limitation of responsibility, payment of remunerations and jurisdiction defined under its General Conditions of Service Bay is specially important

- It is informed any person having in their power this document, that the content of the same one, of the client's instructions, if there was some. The Company is only responsible before its Client and this document doesn't exempt to the parts of a transaction of exercising all its rights and obligations by virtue of the documents of the transaction

- Any not authorized modification, fraud or falsification of the content or of the appearance of this document it is illegal and the parties can be processed with the maximum rigor of the law

CALCULO DE VOLUMEN A BORDO – FORMULA DE LA CUÑA

 INSPECTORATE		ON-BOARD QUANTITY/REMAINING ON BOARD		JOB NO. 02-1307CV3			
		VESSEL ARCAOIA		DATE 04/10/98			
TERMINAL/PORT COVENAS OFFSHORE TLU # 1/COVENAS, COLOMBIA		CARGO CANO LIMON CRUDE OIL		CLIENT(S) REF. LIFTING 31392			
TANK NO	CARGO		TOTAL OBSERVED VOLUME (BBL)	FREE WATER		GROSS OBSERVED VOLUME (BBL)	TEMP. ()
	INWAGE/ULLAGE	NATURE OF MATERIAL		INWAGE/INWAGE	VOLUME (BBL)		
	UNCORRECTED	CORRECTED		UNCORRECTED	CORRECTED		
1C	0.01	WEDGE	LIQUID	3.00	NIL	0.00	0.0
2C	EMPTY			0.00	NIL	0.00	0.0
3C	EMPTY			0.00	NIL	0.00	0.0
4C	EMPTY			0.00	NIL	0.00	0.0
5C	EMPTY			0.00	NIL	0.00	0.0
1P	EMPTY			0.00	NIL	0.00	0.0
1S	0.03			0.00	NIL	0.00	0.0
5P	0.05	WEDGE	LIQUID	3.00	NIL	0.00	0.0
5S	EMPTY	WEDGE	LIQUID	6.00	NIL	0.00	0.0
SL P	EMPTY			0.00	NIL	0.00	0.0
SL S	0.24			22.00	NIL	0.00	0.0
3P	0.01	WEDGE ONLY REF	LIQUID	0.00	NIL	0.00	0.0
3S	0.02	ONLY REF		0.00	NIL	0.00	0.0
TOTAL OBSERVED VOLUME (BBLs)		(34.00)		[X] JOB (ARRIVAL) [] JOB (DEPARTURE)		VESSEL/TERMINAL REPRESENTATIVE	
LESS FREE WATER (BBLs)		0.00		FORWARD DRAFT (FT/M) 6.0 M		SIGNATURE	
GROSS OBSERVED VOLUME (BBLs)		34.00		AFT DRAFT (FT/M) 8.0 M		PRINT NAME TAP LAMPA	
LIQUID (BBLs)		0.00		LIST DEGREES NIL		POSITION	
NON-LIQUID (BBLs)				BALLAST TANKS USED FPT, 1, 2, 4 WING APT		CHIEF OFFICER MONROVIA	
STRIPPED		TANK NOS.		TAKEN AT: /		COMMENTS:	
YES NO		YES NO		LOCATED: [] FWD [] CENTER [X] AFT			
TOP LINES		YES NO		SAMPLES TAKEN: [] YES [X] NO			
BOTTOM LINES		YES NO		SEA VALVE SEAL NUMBERS:			
HOSES/ARM		YES NO		PORT : 601677		FOR INSPECTORATE:	
		YES NO		STARBOARD: N/A			
		YES NO		OVERBOARD: 601971			

Q-08Q808 REV #2-2/94

CALCULO DEL FACTOR DE EXPERIENCIA DE BUQUE

PORT/TERMINAL : ESMERALDAS - ECUADOR		OFFICE : SGS OGC ESMERALDAS		TEL : 593 - 6 - 2702 - 272	
VESSEL : MT "ANTIPOLIS"		INSPECTOR(S) : J FANO		SGS FILE : OGC - 00231940	
DATE : May 16th., 2014		CARGO : NAPO CRUDE OIL		REF : IC - 018 - CNA - 14	

VESSEL'S EXPERIENCE FACTOR

☒ AT LOADING
 ☐ AT DISCHARGE

REF.	OGC-R-P03-04
VERSION	01
DATE	12/07/2012
APPR BY	C.S.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
VOYAGE NUMBER	CARGO DESCRIPTIO N	TERMINAL	DATE	VESSEL		LOAD TCV	SHORE TCV	VCF TABLE	VESSEL SHORE RATIO	★ QUAL VOY. Y/N	N°	VESSEL TCV	SHORE TCV
				SAILING TCV ARRIVAL TCV	MINUS OBQ ROB								
LAST	BASRAH CO	PAL	02.05.14	472,148	N.A.	472,148	472,238	6A	0.99981	Y	LAST	472,148	472,238
2nd	PAZFLO CO	ARMUELL.	18.04.14	475,244	N.A.	475,244	475,239	6A	1.00001	Y	2nd	475,244	475,239
3rd	LSFO - HSFO	HOUSTON	22.03.14	349,710	N.A.	349,710	350,080	6B	0.99894	Y	3rd	349,710	350,080
4th	NAPO CO	PANPAC	24.02.14	373,473	N.A.	373,473	373,374	6A	1.00027	Y	4th	373,473	373,374
5th	ORIENTE CO	BALAO	21.02.14	362,478	N.A.	362,478	361,334	6A	1.00317	Y	5th	362,478	361,334
6th	CL CO	VANCOU.	01.02.14	341,027	N.A.	341,027	340,053	6A	1.00286	Y	6th	341,027	340,053
7th	VGO	PAL	20.01.14	281,600	N.A.	281,600	279,829	6B	1.00633	N	7th		
8th	LSFO	SKIKDA	11.12.13	378,953	N.A.	378,953	378,978	6B	0.99993	Y	8th	378,953	378,978
9th	ORIENTE CO	BALAO	30.10.13	361,357	N.A.	361,357	360,896	6A	1.00128	Y	9th	361,357	360,896
10th	MESA CO	BULLBAY	05.10.13	402,142	N.A.	402,142	402,508	6A	0.99909	Y	10th	402,142	402,508
11th	ORIENTE CO	BALAO	28.08.13	381,864	N.A.	381,864	381,979	6A	0.99970	Y	11th	381,864	381,979
12th	VGO	SILLAMAE	08.07.13	383,670	N.A.	383,670	383,709	6B	0.99990	Y	12th	383,670	383,709
13th	LSFO	MAD DEUS	12.06.13	204,862	N.A.	204,862	204,657	6B	1.00002	Y	13th	204,862	204,657
14th	HSFO	RIO JAN.	31.05.13	177,971	N.A.	177,971	177,946	6B	1.00014	Y	14th	177,971	177,946
15th	ESCAL CO	CORDOVA	19.04.13	465,486	N.A.	465,486	465,600	6A	0.99976	Y	15th	465,486	465,600
16th	SBLND CO	TUMACO	30.03.13	357,672	N.A.	357,672	358,648	6A	0.99728	N	16th		
17th	ALBAN HSC	VANCOU.	23.02.13	324,990	N.A.	324,990	323,391	6A	1.00494	N	17th		
18th	HSFO	LA PAMP.	26.01.13	294,789	N.A.	294,789	294,213	6B	1.00196	Y	18th	294,789	294,213
19th	GALEOTA CO	GALEOTA	05.01.13	383,616	N.A.	383,616	383,592	6A	1.00009	Y	19th	383,616	383,592
20th	NAPO CO	OCF	12.11.12	326,436	N.A.	326,436	326,425	6A	1.00003	Y	20th	326,436	326,425
TOTALS				7,099,288		7,094,679			1.00065		TOTALS	6,135,026	6,132,811

ALL VOLUMES OR WEIGHTS IN : ☒ BBLs ☐ M3 ☐ M.TONS		LOWER: 0.99765 UPPER: 1.00365
QUALIFYING VOYAGE : If an individual Vessel/Shore Ratio is Within + or - 0.0030 of the Average Ratio		
PRESENT VOYAGE (NUMBER): T.C.V. ☒ LOADED ☐ DISCHARGED		
GAUGING : ☒ MANUAL ☐ ATG		

NOTES - Do not include load and discharge information on the same form. - Exclude load and discharge data where shore measurements are not available. - Exclude voyages prior to any structural modifications which affect the vessel's cargo capacity.	THEORETICAL JESUS Oil, Gas & Chemicals	(APPLIED VEF) 380,659.28 380,573.49 0.02%
---	--	---

CARTA DE PROTESTO

SGS

LETTER OF PROTEST (A) NOTICE OF APPARENT DISCREPANCY (B)		Client REFINERIA LA PAMPILLA S.A.A.											
		Product TRINIDAD GALEOTA MIX CRUDE OIL											
		Vessel M/T " WORLD HARMONY "											
		Port LA PAMPILLA - PERU											
		Terminal SEA BUOYS N° 2											
		Ref. N° 226920											
		Date DECEMBER 23rd., 2014											
D-OPE-P-01OGC-03 Rev00													
LETTER OF PROTEST (A) ☒		NOTICE OF APPARENT DISCREPANCY (B) ☐											
AT LOADING ☐		SHORE ☐											
AT TRANSFER ☐		VESSEL ☒											
AT DISCHARGE ☒													
☒ TO THE MASTER AND /OR OWNERS AND /OR AGENTS OF THE VESSEL :		M/T " WORLD HARMONY "											
☐ TO THE TERMINAL REPRESENTATIVE OF :													
ON BEHALF OF OUR PRINCIPAL(S), WE HEREBY NOTIFY YOU THAT ON THE 23rd., (DAY) OF DECEMBER (MONTH) 2014 AT 04.30 (HR) THE FOLLOWING WAS OBSERVED :													
1.- QUANTITY DISCHARGED:													
<table border="1"><thead><tr><th>PRESENT VOYAGE</th><th>Gross Barrels at 60°F</th></tr></thead><tbody><tr><td>SGS VESSEL'S FIGURES DISCHARGED</td><td>389,914.48</td></tr><tr><td>SHORE FIGURES RECEIVED (*)</td><td>390,245.97</td></tr><tr><td>DIFFERENCE</td><td>331.49</td></tr><tr><td>PERCENTAGE</td><td>0.09%</td></tr></tbody></table>				PRESENT VOYAGE	Gross Barrels at 60°F	SGS VESSEL'S FIGURES DISCHARGED	389,914.48	SHORE FIGURES RECEIVED (*)	390,245.97	DIFFERENCE	331.49	PERCENTAGE	0.09%
PRESENT VOYAGE	Gross Barrels at 60°F												
SGS VESSEL'S FIGURES DISCHARGED	389,914.48												
SHORE FIGURES RECEIVED (*)	390,245.97												
DIFFERENCE	331.49												
PERCENTAGE	0.09%												
<table border="1"><thead><tr><th>PRESENT VOYAGE</th><th>Gross Barrels at 60°F</th></tr></thead><tbody><tr><td>BILL OF LADING</td><td>393,379.00</td></tr><tr><td>SHORE FIGURES RECEIVED (*)</td><td>390,245.97</td></tr><tr><td>DIFFERENCE</td><td>-3,133.03</td></tr><tr><td>PERCENTAGE</td><td>0.80%</td></tr></tbody></table>				PRESENT VOYAGE	Gross Barrels at 60°F	BILL OF LADING	393,379.00	SHORE FIGURES RECEIVED (*)	390,245.97	DIFFERENCE	-3,133.03	PERCENTAGE	0.80%
PRESENT VOYAGE	Gross Barrels at 60°F												
BILL OF LADING	393,379.00												
SHORE FIGURES RECEIVED (*)	390,245.97												
DIFFERENCE	-3,133.03												
PERCENTAGE	0.80%												
(*) As preliminary figures													
(A) ACCORDINGLY YOU MAY BE HELD RESPONSIBLE FOR THE LOSS AND DAMAGE THEREBY SUSTAINED, AS WELL AS ANY CONSEQUENTIAL LOSS AND DAMAGE ARISING THEREFROM.													
(B) ACCORDINGLY YOU ARE HEREBY NOTIFIED THAT FURTHER INVESTIGATION IS INTENDED TO RESOLVE THIS DISCREPANCY. RECEIPT ACKNOWLEDGED:													
Place and Date:		Oil, Gas & Chemicals:											
Lima (Perú), December 23rd., 2014		SGS DEL PERU S.A.C. Gabriel Mejia Hidalgo (Oil, Gas & Chemicals)											
Vessel:		SIGNED ONLY FOR RECEIPT AND WITHOUT PREJUDICE											

- This document is emitted by the Company under its General Conditions of Service that can be in the page http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm they are specially important the dispositions have more than enough limitation of responsibility, payment of compensations and jurisdiction defined under this General Conditions of Service.

- It is informed any person that has in their power this document that the content of the same one, of the client's instructions, if there was some. The Company is only responsible before its Client and east document doesn't exempt to the parts of a transaction of exercising all its rights and obligations by virtue of the documents of the transaction.

- Any not authorized modification, fraud or falsification of the content or of the appearance of this document it is illegal and the culprits can be processed with the maximum rigor of the law.

SGS del Perú S.A.C.

Av. Elmer Faucett 3348 - Callao 1 t (51-1) 517.1900 f (51-1) 575.4089 www.pe.sgs.com
P.O.Box 27-0125 - Lima 27, Perú

Miembro del Grupo SGS (Société Générale de Surveillance)