

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**ANALISIS DE MERMAS EN DERIVADOS DE PETROLEO DURANTE
TRANSPORTE EN BUQUES ENTRE TERMINALES**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

MARIO DIONISIO COLONIO ORELLANA

PROMOCION 89 II

LIMA – PERU

2004

INDICE

	Pág
1. SUMARIO	2
Propósito	2
Esquema	2
Métodos	3
2. INTRODUCCION	4
3. CONTENIDO	6
3.1. Concepto de merma	6
3.2. Tipos de merma	6
3.3. Cuando ocurre una merma.	6
3.4. Importancia de las mediciones durante transferencias.	7
3.5. Posibles razones para las mermas.	7
3.6. Reconciliación de carga y análisis de viaje	10
3.7. Procedimientos de Descarga.	11
3.7.1. Procedimientos técnicas de mediciones	11
3.7.2. Procedimiento en cálculos de volúmenes	17
3.7.3. Procedimientos durante la descarga en la nave	20
3.7.4. Procedimientos durante la descarga en planta	22
3.8. Análisis de una descarga	25
3.8.1. Análisis de un caso práctico	27
3.8.1.1 Multiproductos para varios terminales.	28
3.8.1.2 Un solo producto para varios terminales.	32
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
5. PROCEDIMIENTOS NORMAS Y ESTANDARES	39
6. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE DURANTE LAS OPERACIONES	41
7. GLOSARIO DE TERMINOS	45
8. ANEXOS	52

1. SUMARIO

PROPOSITO:

El presente trabajo tiene por finalidad analizar y cuantificar la Merma de los Derivados de Petróleo que se presentan durante las operaciones de transporte en Buques tanque, desde el Puerto de Carga hasta los diferentes Terminales de recepción de los productos y su posterior descarga y almacenamiento en los tanques de los terminales respectivos. Estas operaciones son supervisadas por Inspectores llamados "Surveyors", nominados por el "Dueño del Producto" o por el "Dueño de la nave transportista", y se realizan tanto a bordo de la nave como en el Terminal en tierra, habiendo un Inspector permanente tanto en el buque como en la Planta durante toda la operación de descarga.

ESQUEMA DE PROCEDIMIENTOS

1. Estando la nave en el Terminal donde se va descargar los combustibles, el Inspector que se encuentra a bordo de la nave realiza toma de muestras representativas de los tanques que contienen los productos a descargar, y del mismo modo el Inspector que se encuentra en Planta, realiza la misma operación en los tanques de Planta donde se van a recibir los productos, para determinar si la calidad de los productos están dentro del rango de especificación, y para evitar posibles contaminaciones de productos.
2. Se toman medidas de niveles de productos, (ullages o sonda), temperatura y corte de agua en todos los tanques abordo, como también en la Planta donde se recibirán los productos.
3. Se realizan cálculos respectivos con medidas halladas, utilizando para ello tablas de cubicación del buque y tablas de Factores de Corrección de Volumen por Temperatura de los productos de Petróleo, para determinar el Volumen Estándar en Barriles a 60° F, de cada uno de los productos existentes abordo antes de iniciar la descarga.

Asimismo se realizan los cálculos respectivos con medidas tomadas en los tanques de Planta, utilizando para ello tablas de cubicación de los tanques de tierra y las respectivas tablas de Factores de Corrección de Volumen por

Temperatura, y así determinar la cantidad estándar en Barriles a 60°F, de los productos en los tanques de planta antes de iniciar la descarga.

4. Antes de la descarga, la Nave y el Terminal deben tener en su poder el respectivo Conocimiento de Embarque (Bill of Lading), expedido en el Puerto de Carga según instrucciones del dueño del producto, en la cual se indica la cantidad de cada producto a descargar.
5. Después de la descarga de los productos derivados de petróleo hacia tanques de tierra se toman medidas de (ullage o sonda), temperaturas y corte de agua a todos los tanques del buque, con la finalidad de que el Inspector abordo realice cálculos y obtenga las cantidades descargadas. Recibidos los productos de petróleo en los tanques de tierra, se deja reposar durante un tiempo prudencial, luego obtener unas muestras representativas para realizar los análisis de calidad y determinar sus especificaciones. Además, este tiempo de reposo sirve para que el agua que posiblemente haya ingresado al tanque pueda decantar y así evitar resultados erróneos si se considerase esta agua como producto.
6. Luego se toman medidas de niveles de los productos recibidos en los tanques de planta.
7. Con las medidas tomadas en los tanques de tierra, y utilizando tablas de cubicación de dichos tanques, y aplicando factores de corrección de volúmenes por temperatura, se realizan los cálculos de los volúmenes para obtener la cantidad recibida en Barriles a 60° F (Volumen Estándar).
8. Finalmente se compara la cantidad final en Barriles a 60 °F descargados de los tanques de abordo y la cantidad de Barriles a 60 °F recibidos en planta.
9. La merma se realizará después de la última descarga de todo el viaje, la cual será la diferencia que existe entre la suma de las cantidades consignadas en el Conocimiento de Embarque y la suma de las cantidades recibidas de los respectivos productos en planta.

METODOS UTILIZADOS

Se utilizan los Procedimientos de Normas y Métodos Estándares Internacionales dadas por el American Petroleum Institute (API). Capítulos correspondientes a Mediciones de Cargas Líquidas de petróleo.

2. INTRODUCCION

Un profesional de Ingeniería de Petróleo esta preparado para cualquier actividad relacionada con la industria del petróleo, como las que se realiza en operaciones de cargas, descargas y almacenamiento de petróleo de combustibles derivados de petróleo en buques tanques petroleros. Estas actividades de supervisiones son realizadas por Inspectores, simultáneamente en Tierra (Planta) como abordaje de un buque.

El objetivo de este trabajo es aportar información de experiencias de campo sobre las diversas actividades realizadas en operaciones descargas de derivados del petróleo.

Una de las características de estas operaciones es que se presentan en dos situaciones: Una de ellas en condiciones estables y otra en condiciones inestables.

Las operaciones en situación estable (condición estática), se realizan en planta, ejemplo las medidas de niveles de líquido (ullage /sonda) en el tanque se realiza en situación estable. Por ello las medidas de preparación y liquidación de los productos recibidos en los tanques se realizan con datos obtenidos en planta.

En cambio a bordo de la nave se realizan operaciones en condiciones inestables, las medidas realizadas no son tan reales porque la nave está en constante balance, por efecto de la corriente marina. Por ello las medidas realizadas a bordo de la nave son referenciales.

Las descargas de los derivados de petróleo se realizan desde el buque hacia planta a través de tuberías de líneas submarinas. Existen dos líneas: Una para los denominados productos blancos (gasolinas, turbo A1, kerosene, Diesel, etc) y otra para productos negros (Petróleo Ind. 6, Petróleo Ind 500, Residual Asfáltico, etc).

Generalmente las líneas submarinas quedan con agua de mar después de la operación descarga de los productos hacia planta, como medida preventiva para evitar fuga o derrame de producto derivado de petróleo por rotura de líneas lo cual dañaría el medio ambiente.

También en caso de productos residuales para que no se solidifique el producto en la línea.

Durante las operaciones de descarga el agua de mar es el agente desplazante que se utiliza para separar un producto de otro producto, y también sirve para el desplazamiento de los productos desde el buque hacia planta. El agua de mar se recibe parcialmente en planta en un tanque de residuos oleosos (Slop). Al realizar estos cambios de cortes de productos, en manifold de planta, el agua siempre arrastra pequeñas cantidades de productos emulsionados al tanque de slop, que van tener efectos en las diferencias de cantidades descargadas y recibidas en planta. Por eso estos cambios de corte deben realizarse con mucho cuidado y precisión para no perder producto emulsionado en el agua.

Durante el transporte de hidrocarburos y derivados de petróleo de un lugar a otro en buque tanques siempre se presentan diferencias en volumen entre lo consignado en el Puerto de Carga y lo recibido en los respectivos terminales de descarga. Esta diferencia es la merma que se tiene por efecto de traslado de un Terminal a otro y por las diversas operaciones de descarga.

Se presentan los procedimientos para realizar el análisis de las mermas por transferencias de productos de petróleo, para analizar y reconciliar las diferencias cuantitativas (ganancias/pérdida) como consecuencia del transporte marítimo desde un Puerto Terminal de carga a otro Puerto Terminal (Planta) donde se descarga los productos.

Es muy importante para una reconciliación de carga efectiva y un análisis de viaje eficiente la capacidad de medir con exactitud los niveles de superficie de los productos derivados de petróleo.

Es necesario conocer las definiciones de ciertos términos marinos relacionados, y además tener presente algunos términos empleados en las operaciones de medición de derivados de petróleo.

Todos los Procedimientos que se presentan en este trabajo, están basados en Normas y Métodos Estándares Internacionales para la Medición y Cálculo de Volúmenes de Productos derivados de Petróleo.

3. CONTENIDO

3.1. CONCEPTO DE MERMA. El concepto de “Merma” en la industria de petróleo es muy complejo y no puede definirse fácilmente. La merma es la diferencia que existe entre la cantidad consignada en el Conocimiento de Carga y la cantidad recibida del respectivo producto en planta por efecto del transporte y almacenamiento en planta. Las mermas de petróleo sólo pueden determinarse por medio de mediciones. Técnicamente esta es la diferencia entre el volumen de petróleo o derivado de petróleo oficialmente vendido, comprado o entregado de acuerdo a los acuerdos de contrato y el volumen que fue realmente medido durante la transacción.

3.2. TIPOS DE MERMAS. Las mermas de petróleo pueden ser ubicadas en dos categorías: Real y aparente. Las mermas reales pueden definirse como pérdida de petróleo al ambiente debido a factores como la evaporación, derrames. Las mermas aparentes pueden definirse como aquellas causadas por otras razones, tales como errores de medición, etc. Otra categoría de las mermas permisible o inevitable. Estas mermas pueden ser reales o aparentes y generalmente están dentro de un margen de aceptación de merma del contrato de venta o bajo la práctica de comercio. Las mermas ocurridas no son reales sino aparentes. Sin embargo, se puede demostrar que aunque las mermas sean reales o aparentes, son algo que puede y debe ser minimizado durante las transferencias de petróleo y derivados de petróleo.

3.3. CUANDO OCURRE UNA MERMA. Las mermas pueden presentarse en cualquier etapa de un movimiento de petróleo o derivado de petróleo, incluyendo el almacenamiento. Sin embargo, una merma no podrá ser detectada hasta que no se realice algún tipo de medición. Aunque las mediciones conforman un aspecto crítico en la detección de mermas, estas mermas generalmente no son detectadas al momento de una medición física simple. Esto se debe a que la medición de derivados de petróleo no es un proceso tan sencillo, sino que implica una serie de

mediciones, pruebas y cálculos necesarios para determinar la cantidad y calidad real que se está midiendo.

La medición de derivado de petróleo da solamente una vista rápida del derivado que se está transfiriendo, esto sólo indica la cantidad y calidad del derivado del petróleo al momento de la medición. Ya que el derivado de petróleo es medido después de ocurrida la merma, en muchos casos es difícil determinar el tiempo y lugar real donde ocurrió una merma detectada.

3.4. IMPORTANCIA DE LAS MEDICIONES DURANTE TRANSFERENCIAS.

Las mediciones realizadas al momento de una transferencia permiten al dueño del producto, transportista (buque), saber cuánto derivado de petróleo está siendo comprado o transportado. Este es el momento cuando se determina la cantidad de derivado de petróleo y el momento en que se determina si ha ocurrido una merma. El cuidado y la preparación tomada en las mediciones durante las transferencias de custodia servirán de base para el trabajo de control de mermas y la recuperación eventual si se ha notado una merma o prevenir una merma de todo lo realizado. Esta es una de las razones por las que la industria de petróleo ha dedicado tanto tiempo y esfuerzo para desarrollar estándares adecuados para esta fase crítica de movimiento de petróleo.

3.5. POSIBLES RAZONES PARA LAS MERMAS.

3.5.1. EN EL PUERTO DE EMBARQUE.

- Tanques de tierra mal cubicados.
- Tanques del buque mal cubicados.
- Productos desviados a otros tanques en el terminal.
- Productos desviados a otros tanques en el buque.
- Línea de líneas no contabilizado apropiadamente.
- Errores en la toma de temperaturas.
- Errores de medición.

- Deficiente corte de agua de los productos en el puerto de carga
- Uso inapropiado de los equipos.
- Uso de equipos inadecuados.
- Mal calculo de volúmenes.
- Uso de tablas inadecuadas.
- Errores humanos.
- Errores en el muestreo.
- Errores en el análisis de las muestras.
- Determinación inadecuada de trimado y escora.
- Mala contabilización del OBQ.
- Determinación y aplicación inadecuada de los factores métricos.
- Válvulas con fugas.
- Robo de productos

3.5.4. EN EL TRANSPORTE

- Evaporación del producto.
- Fugas y derrames.
- Tanques de buque mal cubicados.
- Carga desviadas a otros tanques en el buque.
- Llenado de líneas no contabilizado apropiadamente.
- Errores en la toma de temperaturas.
- Errores de medición.
- Uso inapropiado de los equipos.
- Uso de equipos inadecuados.
- Mal cálculo de volúmenes.
- Uso de tablas inadecuadas.
- Errores humanos.
- Errores en el muestreo.
- Determinación inadecuada del trimado y escora.
- Aplicación inadecuada del trimado / escora
- Válvulas con fugas.
- Robo de productos.

3.5.3. EN EL PUERTO DE DESCARGA

- Tanques de tierra mal cubicados.
- Tanques del buque mal cubicados.
- Productos desviados a otros tanques en el terminal.
- Productos desviados a otros tanques en el buque.
- Llena de líneas no contabilizado apropiadamente.
- Errores en la toma de temperaturas.
- Errores de medición.
- Deficiente corte de agua de los productos en puerto de descarga
- Uso inapropiado de los equipos.
- Uso de equipos inadecuados.
- Mal cálculo de volúmenes.
- Uso de tablas inadecuadas.
- Errores humanos.
- Errores en el muestreo.
- Errores en el análisis de las muestras.
- Determinación inadecuada de trimado y escora.
- Aplicación inadecuada del trimado y escora.
- Mala contabilización del ROB.
- Determinación y aplicación inadecuada de los factores métricos.
- Válvulas con fugas.
- Robo de producto.

Los tipos de errores en cada etapa son similares y la posibilidad de ocurrencia de cada error debería ser considerada separadamente en cada terminal.

Con la posibilidad de ocurrencia de tantos errores y discrepancias en cada etapa, es imperativo que cada una de las mediciones sea realizada cuidadosamente y que cada una de las posibilidades de todas las partes involucradas el proteger sus propios intereses durante cada una de las transferencias de custodia.

3.6. RECONCILIACION DE CARGA Y ANALISIS DE VIAJE. El transporte en buques tanques de productos derivados de petróleo, con frecuencia resulta en diferencias entre las cantidades del Puerto de Embarque (Conocimiento de Embarque) y el de descarga (cantidad recibida en el puerto descarga = Outturn). Esta diferencia, ganancia o pérdida de volumen, puede deberse a una o a varias razones siguientes:

- a. Ganancia o pérdida física.
- b. Discrepancias o errores en la medición, muestreo y métodos de análisis de laboratorio.
- c. Inconsistencia o errores en los cálculos.

El objetivo del análisis y reconciliación de carga es determinar si un cargamento en buque tanque tiene por resultado una ganancia o pérdida excesiva, e identificar los motivos para esas diferencias de volumen, con el fin de destacar, y quizás corregir, los problemas de medición en un determinado puerto, terminal de carga o descarga.

INFORMACION DE VIAJE.

El primer paso en cualquier análisis de reconciliación de viaje y reconciliación de carga es la recopilación de todos los datos relevantes de mediciones efectuadas, tanto en la nave como en tierra, basados con informes de inspección, del terminal y de la nave.

ANALISIS DE VIAJE

Es una comparación de cantidades específicas determinadas a partir del resumen de datos del viaje. La ganancia/pérdida de Terminal a Terminal se desglosa según volúmenes de Volumen Total Calculado (TCV), agua libre (FW), Volumen Grueso Estándar (GSV), sedimentos y agua y Volumen Netos Estándar (NSV), en cada etapa del viaje. También se compara los API en los puertos de carga y descarga.

3.7. PROCEDIMIENTOS DURANTE LA DESCARGA

3.7.1. Procedimiento Técnica de Medición

1. **Medición manual:** Consiste en medir el sondeo o ullage del nivel de líquido. Para determinar si se han de tomar los sondeos o los ullages es necesario conocer como están las unidades de calibración de los tanques.

Descripción del equipo de medición: Todo equipo utilizado para la medición manual debe estar calibrado y en buenas condiciones.

Equipo de Ullage: La forma de medir el vacío (ullage) en buques es usando una combinación de cinta y plomada de ullage. Una cinta de ullage se debe usar con una plomada de ullage. Las unidades de medición en el equipo de ullage deben ser consistentes con las unidades de medición en las tablas de ullage del buque; es decir, el equipo debe estar graduado en incrementos de 1 milímetro si se usa cinta en metros, 1/8" de pulgada ó 0.01 pies si se usa cinta en pies (véase Fig. 1, en anexo).

Equipos de sondeo: La forma común de medir el sondeo en los tanques de un buque es usando una combinación de cinta y plomada de sondeo. Una cinta de sondeo debe usar con una plomada de sondeo. Las unidades de medida en el equipo de sondeo deben ser consistentes con las unidades de medición en las tablas de sondeo del buque; es decir, el equipo debe estar graduado en incrementos de 1 milímetro si se usa cinta en metros, 1/8 de pulgada o 0.01 pies si se usa cinta en pies (véase Fig. 1, en anexo).

Inspección del equipo de sondeo/ullage: Antes de usar una cinta, es necesario verificar que la misma no esté rota, doblada o con marcas ilegibles. Asimismo, el gancho que la sujeta no debe estar desgastado ni torcido. Revisar que las plomadas de sondeo no estén desgastadas o dañadas en la punta y la cavidad de sujeción.

Se deben tomar las medidas cuando la superficie del nivel del petróleo está en reposo, obtener por lo menos dos lecturas idénticas antes de

registrar una medida. Antes de tomar las mediciones se deben registrar el asiento y la escora a fin de determinar las correcciones necesarias.

Procedimiento toma de (Vacío) Ullage: Las mediciones de ullage deben tomarse cuando las tablas de calibración se presenta en forma de ullage. Es necesario asegurarse que represente la medición del espacio vacío en el tanque, lo más cercano a 1/8 de pulgada, 3 milímetros ó 0.01 pies.

Uso de cinta y plomada de Ullage: Para determinar el ullage se introducen al tanque la cinta y la plomada de ullage hasta que esta última toque la superficie del líquido. Luego se baja la cinta lentamente hasta que la mitad de la plomada se encuentre en el líquido y una marca precisa se encuentre en el punto de referencia. En ese momento se retira la cinta y el corte del líquido en la plomada debe leerse y registrarse. Para facilitar la lectura del corte se utiliza una pasta de producto. La medición de ullage es la suma de las lecturas de cinta y de la plomada (véase Fig. 2, en anexo).

Procedimiento de sondeo: Las mediciones por sondeo deben tomarse cuando las tablas de calibración se presentan en forma de sondeo. La sonda debe representar la profundidad del líquido en el tanque lo más cercano a 1/8 de pulgada, 3 milímetros ó 0.01 pies.

Uso de cinta y plomada de sondeo: La cinta y la plomada de sondeo deben bajarse al tanque hasta que la plomada se encuentre a poca distancia del fondo, de acuerdo con la lectura de la cinta en el punto de referencia. En ese punto se desenrolla cinta hasta que la punta de la plomada apenas toque el fondo del tanque. Si se baja mucho la cinta, la plomada se inclina y se obtiene una medida incorrecta. Se debe registrar la lectura de la cinta en el punto de referencia. Luego, se retira la cinta rápidamente y el corte del líquido en la plomada se lee y se registra como el sondeo. Para facilitar la

lectura, del corte se puede utilizar una pasta de producto de petróleo indicadora adecuada. (véase Fig. 2, en anexo).

Una medición de ullage puede convertirse en una medición de sondeo restando la medición del ullage de la altura de referencia.

Medición del corte de agua. Es el procedimiento para encontrar la interfase petróleo / agua, y determinar el volumen de agua libre en un tanque de tierra o compartimiento del buque.

El agua libre en los tanques de un buque debe medirse utilizando pasta indicadora de agua. El agua libre debe medirse tanto en el puerto de carga como en el puerto de descarga.

Pasta indicador de agua. El uso de pasta indicador de agua junto con los procedimientos de medición de sondeo o ullage proporciona una medida del agua libre en los tanques de un buque. El procedimiento de sondeo puede utilizarse para medir agua libre.

Cuando se utiliza la pasta indicadora de agua se debe aplicar una capa fina pasta de 270 grados alrededor de la superficie de la plomada o barra, hasta un punto sobre la interfase prevista aceite / agua. Las pastas adecuadas cambian de color. Para gasolina, kerosene, Diesel y productos ligeros similares, es necesario dejar la cinta y la plomada en posición de medición por lo menos 10 segundos. Para petróleo crudo y productos más pesados debe dejarse por lo menos 60 segundos. Cuando se mide agua en tanques que contiene productos viscosos pesados, se debe aplicar una capa fina y uniforme de aceite lubricante ligero sobre la pasta indicadora, afín de facilitar la lectura del corte.

Después de haber tomado los cortes de agua, se debe leer el nivel de agua libre según el corte más alto en la pasta. Para determinar la cantidad de agua libre se deben utilizar sólo cortes de agua claramente definidos. (véase Fig. 3, en anexo)

Medición de OBQ / ROB. Los volúmenes de OBQ y ROB se pueden determinar utilizando el método de sondeo o el de ullage. Para material líquido se utiliza generalmente el método de ullage. El ROB debe medirse después de que las tuberías (mangueras) hayan sido drenadas dentro del buque.

- 2. Muestreo manual:** Consiste en obtener una muestra representativa de petróleo, que se encuentre en los tanques del buque, utilizando para ello el equipo apropiado de muestreo. Las muestras deben tomarse cuando existan en los tanques suficientes cantidades de líquido de petróleo. Las muestras representativas deben tomarse en el tipo y en las cantidades que acuerden las partes interesadas.

Descripción del equipo. Todo el equipo de muestreo debe estar en buenas condiciones. Existen varios diseños de equipos de muestreo. (véase Fig. 4, Fig. 5, en anexo).

Los recipientes de muestras tomadas consisten generalmente en latas de metal, botellas de plástico, de vidrio claro u oscuro.

Inspección del equipo de muestreo: Todo equipo de muestreo, incluyendo los recipientes debe inspeccionarse antes de su uso, a fin de asegurarse de que esté limpio, seco y libre de todas aquellas sustancias que puedan contaminar la muestra. Como también las cuerdas o cintas de muestreo.

Procedimientos de muestreo: La muestra tomada manualmente debe ser representativa. Si el producto líquido en el tanque es homogéneo se debe tomar muestras a todo nivel o muestras corridas. Si por el contrario el producto no es homogéneo o uniforme, estratificado tomar muestras localizadas en intervalos por zonas.

3. Muestras superiores, intermedias e inferiores

Una muestra superior: Es una muestra localizada tomada en el punto medio del contenido de la tercera parte más alta del tanque.

Una muestra intermedia: Es una muestra localizada tomada en la mitad del contenido del tanque.

Una muestra inferior: Es una muestra localiza tomada en el punto medio del contenido de la tercera parte más baja del tanque.

Una mezcla proporcional de un tercio de cada muestra (superior, intermedia e inferior) del contenido de un tanque, constituye una muestra representativa compositiva de tres niveles.

Etiquetado: Las botellas deberán etiquetarse inmediatamente después de obtenerse una muestra.

La etiqueta deberá llevar la información siguiente:

1. Nombre del buque.
2. Lugar y fecha del muestreo.
3. Identificación del producto.
4. Dueño del producto.
5. Tipo de muestra (superior, intermedia, inferior, de todos los niveles, corrida, o muestra compositiva).
6. Número de precinto.

Para conservar el medio ambiente, las operaciones de muestreo de los productos se realizan con bastante cuidado sin derramar producto. Depositar las muestras de los productos en botellas adecuadas y dentro de bolsas precintadas. Las muestras analizadas en laboratorio así como las contramuestras quedan en custodia por un determinado tiempo para posteriormente ser llevarlos a los tanques de residuos oleosos en los diferentes terminales.

4. **Medición manual de temperaturas:** La medición manual de temperatura consiste en determinar la temperatura del producto líquido del tanque de un buque mediante los dispositivos apropiados. Para determinar con precisión la temperatura son el tamaño y la ubicación de los tanques de carga. Generalmente las temperaturas se determinan en grados Fahrenheit o Centígrados.

Equipo para toma de temperaturas.

Todo el equipo para tomar temperaturas debe ser seguro y apto para ser usado. Entre los termómetros tenemos los de vidrio tipo mercurio y los electrónicos portátiles (PET). (véase Fig. 6, Fig. 7, en anexo) respectivamente. Cuando se usen termómetros de cubeta, éstos deben ser del tipo inmersión total y tener vástagos de vidrio con graduación grabada.

La forma más común de obtener temperaturas en tanques de buques es utilizando un termómetro electrónico portátil (PET), o un termómetro de cubeta.

Los termómetros son instrumentos de precisión, los mismos deben verificarse antes de su uso inicial y, en lo sucesivo, por lo menos una vez al año comparando las lecturas obtenidas, a tres o más temperaturas, con las de un termómetro certificado por la Oficina Nacional de Normalización de los Estados Unidos (NBS) o con las de un termómetro equivalente de precisión comprobable.

No deben usarse termómetros de vidrio si el pigmento negro de la escala graduada está desgastado o si está rota la columna de mercurio. Antes de usar el termómetro, se recomienda verificar el estado de las baterías de los termómetros electrónicos portátiles.

Procedimientos para determinar temperaturas manualmente: Las temperaturas deben determinarse al mismo tiempo que se realiza la medición. Además deben tomarse en todos los tanques, y deben tomarse temperaturas superiores, intermedias e inferiores en cada tanque. Previo acuerdo entre las partes involucradas, pueden tomarse tres temperaturas aproximadamente para calcular la temperatura promedio de un tanque. Para los tanques con una capacidad de menos de 5,000 barriles, basta con hacer una sola medición de temperatura en el

medio del líquido. El tiempo de inmersión requerido para que la lectura del termómetro alcance el equilibrio varía según el tipo de líquido y equipo.

Termómetros de mercurio: Además del procedimiento descrito arriba se recomienda utilizar el procedimiento siguiente para medir temperaturas con un termómetro de mercurio:

- Adhiérase el termómetro a una cinta de sondeo.
- Bájese el termómetro por la escotilla de medición hasta el nivel requerido.
- Retírese el termómetro una vez cumplido el tiempo de inmersión requerido.
- Léase y regístrese la temperatura hasta el grado Fahrenheit o 0.5° C más cercano.

Infórmese la temperatura redondeándola en el grado Fahrenheit o Centígrado más cercano o con la precisión acordada por los responsable de la transferencia de custodia. Los termómetros de mercurio deberán elevarse y bajarse repetidamente 1 pie (0.5 metros) por encima y por debajo del nivel requerido de manera tal que se alcance más rápidamente la temperatura de equilibrio.

3.7.2. PROCEDIMIENTOS EN LOS CALCULOS DEL VOLUMEN

Los procedimientos para realizar los cálculos antes y después de la descarga son las mismas, tanto en la nave como en planta. Mediante los procedimientos de cálculo las diferentes partes pueden reconciliar volúmenes, ellas deben empezar con la misma información básica (tabla de cubicación del tanque, niveles, temperaturas, etc.)

1. Medición del nivel (ullage o sondeo), agua libre y temperatura del producto en el tanque.

2. Determine el Volumen Total Observado (TOV).

Se obtiene al ingresar con el (ullage o sonda) corregidos tanto por brazola y trimado en la tabla de cubicación del tanque.

3. Descuento al Volumen Total Observado (TOV) el agua libre (FW) para obtener el Volumen Observado Bruto (GOV).

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

En el buque el volumen de agua libre (FW) es obtenida de las tablas de capacidad del buque, el cual están ingresados con el corte de agua como (ullage o sonda). Como con cualquier líquido en un tanque de buque-tanque, el Agua libre (FW) está sujeto a efectos del trimado y escora, y las correcciones por trimado y por escora previamente mencionada son aplicadas al FW, previendo que el FW está tocando todas las paredes del tanque.

4. Obtener los API a 60°F de los productos según análisis realizado en laboratorio.

5. Obtener el Factor de Corrección de Volumen (VCF) para un API a 60°F y una temperatura del producto de la tabla ASTM (6B).

El VCF es un factor dependiente de la densidad que es proporcional al coeficiente termal de expansión del líquido y la temperatura. Corrige volúmenes de petróleo a la temperatura de referencia estándar (60°F o 15°C)

6. El Volumen Bruto Estándar (GSV) a 60°F se obtiene al Multiplicar el GOV por el Factor de Corrección de Volumen por temperatura (VCF).

$$GSV = GOV \times VCF$$

7. El Volumen Neto Estándar a 60°F se obtiene al substrar el sedimento y agua (SW) del GSV o también multiplicando el GSV por el (SW):

$$NSV = GSV \times (1 - (\%SW/100))$$

En Planta: La diferencia de los GSV final a 60°F y GSV inicial a 60°F es el volumen a 60°F de producto recibido en planta.

Volumen recibido en Planta= GSV (final) – GSV (inicial).

En el Buque: La diferencia de los GSV inicial a 60°F y GSV final a 60°F es la transferencia del producto descargado por el buque.

Volumen descargado por buque = GSV (Inicial) – GSV (Final)

Ejemplo:

Descarga realizado en el Terminal Callao por el Buque Lobitos.

Productos a descargar: Gasolina 84 y Kerosene.

- a. Cálculos de volúmenes de los productos derivados de petróleo en tanques de la nave. Con las medidas de (ullages ó, sondas), temperaturas y corte de agua se realizan los cálculos a bordo de la nave.
- b. Corrección por trimado. La diferencia de calados de popa y proa es el trimado que tiene la nave. Con el trimado obtenido utilizando las tablas de corrección por trimado de los respectivos tanques de la nave y los (ullages o sondas) inicialmente tomados se obtiene la corrección por trimado. Si los calados de la nave, proa y popa son iguales se dice que la nave esta en Even keel en donde el trimado es cero.
Trimado = calado popa – calado proa.
- c. Corrección por brazola del tanque. A las medidas iniciales tomadas de ullages se realiza la corrección por brazola de los tanques a bordo de la nave.
- d. Luego con los ullages corregidos por trimado y brazola utilizando tablas de cubicación de los tanques respectivos del buque se obtienen los Volúmenes Totales Observados (TOV) de los diversos productos derivados de petróleo en todos los tanques a bordo de la nave.
- e. Con el corte de agua (ullage ó sonda), de las tablas de cubicación de los tanques se halla los volúmenes de agua libre en cada tanque.

- f. Obtenemos los Volúmenes Gruesos Observado (GOV) descontando el agua libre del Volumen Total Observado (TOV) de cada tanque.

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

- g. Con las gravedades API a 60°F de los productos y utilizando las respectivas tablas ASTM (6B) de factores de corrección de volumen por temperatura se determina los Volúmenes Gruesos Stándar (GSV) en Barriles a 60°F de los diversos productos derivados de petróleo.

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

- h. Determinamos los Volúmenes Netos Estándar a 60 °F.

$$\text{NSV} = \text{GSV} \times (1 - (\% \text{ SW} / 100)).$$

Las diferencias de Volúmenes Netos Estándar a 60°F iniciales y finales en los tanques del buque de los respectivos productos, es la cantidad descargada de cada producto.

Los cálculos a bordo de la nave antes y después de la descarga (véase en el Cuadro N°4 y Cuadro N°5, en anexo) respectivamente.

Los cálculos realizados antes y después de la descarga en planta (véase en el Cuadro N°6 y Cuadro N°7, en anexo).

Este ejemplo se analiza con mayor detalle en un caso práctico el cual está más adelante.

3.7.3 PROCEDIMIENTOS DURANTE LA DESCARGA EN LA NAVE

- a. Estando el buque amarrado en el Terminal en donde se va descargar los combustibles derivados del Petróleo. Antes de iniciar la descarga se realiza una reunión clave (Preconferencia) entre los representantes del Buque, Terminal y el Inspector Dueño el Producto. En esta reunión se identifican a las personas operativas y sus responsabilidades, se verifican los medios de comunicación permanente entre el Terminal y

el Buque. También se verifican los documentos del Puerto de Embarque: Conocimientos de Embarque (Bill of lading), Certificados de calidad de los productos que a descargar en el respectivo Terminal y se llega a un acuerdo de las secuencias y procedimientos de la descarga que inicialmente fue elaborado por el Jefe del Terminal según requerimiento del Terminal para que todas las partes interesadas entiendan todas las actividades.

- b. Luego con la autorización del Primer Oficial de la Nave primero se procede a tomar las muestras representativas de los productos derivados de petróleo a descargar en tanques abordo para determinar la calidad de los productos y verificar que estén en el rango de especificación.
- c. Se toman medidas de niveles de los productos (ullages, sonda), temperaturas y corte de agua de los diversos productos derivados de petróleo en todos los tanques de la nave y también las medidas de los tanques de Slop, Lastre y Bunker.
- d. Cálculos de Volúmenes de los productos derivados de petróleo en tanques de la nave. Con medidas de (ullages, sondas), temperaturas y corte de agua se realizan cálculos a bordo de la nave.
- e. Corrección por Trimado. Se calcula el trimado de la nave con calados leídos de proa y popa que tiene la nave en el respectivo Terminal. Con el Trimado utilizando tablas de corrección por trimado de los respectivos tanques de la nave, se realiza la corrección por trimado a los (ullages o sondas) inicialmente tomados en los tanques respectivos. Si los calados de la nave, proa y popa son iguales se dice que la nave esta en Even keel en donde el trimado es cero.
- f. Corrección por brazola del tanque. A las medidas iniciales tomadas de ullages o sondas se realiza la corrección por brazola de los tanques a bordo de la nave.
- g. Luego se obtiene los nuevos (Ullages o sondas) corregidos por trimado y por brazola. Con los ullages o sondas corregidos por trimado y brazola utilizando tablas de cubicación de los tanques respectivos del buque se obtienen los volúmenes en Barriles

observados de los diversos productos derivados de petróleo en todos los tanques a bordo de la nave.

- h. Con las gravedades API a 60°F de los productos y utilizando las respectivas tablas ASTM 6B de factores de corrección de volumen por temperatura se determina los volúmenes en Barriles a 60°F (volumen estándar) de los diversos productos derivados de petróleo antes de iniciar la descarga.
- i. Luego que termina la descarga de los diversos productos derivados de petróleo hacia tanques del respectivo Terminal, El Inspector abordo representante dueño del producto y el representante de la nave, toman medidas (ullages o sondas), temperatura, corte de agua en todos los tanques a bordo de la nave, y realiza inspección de los tanques que quedaron vacíos.
- j. El inspector a bordo del buque con las medidas (ullages o sondas) corregidas por trimado y brazola, realiza los cálculos de volúmenes utilizando las tablas de cubicación de los tanques abordo y las tablas respectivas de factores de corrección de volumen por temperatura para obtener las cantidades en Barriles a 60 °F (volumen estándar) de los productos descargados y el remanente que queda a bordo de la nave. Las cantidades de volúmenes de los diversos productos descargados se reportan al Terminal y se hace de conocimiento al dueño del Producto.
- k. El Inspector a bordo de la nave, representante dueño del producto debe elaborar una Carta de Protesto o Carta de Discrepancia si hubiera mucha diferencia entre las cantidades de Conocimiento de Embarque, cantidad descargada según descargado por la Nave y las cantidades preliminares recibidas por el Terminal.

3.7.4. PROCEDIMIENTOS DURANTE LA DESCARGA EN PLANTA

- a. El Inspector presente en Planta coordina, con el Jefe o el Supervisor de Guardia del Terminal. Verifican los productos y cantidades según el documento Conocimiento de Embarque (Bill of Lading) para ser descargados en el Terminal. El Conocimiento de Embarque es expedido en el Puerto de Carga según instrucciones del

dueño del producto, en la cual se indica la cantidad de cada producto a descargar en dicho Terminal. El Jefe del Terminal según el planeamiento de descarga designa los tanques del Terminal donde va recibir los diversos derivados petróleo.

- b. El Inspector Representante dueño del producto, Supervisor de Guardia del Terminal o un representante del terminal preparan los tanques designados para recibir los diversos productos en el Terminal. Procede a tomar las muestras representativas de los productos derivados de petróleo en los tanques de tierra donde va recibir los productos, y determinar si la calidad de los productos están dentro del rango de especificación.
- c. Tomar medidas de niveles (sondas), temperaturas y corte de agua en los respectivos tanques donde va recibir los productos derivados de petróleo.
- d. Cálculo de Volumen de los diversos productos derivados de petróleo en tanques del Terminal.
- e. Se realizan cálculos con medidas de niveles (sondas) tomadas en tanques de tierra, utilizando las respectivas tablas de cubicación de tanques de tierra y tablas ASTM 6B de factores de corrección de volumen por temperatura para determinar la cantidad en Barriles a 60 °F (Volumen estándar) de cada uno de los productos existentes en los tanques de planta antes de iniciar la descarga.
- f. El Supervisor de Guardia luego de recibir resultados de los análisis de las muestras de los productos a descargar tomados tanto en Buque como en el Terminal, y estos resultados estén dentro del rango de especificación autoriza iniciar la descarga según secuencia de descarga. Los análisis de especificación de los productos a descargar es realizado por personal del laboratorio del Terminal, supervisados por el Inspector "Dueño del Producto".
- g. El Inspector durante toda la operación de descarga debe supervisar todas las operaciones, desde el inicio de la descarga hasta la liquidación de los productos, como:
 - Precintar válvulas, de salida de los tanques donde se van recibir los productos.

- Precintar las válvulas de comunicación de entrada de los tanques contiguos a los tanques donde se va recibir los productos, para evitar cualquier posibilidad de pase de producto a otros tanques.
 - Tomar las muestras iniciales de los productos cuando llegue en el manifold de planta.
 - Supervisar en el manifold los cortes de productos con agua, cortes entre productos.
 - Tomar las medidas de niveles preliminares de sonda, corte de agua temperatura, al termino de la descarga de cada producto.
 - Cualquier anomalía durante la descarga hacer de conocimiento al dueño del producto.
- h. Después que termina la descarga en tierra, El Inspector representante del “dueño del producto” en el Terminal y personal representante de la misma proceden a tomar medidas preliminares de sonda, temperatura y corte de agua en los tanques de tierra donde recibió los diversos productos.
- i. Se realiza cálculos para obtener cantidades preliminares de los productos recibidos en planta, las cuales se reporta al Inspector que se encuentra a bordo para que elabore una Carta de Protesto o Carta de Discrepancia si hubiera mucha diferencia entre la cantidad de volumen consignado, cantidad descargado según cálculos del Inspector en la nave y las cantidades recibidas en el terminal de cada uno de los productos. Las cantidades descargadas a bordo del Buque y las cantidades preliminares de los productos recibidos en los tanques de planta se reporta al Jefe de dicho Terminal y al dueño del producto.
- j. Los productos recibidos en los tanques de planta se dejan reposar un tiempo prudencial, para drenar el agua que existiera.
- k. Se toma muestras representativas de los productos para los análisis de calidad y determinar si están dentro del rango especificaciones.

- l. Luego que fueron reposados y bien drenados el agua se toman las medidas de los niveles (sondas), temperaturas, corte de agua a los productos recibidos en los tanques de tierra.
- m. Con las medidas de los niveles de (sondas); temperaturas, corte de agua de los productos recibidos en los tanques de tierra, utilizando las tablas de cubicación de los tanques de planta y las tablas ASTM 6B de factores corrección de volúmenes por temperatura se realizan cálculos para obtener las cantidades en Barriles a 60 °F.(Volumen Estándar) de los productos recibidos en el Terminal.
- n. Se compara las cantidades en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) del respectivo derivado de petróleo descargado de los tanques abordo y las cantidades de Barriles a 60 °F (Volumen Estándar) recibidos en planta según las cantidades indicadas en el Conocimiento de Puerto Embarque.
Las cantidades de los productos recibidos en planta posteriormente servirán para obtener las mermas de los productos luego que el buque descarga en el último puerto programado.
- o. La merma de un producto es la diferencia que existe entre las cantidades consignadas en el Conocimiento de Embarque en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) y la sumatoria de las cantidades recibidas en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) del respectivo producto en planta en los diferentes terminales.

Si la nave tiene varios productos consignados para diferentes terminales la merma de toda la carga será la diferencia de la sumatoria total de las consignaciones según Conocimiento de Carga de todos los productos en puerto de carga y las cantidades recibidas de todos los productos en los diferentes terminales.

3.8. ANALISIS DE UNA DESCARGA.

Después de la descarga de los productos en cada uno de los terminales se obtiene la liquidación de los productos. O sea las cantidades a 60°F (Volumen Estándar) de los diferentes productos recibidos en tanques de los terminales. Las cantidades recibidas deben acercarse a las cantidades

según los Conocimientos de Embarque. Se Calcula la diferencia en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) de las cantidades de los productos recibidos en el Terminal y las cantidades descargadas según cálculos realizados por el Inspector abordo del buque. La diferencia que existe entre la cantidad consignada en el Conocimiento de Embarque, cantidad recibida del producto en planta y la cantidad descargada según la nave defieren por muchas razones como: balance de la nave, toma de ullages, temperaturas, agua en los tanques, corte de agua en los desplazamientos, diferencias de API de los productos obtenidos debido a muestras no representativas.

La merma se expresa en porcentaje entre la diferencia del Conocimiento de Embarque y la cantidad recibida del respectivo producto en planta con respecto al Conocimiento de Embarque de dicho producto.

BALANCE DE TODO EL CARGAMENTO DE UN VIAJE.

La merma se obtiene después de la última descarga del viaje realizado por la nave. La merma de cada producto es la diferencia que existe entre la sumatoria total de todos Conocimientos de Embarque (Bill of Lading) de cada producto y la sumatoria de todas cantidades recibidas de dicho producto en los diferentes terminales a 60°F (Volumen Estándar).

La merma del producto se expresa en porcentaje entre la diferencia de la sumatoria de todos los Conocimientos de Embarque (Bill of lading) de cada producto y la cantidad total recibida del respectivo producto en todos los terminales con respecto a la sumatoria de todos los Conocimientos de Embarque de dicho producto.

Si la totalidad de la carga comercial es para un solo Terminal la merma se realizará en el único Terminal.

El balance de todo el cargamento de un viaje es la diferencia que existe entre la cantidad total cargado de todos los Conocimientos de Embarque (Bill of Lading) de todos los productos en el Puerto de Embarque y la cantidad total de todos los productos recibidos en los terminales a 60 °F (Volumen Estándar).

3.8.1. ANALISIS DE UN CASO PRÁCTICO.

El departamento de Abastecimiento de Producto Petróleos del Perú, según las necesidades de consumo de combustibles derivados de Petróleo en los diferentes departamentos de la costa del Perú, realiza la programación de carga de combustibles desde Refinería Talara para que sean embarcados en buques tanques y desde allí sean transportados y descargados en los diferentes Puertos Terminales en todo el Litoral Peruano.

La carga comercial puede ser de un solo producto o Multiproductos de derivados de petróleo según la programación de Abastecimiento de Producto Petróleos del Perú realiza teniendo en cuenta las necesidades de consumo de derivados de Petróleo como: Gasolinas, Turbo A1, Kerosene, Diesel-2 y Residuales, etc.

En estos casos:

- Dueño del producto: Petroperú.
- Puerto de carga: Refinería Talara.

Los combustibles derivados de petróleo es embarcado en el Puerto de Talara (Piura) de la Refinería Talara

- Puerto de descarga: Los diferentes Terminales del Perú.

Desde el puerto de Carga (Refinería Talara) la Nave sale con los siguientes documentos:

- Conocimiento de Embarque (Bill of Lading) para cada Terminal. El cual es expedido por Supervisor de Guardia de Refinería Talara.
- Certificado de Calidad de los productos expedido por el Supervisor de Laboratorio de Refinería Talara.
- Reporte de ullages realizadas a bordo de la nave por el Inspector representante de Refinería Talara (donde están las cantidades recibidas de los diferentes productos en las bodegas de la Nave según el Inspector del Terminal a bordo de la Nave).

- Estado de Hechos
- VEF: Factor de Experiencia de carga de la nave.
- Carta de Protesto por el Inspector en puerto de carga.

Los documentos mencionados arriba deben ser obtenidos por el Inspector representante dueño del producto a bordo de la nave antes que inicie la descarga en el respectivo terminal.

3.8.1.1. MULTIPRODUCTOS PARA VARIOS TERMINALES.

Cuando la nave tiene en sus tanques varios productos como carga comercial para diferentes terminales. En este caso práctico el Buque Lobitos tiene en sus bodegas varios productos para varios terminales.

- Productos embarcados en el Puerto de Carga: Nafta Craqueada, Gasolina 84, Kerosene y Diesel-2
- Para los Terminales: Conchan, Callao, Supe, Salaverry.

Las cantidades totales de productos embarcados en el puerto de carga Talara según lo cargado por planta, con lo cual se elabora los conocimientos de embarque para los diferentes terminales, (Véase el Cuadro N°1).

CUADRO N° 1
CANTIDAD TOTAL DE PRODUCTOS EMBARCADOS EN PUERTO DE CARGA
SEGÚN PLANTA

PRODUCTOS	VOLUMEN TOTAL Barriles a 60°F (Volumen Estandar)
Nafta Craqueda	22237
Gasolina 84	28104
Kerosene	30756
Diesel – 2	65650

Los Conocimientos de Embarque para los diversos terminales donde se va descargar los productos, (Véase el Cuadro N°2).

CUADRO N° 2

CONOCIMIENTO DE EMBARQUE PARA LOS DIVERSOS TERMINALES

TERMINALES	PRODUCTOS	VOLUMEN Barriles a 60 °F (Volumen Estándar)
Cónchan	Nafta Craqueda	22237
	Kerosene	15756
Callao	Gasolina 84	18104
	Kerosene	12000
Supe	Gasolina 84	1500
	Diesel-2	32000
Salaverry	Gasolina 84	8500
	Kerosene	3000
	Diesel-2	33650

Las cantidades totales de productos embarcados en el puerto de carga según cálculos realizados por el Inspector a bordo del buque, (véase el Cuadro N°3).

CUADRO N° 3

CANTIDAD DE PRODUCTOS EMBARCADOS EN PUERTO DE CARGA SEGÚN CALCULOS REALIZADOS POR EL INSPECTOR A BORDO DEL BUQUE

PRODUCTOS	VOLUMEN TOTAL Barriles a 60 °F (Volumen Estandar)
Nafta Craqueda	22172
Gasolina 84	28181
Kerosene	30736
Diesel-2	65838

Para el caso práctico de multiproductos para varios terminales analizaremos la descarga en el Terminal del Callao:

Donde la orden de descarga según el Conocimiento de Embarque:

Gasolina 84 = 18,104 Bls a 60°F (Volumen Estándar)

Kerosene = 12,000 Bls a 60°F (Volumen Estándar).

Los reportes de ullages a bordo del buque antes y después de la descarga de Gasolina 84 y Kerosene; realizados por el Inspector en el Terminal Callao, (véase en el Cuadro N°4 en y Cuadro N°5, en anexo) respectivamente. En los cuales podemos apreciar:

Las medidas de niveles (Ullages), corte de agua, cantidad de agua, temperaturas a 60°F de todos los productos en los diferentes tanques, densidad API a 60°F de todos los productos, factores de corrección de volumen por temperatura, volúmenes observados y volúmenes a 60°F de los productos antes y después de la descarga en los tanques, volúmenes totales descargados de Gasolina 84 y kerosene a 60°F Stándar, volúmenes de producto en transito.

Los reportes de cantidades en Planta de Kerosene y Gasolina 84, realizado por el Inspector representante dueño del producto, (véase en el Cuadro N°6 y Cuadro N°7, en anexo) respectivamente. En los cuales podemos apreciar:

Las medidas de niveles (sondas), corte de agua, cantidad de agua, temperaturas a 60°F, gravedad API a 60°F de los productos antes y después de la descarga, factores de corrección de volumen por temperatura; volúmenes observados, volumen estándar a 60°F de los productos antes y después de la descarga en los tanques; volumen estándar a 60°F de Gasolina 84 y kerosene en los tanques del Terminal Callao.

Las cantidades de los productos recibidos en los diversos terminales. (véase el Cuadro N°8).

CUADRO N° 8
CANTIDADES DE PRODUCTOS RECIBIDOS EN LOS TERMINALES

TERMINALES	PRODUCTOS	VOLUMEN Barriles a 60 °F (Volumen Estándar)
Cónchan	Nafta Craqueda	22158
	Kerosene	15822
Callao	Gasolina 84	18197
	Kerosene	12200
Supe	Gasolina 84	1589.15
	Diesel-2	32198.35
Salaverry	Gasolina 84	8125.65
	Kerosene	2623.13
	Diesel-2	33478.30

BALANCE DE TODA LA CARGA:

El Balance Puerto por Puerto, y cuánto es la merma total del viaje. (véase el Cuadro N° 9, en anexo).

La diferencia entre lo cargado en planta puerto de carga (suma de los Conocimiento Embarque) y la suma de las cantidades totales recibidas en los diferentes terminales de cada producto es la merma que se obtiene de cada producto, así tenemos para cada una de ellas:

Nafta Craqueada: (-79 Bls a 60°F), el cual equivale a (-0.36%) de merma del producto.

Gasolina 84: (-192.12 Bls a 60°F), el cual equivale a (-0.68%) de merma del producto.

Kerosene: (-110.48 Bls a 60°F), el cual equivale a (-0.36%) de merma del producto.

Diesel-2: 26.65 Bls a 60°F, equivalente a 0.04% de merma del producto.

Se aprecia que la merma total del viaje es de (- 354.95 Barriles a 60°F), el cual equivale a (-0.24%) de merma de toda la carga.

3.8.1.2. UN SOLO PRODUCTO PARA VARIOS TERMINALES.

Cuando la nave trae un solo producto para varios terminales. En este caso el buque Lobitos tiene en sus bodegas un solo producto Diesel-2:

- Producto embarcado en el puerto de carga: Diesel-2.
- La carga fue realizada en Refinería Talara para los siguientes Terminales: Callao, Conchan, Supe y Eten.

La cantidad total del producto embarcado en el puerto de carga Talara según lo cargado por planta, con lo cual se elabora los Conocimientos de Embarque para los diferentes Terminales. (véase el Cuadro N°10).

CUADRO N°10

CANTIDAD TOTAL DE PRODUCTO EMBARCADO EN PUERTO DE CARGA SEGÚN PLANTA

PRODUCTO	VOLUMEN TOTAL Barriles a 60°F (Volumen Estandar)
DIESEL-2	161295

Los Conocimientos de Embarque para los diversos terminales donde se va descargar el Diesel-2. (véase el Cuadro N°11).

CUADRO N° 11

CONOCIMIENTO DE EMBARQUE PARA LOS DIVERSOS TERMINALES

TERMINALES	PRODUCTOS	CANTIDADES Bls a 60 °F
Callao	Diesel-2	60000
Cónchan	Diesel-2	45000
Supe	Diesel-2	20000
Eten	Diesel-2	36295

La cantidad total de Diesel-2 embarcado en el puerto de carga según cálculos realizados por el Inspector a bordo del buque. (véase el Cuadro N°12).

CUADRO N°12

CANTIDAD DE PRODUCTO DIESEL-2 EMBARCADOS EN PUERTO DE CARGA SEGÚN CALCULOS REALIZADOS POR EL INSPECTOR A BORDO DEL BUQUE

PRODUCTO	VOLUMEN TOTAL Barriles a 60°F(Volumen Estandar)
DIESEL-2	161531

Para el caso práctico analizaremos la descarga en el Terminal Callao: donde la orden de descarga de Diesel-2 es 60,000 Bls a 60°F (Volumen estándar) según el Conocimiento de Embarque.

Los reportes de ullages abordo del buque antes y después de la descarga de Diesel-2 realizados por el Inspector en el terminal Callao. (véase el Cuadro N°13 y Cuadro N°14, en anexo) respectivamente. En los cuales tenemos:

Las medidas de niveles (Ullages), corte de agua, cantidad de agua, temperaturas a 60°F del Diesel-2 en los diferentes tanques, densidad API a 60°F del Diesel-2, factores de corrección de volumen por temperatura, volúmenes observados y volúmenes a 60°F de los productos antes y después de la descarga, volumen estándar a 60°F de Diesel-2 descargado, volumen de Diesel-2 en tránsito para los diferentes terminales.

El reporte de planta, (véase en el Cuadro N°15, en anexo) en el cual podemos apreciar: las medidas de nivel (sondas), corte de agua, cantidad de agua, temperaturas a 60°F, Densidad API a 60°F de los productos antes y después de la descarga, factores de corrección de volumen por temperatura, volúmenes observados y volúmenes a 60°F de los productos antes y después de la descarga en los tanques y el volumen total recibido a 60°F de Diesel-2 recibida en el terminal de Callao.

La cantidad de Diesel-2 recibido en los diversos terminales. (véase el Cuadro N°16).

CUADRO N°16
CANTIDADES DE DIESEL-2 RECIBIDAS EN LOS DIVERSOS TERMINALES

TERMINALES	PRODUCTOS	CANTIDADES
		Bls a 60 °F(Volumen Estándar)
Callao	Diesel-2	59861.50
Cónchan	Diesel-2	45072
Supe	Diesel-2	19890.14
Eten	Diesel-2	36373.51

Cantidad total de Diesel-2 recibidos en todos los terminales: 161,197.15 Barriles a 60°F (Volumen Estándar).

BALANCE DE TODA LA CARGA:

El Balance Puerto por Puerto, y cuánto es la merma total del viaje. (véase el Cuadro N° 17, en anexo).

La diferencia entre lo cargado en planta puerto de carga (Suma de los Conocimiento Embarque) y la suma de cantidades totales recibido en los diferentes terminales es de 97. 85 Barriles a 60°F (Volumen estándar).

Se aprecia que la merma total del viaje es de (- 97.85 Barriles a 60°F), el cual equivale a (-0.06%) de merma de toda la carga.

Analizando los dos viajes para un mismo buque con diferentes programaciones de carga: Uno cuando tiene abordó varios productos y otro cuando tiene un solo producto para diversos Terminales.

Podemos ver que existe menos merma cuando la nave trae abordó un solo producto para varios terminales, una de las varias razones podría ser que no se pierde mucho producto al realizar los cortes de agua cuando se desplaza productos con agua, en los cambios de productos, en cambio cuando existe varios productos durante la descarga se realiza varios cortes y desplazamientos. Ya que al desplazar el producto con agua siempre el éste arrastra producto el cual va al tanque de residuos oleosos (tanque slop).

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Durante el traslado de derivados de petróleo de un lugar a otro siempre va existir diferencias (mermas) entre las cantidades embarcadas en el puerto de carga y el puerto de descarga, considerando un margen de error de acuerdo a los contratos entre los dueños del producto y los transportistas.
- La merma de un producto descargado en planta es la diferencia que existe entre la cantidad consignada en el Conocimiento de Embarque en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) y la cantidad recibida en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) en planta.
- La merma puede haber ocurrido en el puerto de carga, durante el transporte o en el puerto de descarga.
- Una diferencia en el contenido de Agua y sedimentos reportado de una carga en el puerto de embarque y puerto de descarga es una razón común para variaciones en el Volumen Neto Estándar Tierra-tierra reportado.
- Merma de cada producto: Es la diferencia entre la sumatoria total de las consignaciones según los respectivos Conocimientos de Embarque de cada producto y la sumatoria de todas cantidades recibidas de dicho producto en los diferentes terminales.
- La merma se expresa en porcentaje entre la diferencia del Conocimiento de Embarque y la cantidad recibida del respectivo producto en planta con respecto al Conocimiento de Embarque de dicho producto.
- La merma de toda la carga es la diferencia del Conocimiento de Embarque total de toda la carga y la cantidad total recibida de todos los productos en los terminales.
- La merma total de toda la carga se expresa en porcentaje entre la diferencia de Conocimiento de Embarque total de toda la carga y la cantidad total recibida de todos los productos en los terminales con respecto al Conocimiento de Embarque total de toda la carga.

RECOMENDACIONES

Para minimizar las mermas de los Combustibles Derivados de Petróleo que se presentan durante todas las operaciones de transporte de productos desde el puerto de carga hasta los puertos de descarga en los diferentes Terminales de recepción de los productos y su posterior descarga y almacenamiento en los tanques de los terminales respectivos, se deben tener en cuenta los siguientes:

- Tomar buenas medidas de calados tanto en el puerto de carga y puerto de descarga.
- Tomar muestras representativas de los productos puerto de carga y puerto de descarga para que los API sean similares.
- Tomar con exactitud medidas de niveles de ullages o sondas de los tanques tanto abordo como en planta. Tomar como mínimo tres medidas y promediarlas.
- Tomar temperaturas por niveles para obtener una temperatura promedio de cada tanque y sea la temperatura representativa del producto.
- Realizar un buen corte de agua a todos los tanques abordo y en planta antes de iniciar la descarga y después de la descarga.
- Realizar un buen corte de agua a todos los tanques donde se va recibir los productos en el terminal y comparar el agua libre si existiera con la cantidad de agua libre en el puerto de carga
- Verificar todas las líneas de las tuberías y válvulas abordo durante toda la descarga para evitar cualquier pérdida de producto.
- En planta verificar todas las líneas de las tuberías y válvulas en planta durante toda la descarga para evitar cualquier pérdida de producto.
- En Planta precintar todas las válvulas de salida de los tanques donde se va recibir productos y las válvulas de entrada de los tanques contiguos a los tanques donde se va recibir producto.
- Con las medidas de los ullages o sondas leer cuidadosamente los volúmenes de las tablas de cubicación.

- Leer cuidadosamente los factores de corrección de volumen por temperatura con el API y la temperatura de las tablas ASTM 6B.
- Realizar cálculos sin cometer errores.
- Realizar buen corte de agua cuando se desplaza con agua para realizar el cambio de un producto a otro producto y así evitar pérdidas de productos al tanque de Slop.
- Se debe realizar estas operaciones con bastante profesionalidad y responsabilidad durante todas las operaciones como: toma de medidas, temperaturas, cortes de agua, toma de muestras representativas, cálculos, tanto a bordo de la nave como en planta para minimizar diferencia de mermas.

5. PROCEDIMIENTOS NORMAS Y ESTANDARES.

Los trabajos se realizan siguiendo los Procedimientos de Normas y Métodos Estándares Internacionales de Petróleo para productos líquidos. Debido al extenso de estos Procedimientos de Normas solo se menciona las Normas API y nombres de los diferentes Procedimientos.

<u>NORMA</u>	<u>NOMBRE</u>
API-17.1	GUIA PARA LA INSPECCION DE CARGAMENTO MARINOS
API-3.1	PRACTICA STANDAR PARA LA MEDICION MANUAL DE PETROLEO Y DERIVADOS DE L PETROLEO
API-7.1	DETERMINACION DE LA TEMPERATURA ESTATICA USANDO TERMOMETROS DE MERCURIO EN VIDRIOS PARA TANQUES.
API-7.3	DETERMINACION DE LA TEMPERATURA ESTATICA USANDO TERMOMETROS ELECTRONICOS PORTATILES
API-12.1	CALCULOS DE CANTIDADES DE PETROLEO ESTATICO PARTE I: TANQUES CILINDRICOS, VERTICALES Y DE EMBARCACIONES MARINAS.
API-17.2	MEDICIONES DE CARGAS A BORDO DE BUQUES TANQUEROS.
API-17.2 ^a	MEDICIONES DE CARGAS A BORDO DE BUQUES TANQUES TANQUEROS. SISTEMAS CERRADOS Y RESTRINGIDOS.
API-17.4	METODO PARA LA CUANTIFICACION DE PEQUEÑOS VOLUMENES A BORDO DE BUQUES TANQUEROS.
API-17.5	NORMAS PARA ANALILIS DE CARGAS Y RECONCILIACION.

API-17.8 REGLAMENTOS PARA LA INSPECCION, PREEMBARQUE
DE TANQUES DE CARGA DE BUQUES TANQUES.

ASTM-4057 MUESTREO MANUAL DE PETROLEO Y PRODUCTOS
DERIVADOS DEL PETROLEO.

ASTM-5842 MUESTREO Y MANIPULEO DE COMBUSTIBLE DURANTE
LA MEDICION DE VOLATILIDAD

6. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE DURANTE LAS OPERACIONES

El petróleo y los combustibles derivados del petróleo son compuestos que tienen hidrocarburos y otros compuestos cuyas propiedades físico químicas son muy variadas. Este hecho determina su comportamiento e impacto en los elementos ambientales (recursos físicos, biológicos y actividades socioeconómicas) cuando ocurre un derrame.

Se considera derrame o fuga de hidrocarburos a todo vertimiento o descarga de éstos en el medio ambiente, lo que origina que los hidrocarburos mencionados escapen del control de quienes lo manipulan.

Después que ocurre un derrame o fuga de hidrocarburos su comportamiento físico es un factor importante a considerar para la evaluar los peligros sobre el medio ambiente. Así, una vez que ha ocurrido el derrame de petróleo o algunos de sus derivados en el mar se forma una capa delgada sobre la superficie del agua y se producen diversos procesos físicos, químicos y biológicos que determinan el grado de daño que causa al ambiente marino principalmente a la fauna marina.

Siempre que se produzca un derrame o fuga el transportista (Buque) y el dueño del producto deberán adoptar las acciones inmediatas de reparación y recuperación y/o limpieza necesaria del área afectada.

El petróleo y los combustibles, aunque no son necesariamente las más peligrosas de las sustancias transportadas a granel por vía marítima, es indudablemente la más importante desde el punto de vista del alto volumen transportado, y en consecuencia la de mayor posibilidad de derramarse en el mar y de producir daños en el medio marino.

Un adecuado Plan de Contingencia para enfrentar derrames de hidrocarburos u otras sustancias nocivas, es el elemento clave que permite transformar un eventual desastre en una situación de daños moderados.

Las fugas o derrames pueden provenir de tres fuentes:

a. En planta:

Rotura de las tuberías, válvulas, rebose de producto en tanques, evacuación de residuos oleosos, etc.

b. En el buque:

En las tuberías, válvulas, bridas del buque durante las operaciones de carga o descarga, lavado y limpieza de tanques, etc.

c. En las líneas Submarinas:

En las tuberías de las líneas submarinas, bridas, mangas durante las operaciones de carga o descarga de productos derivados de petróleo.

Prevención de derrames de petróleo.

La prevención de derrames de petróleo deberá tener gran prioridad en todas las actividades de las operaciones de carga o descarga de petróleo o combustibles. A pesar de todas las medidas preventivas, los derrames de petróleo ocurren ocasionando daño en el medio ambiente. El producto recuperado deberá ser aprovechado, de ser factible. La mayoría de los derrames son controlados en el lugar.

El transporte de petróleo crudo y derivado en buque deberá cumplir con los requisitos de seguridad establecidos por la Dirección General de Capitanías y Guarda Costas del Perú. Cualquier descarga de fluido de la embarcación se hará de acuerdo a lo establecido en el convenio MARPOL 73 / 78.

En las operaciones de descarga de combustibles abordo, pueden tomarse prevenciones para evitar el derrame de los productos.

Las zonas abordo donde son más comunes los derrames de carga, deberán estar protegidas de tal modo que sean fáciles de recuperar los residuos oleosos. Se debe disponer de elementos de contención en caso de derrame.

Las cañerías, mangueras, coples deben estar en buen estado y no deben presentar filtraciones.

La bandeja d goteo deben estar preparado y con suficiente capacidad.

Durante las operaciones de descargas de derivados en los diferentes terminales tanto en planta como en el buque se tiene plan de contingencia contra fugas y derrames de productos oleosos.

Acciones a tomar en presencia de mancha oleosa:

- a. Al detectarse una mancha oleosa de cualquier origen que sea se ordena inmediatamente a parar la descarga y se informa inmediatamente al Supervisor de Planta para que bloquee su sistema. Y se procede a evaluar la magnitud de la mancha oleosa, y las condiciones del mar y viento que pueden afectar al movimiento y expansión de la mancha.
- b. Se ordena al buzo a realizar una inspección de las mangas, cuellos de ganso y los empalmes con las tuberías de las líneas submarinas que van hacia planta. También se ordena a las lanchas que hagan un recorrido por las instalaciones del amarradero para evaluar la procedencia de la mancha oleosa.
- c. Si se determina que la mancha oleosa proviene del sistema de la descarga y que aumenta las dimensiones de la mancha oleosa, se procede a activar el plan de Contingencia de Planta, ordenando el despliegue de la barrera de contención, y se prepara el empleo de los equipos como dispersantes, skimmer, tanques de recuperación, etc.
- d. Informar al Supervisor de Planta:
 1. Localización del derrame
 2. Naturaleza del derrame
 3. Dirección del derrame.
 4. Cantidad estimada.
- e. Coordinar con el Supervisor de planta sobre el aviso a la Capitanía de Puerto.
- f. Tomar muestras de la capa del producto derramado.

- g. Coordinar el envío de las barreras de contención de planta, skimmer, dispersantes y otros para controlar el derrame.
- h. Antes de extender la barrera de contención; verificar el movimiento de la mancha de combustible, tomando en cuenta la resultante de los vectores de viento y corriente marina.
- i. Contactarse con las personas encargadas (de acuerdo al plan de contingencia) de la limpieza de la playa en caso de sospecha de que el combustible esté en peligro de llegar a la playa.
- j. Evaluar la posibilidad del uso de dispersante, previa autorización de la capitanía de puerto, asimismo el envío del skimmer.
- k. Evaluar la posibilidad de ordenar la salida del buque del amarradero.
- l. Coordinar el envío a la playa más cercana, envases adecuados para la recuperación del producto oleoso derramado.

7. GLOSARIO DE TERMINOS

Agua y Sedimentos (S&W)

El crudo y algunos productos de petróleo líquido contienen agua y sedimento suspendido. La cantidad de sedimentos y agua esta determinado por el análisis de laboratorio de una muestra representativa de volumen.

Agua libre (Free Water) (FW): Es el volumen de agua presente en un contenedor que no está en suspensión en el líquido contenido (petróleo).

Altura de Referencia: Es la distancia desde el fondo del tanque al punto o marca de la referencia establecido.

Altura de referencia observada: Es la distancia real medida del fondo del tanque o punto de referencia al punto de la referencia establecido.

Asiento (El Trimado): Es la condición de un Buque con referencia a su posición longitudinal en el agua. Es la diferencia entre los Calados de popa y proa y puede ser “hacia Proa” o “hacia Popa”.

Calado (Draft): Es la profundidad de un Buque por debajo de la línea de nivel del agua, medida desde la superficie del agua al fondo de la quilla del Buque.

Cantidad abordo antes de la carga (OBQ): Es el material que queda en tanques del Buque, bodegas vacías y en las tuberías antes de cargar. La cantidad abordo puede incluir cualquier combinación de agua, petróleo, desechos, residuo de petróleo, emulsiones de petróleo / agua, lodo y sedimento.

Carta Protesta o Aviso de Aparente Discrepancia: Es una carta emitida por cualquier participante en una transferencia de custodia, que cita cualquier condición en disputa. Esto sirve como un registro escrito de que la acción particular cuestionando algún acto en el momento de ocurrencia.

Conocimiento de Embarque (Bill of Lading): Es un documento emitido en el puerto de embarque, en donde indica el producto y volumen consignado en Barriles a 60°F (Volumen Estándar) consignado al puerto descarga.

Corrección por trimado: Es la corrección aplicada a la medida observada o volumen observado para compensar por el cambio en el nivel del líquido debido a al plano longitudinal cuando un buque no está horizontal, siempre que el líquido esté en contacto con todas las paredes laterales del tanque. La corrección por trimado puede realizarse tomando como referencia de las tablas de trimado para cada tanque o mediante cálculos matemáticos.

Restar la lectura del calado de proa de la de popa. Si el trimado es positivo (esto es, la lectura del calado de popa es más grande), el buque se dice estar “Trimado por la popa”. Si el trimado es negativo (esto es, la proa es más grande), se dice que el buque está “trimado por la proa”. Notamos lo siguiente:

- a. La corrección por trimado se halla en las tablas de calibración del buque, y es generalmente una corrección al ullage / sonda observado; sin embargo, puede ser un ajuste volumétrico al TOV.
- b. Las correcciones por trimado pueden ser positivos o negativos. La tabla de corrección por trimado, nos indica cómo ésta corrección va a ser aplicada.

Corrección de Escora (talón): Es la corrección que se aplica a la medida observada o volumen observado cuando un Buque está inclinado, siempre que el líquido esté en contacto con todos los mamparos del tanque. La corrección para la escora puede realizarse con las tablas de corrección de inclinación del buque para cada tanque, o por cálculos matemáticos.

Escora (List): Es el apoyo o inclinación de un Buque, expresado en grados a babor o a estribor. Babor es el lado izquierdo de un buque mirando de popa a proa. Estribor es el lado derecho de un buque mirando de popa a proa.

Factor de experiencia del Buque (VEF): Es una recopilación de la historia de las mediciones del buque respecto del Volumen Bruto Estándar (GSV), ajustado según la cantidad abordo (OBQ), en comparación con las mediciones de tierra del GSV. Las informaciones usadas para el calculo de un VEF debe ser basado preferentemente en documentos que siguen las normas prácticas aceptadas de la industria, tales como los informes de las compañías de inspección.

Fórmula de Wedge (cuña): Es un método matemático para aproximar pequeñas cantidades carga líquido y sólida, y agua libre abordo, antes de cargar y después de la descarga, en base a las dimensiones de compartimiento de carga y el trimado del Buque. La fórmula de la cuña sólo es usado cuando el líquido no toca todas las paredes laterales del tanque del buque.

Inertización: Es un procedimiento para reducir el volumen del oxígeno en las bodegas de carga del buque a un 8% o menos en volumen, introduciendo un gas inerte como nitrógeno o dióxido del carbono o una mezcla de gases como los gases de combustión.

Inspección: Examen el servicio y determinación de su conformidad con requisitos específicos sobre la base de un juicio profesional, acompañado por la medición. Sus resultados sustentan la certificación.

Inspector: Persona capacitada para evaluar la conformidad, que sigue un procedimiento estándar para realizar un trabajo y obtener los resultados pedidos.

Inspectoría: Es el proceso de verificación de cantidades y calidades del petróleo o productos derivados de petróleo realizado durante una transferencia de custodia entre una planta y un buque, entre dos o más buques o entre tanques de una planta, siguiendo para ello las Normas internacionales dadas por el API.

Lastre: Es el agua de mar que se carga cuando un B/T está vacío o parcialmente cargado para aumentar el calado para sumergir la hélice apropiadamente y mantener buena estabilidad y trimado.

Lavado de tanque: Se requiere el uso de un chorro de agua de alta presión para remover las costras y sedimentos de las paredes laterales de los tanques, del fondo y de las estructuras internas de un buque.

Medición de Niveles: Es el proceso de medir el nivel de un líquido en un tanque y de la interfase agua-petróleo si lo hubiera.

Medición del corte de agua: Es el procedimiento para localizar la interfase agua petróleo, con el propósito de determinar el volumen de agua libre (FW) en un tanque de la Planta o compartimiento del Buque. También es usado para referirse a la línea de demarcación de la interfase del agua / petróleo.

Muestra: Es la porción extraída del total del producto que puede o no contener los componentes en la misma proporción en que se encuentran respecto al volumen total.

Muestreo: Son todos los pasos necesarios para obtener una muestra que sea representativa del contenedor cualquier sea tubería, tanque, u otro contenedor y sacarla en un envase a partir del cual pueda realizarse las pruebas de análisis representativas.

Muestra a todo nivel: Es la muestra obtenida al sumergir el bidón, o botella taponada a un punto tan cerca como sea posible al nivel de extracción, destapándolo y levantándolo a un régimen tal que permita su llenado en aproximadamente las tres cuartas partes, al salir del líquido.

Muestra de fondo: Es la muestra obtenida del producto ubicado en el fondo del tanque, contenedor, o tubería, localizada en su punto más bajo.

Muestra compositiva: Es una combinación de muestras localizadas combinadas proporcionalmente a los volúmenes del producto, cada una de las cuales se han obtenido como muestras localizadas.

Muestra inferior: Es la muestra localizada en un líquido en el centro del tercio más bajo del contenido del tanque

Muestra centro: Es la muestra localizada tomada en la parte central del tanque (a una distancia de profundidad media del líquido con respecto a la superficie del líquido).

Muestra superior: Es la muestra localizada tomada de la parte central del tercio superior del contenido del tanque (es decir a una distancia de 1/6 de profundidad debajo de la superficie del líquido)

Muestra compositiva en tanque múltiple: Es una mezcla de muestras individuales ó, compósito de muestras que han sido obtenidas de diversos tanques o compartimentos de la embarcación o de la balsa, que contienen el mismo tipo de producto.

Muestra representativa: Es la porción extraída del total del producto que contiene partes en la misma proporción de estas respecto al volumen total.

Muestra corrida: Es la muestra obtenida bajando el bidón o botella hasta el nivel del fondo, regresándola hacia la superficie del producto a un régimen uniforme de manera tal que el bidón o botella quede lleno unos $\frac{3}{4}$ con el producto al momento de retirarlo.

Muestra localizada – Es la muestra tomada en un punto específico del tanque.

Muestra de superficie – Es la muestra localizada tomada al ras de la superficie del líquido en un tanque.

Muestra compósita en tanques: Es la combinación hecha tomando muestras de la parte superior, centro e inferior de un solo tanque.

Muestra tapa: Es la muestra localizada tomada a 15 cm (6 pulg.) bajo de la superficie superior del líquido.

Muestra a partir de tubo o Ladrón: Es la muestra obtenida con un tubo para muestreo, o con un ladrón especial, ya sea como muestra núcleo, o localizada a partir de un punto específico del tanque, o contenedor.

Peso Grueso Estándar (GSW): Es el peso total de todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua (cualesquiera) excluyendo agua libre, determinado aplicando un factor de conversión de peso apropiado para el volumen grueso estándar.

Peso Estándar Neto (NSW): es el peso total de todo los líquidos de petróleo, excluyendo los sedimento y agua (S&W) y agua libre (FW) determinados por deducción del peso de S&W a partir del Peso Standard Grueso (GSW).

Punto de referencia: Es el punto desde el cual se determina la altura de referencia.

Remanente a bordo después de la descarga (ROB): Es el material remanente que permanece en tanques de carga del Buque, bodegas vacías, y/ o tuberías después de la descarga. La cantidad remanente a bordo incluye agua, petróleo, desechos, residuos de petróleo, emulsiones de petróleo / agua, lodo y sedimento.

Sonda (Sounding): Es la distancia medida desde la superficie del líquido a un plato fijo o al fondo del tanque.

Tabla de wedge: Es una tabla del Buque precalculada basada en el principio de la cuña, y muy parecida a las tablas de ullage y sonda comúnmente usadas. Estas tablas, sin embargo, solo sirven para pequeñas cantidades (cantidades abordo, remanentes abordo) cuando la carga o el agua libre no toca todas las paredes laterales del tanque del buque.

Toma de temperaturas: Es el proceso de tomar temperaturas de un líquido en el recipiente, de acuerdo a los procedimientos dadas por el API.

Ullage: Es la distancia medida desde la superficie de carga líquida al punto de referencia.

Verificación del llenado de la línea: Es la actividad de verificación de las condiciones del llenado de las líneas de transferencia de carga de la planta y del B/T, antes y después de la transferencia de carga.

Volumen total observado (TOV): Es el volumen total medido de todos los líquidos de petróleo, agua y sedimentos, y agua libre a la temperatura y presión observadas.

Nota: donde se usan los términos 60°F y 15°C, esto no indica que los términos sean iguales.

Volumen Grueso Observado (GOV): Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, sedimentos y agua (S&W), excluyendo el agua libre (FW), a la temperatura y presión observada.

Volumen Grueso Standard (GSV): Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua (S&W), excluyendo agua libre (FW), corregido por el factor apropiado de corrección de volumen (VCF) para la temperatura observada y gravedad de API, densidad relativa, o densidad a una temperatura estándar tal como 60°F o 15°C.

Volumen Neto Standard (NSV): Es el volumen bruto estándar de todo los líquidos de petróleo excluyendo el agua y sedimentos (S&W), y agua libre, corregido por el factor de corrección de volumen apropiado (VCF) para la temperatura observada y gravedad de API, densidad relativa, o densidad a una temperatura estándar como 60°F o 15°C.

Volumen total calculado (TCV): Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo y agua y sedimentos (S&W), corregido por el factor de corrección de volumen apropiado (VCF) para la temperatura observada y gravedad de API, densidad relativa, o densidad a una temperatura estándar como 60°F o 15°C.

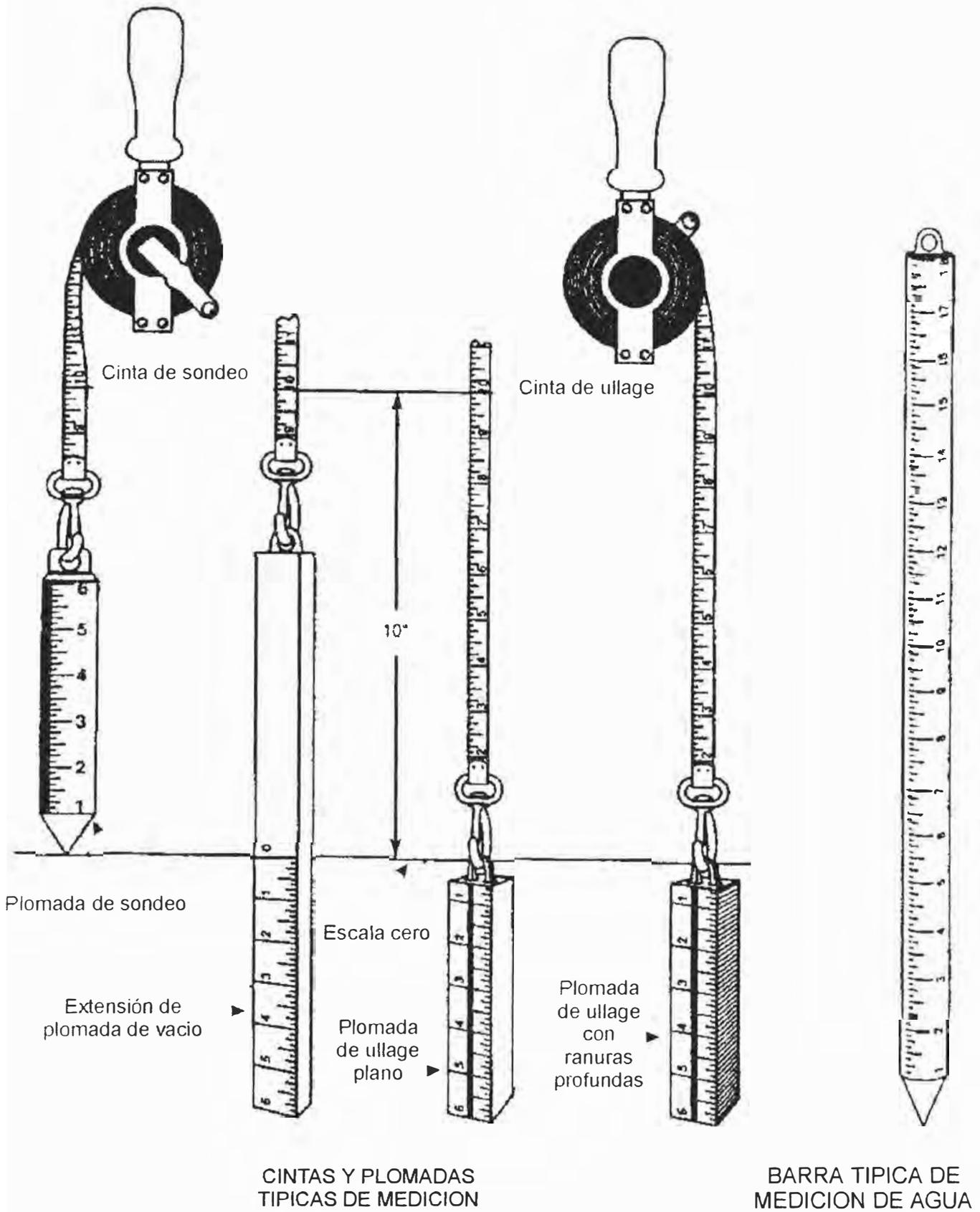
Volumen de Agua Libre (FW)

El volumen de agua libre (FW) es obtenida de las tablas de capacidad del buque, el cual están ingresados con el ullage o innage. Como con cualquier líquido en un tanque de buque-tanque, el FW está sujeto a efectos del trimado y escora, y las correcciones por trimado y por escora previamente mencionada son aplicadas al FW, previendo que el FW está tocando todas las paredes laterales del tanque.

8. ANEXOS

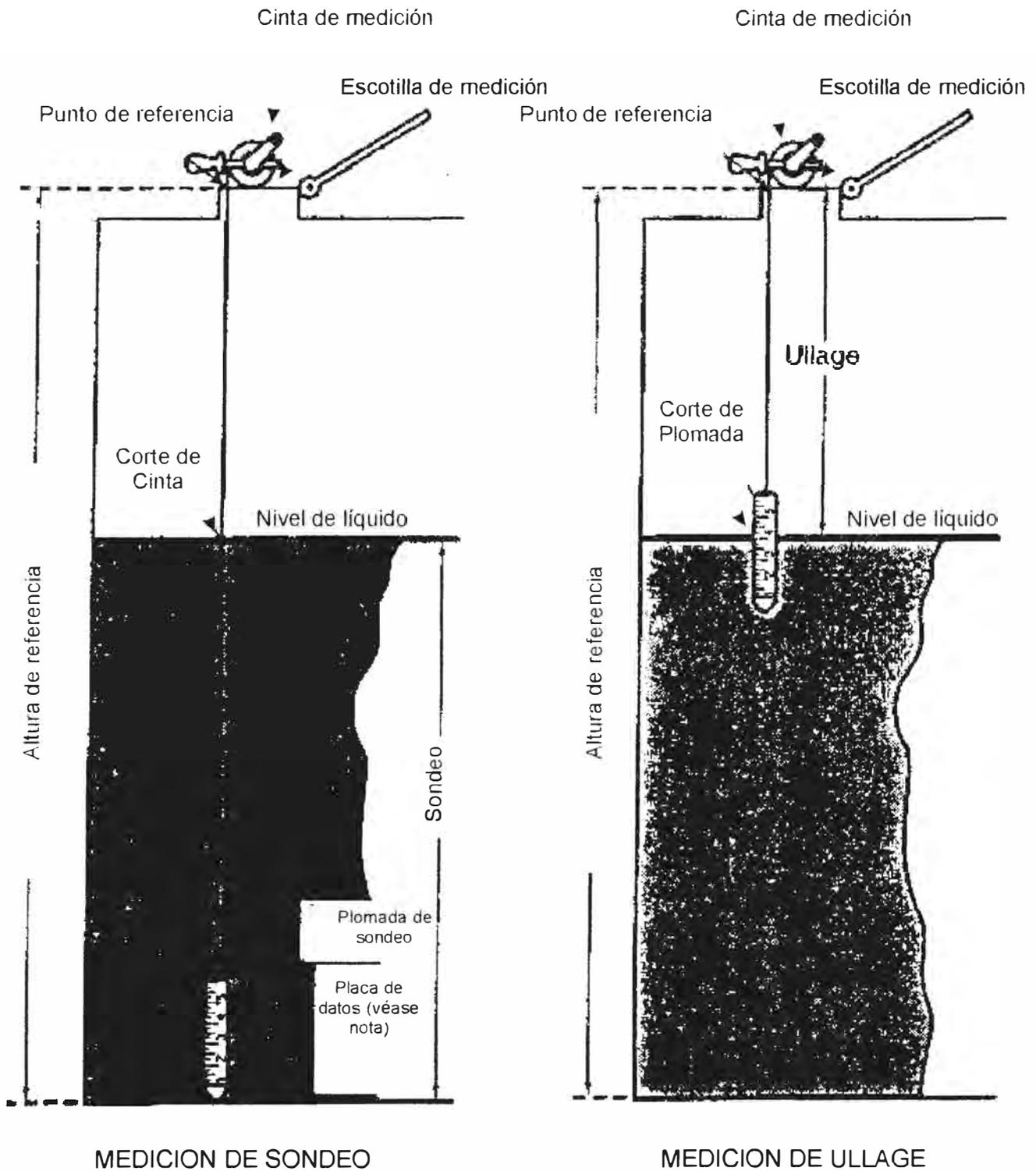
Cuadros y Figuras





EQUIPO TIPICO DE SONDEO / ULLAGE

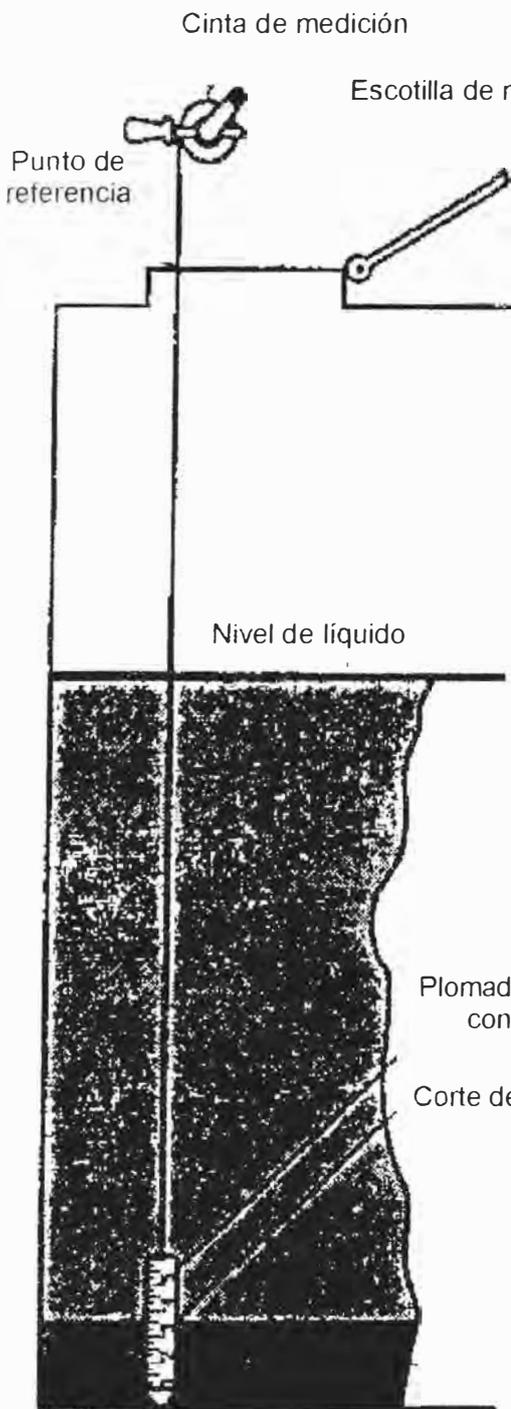
Figura N° 1



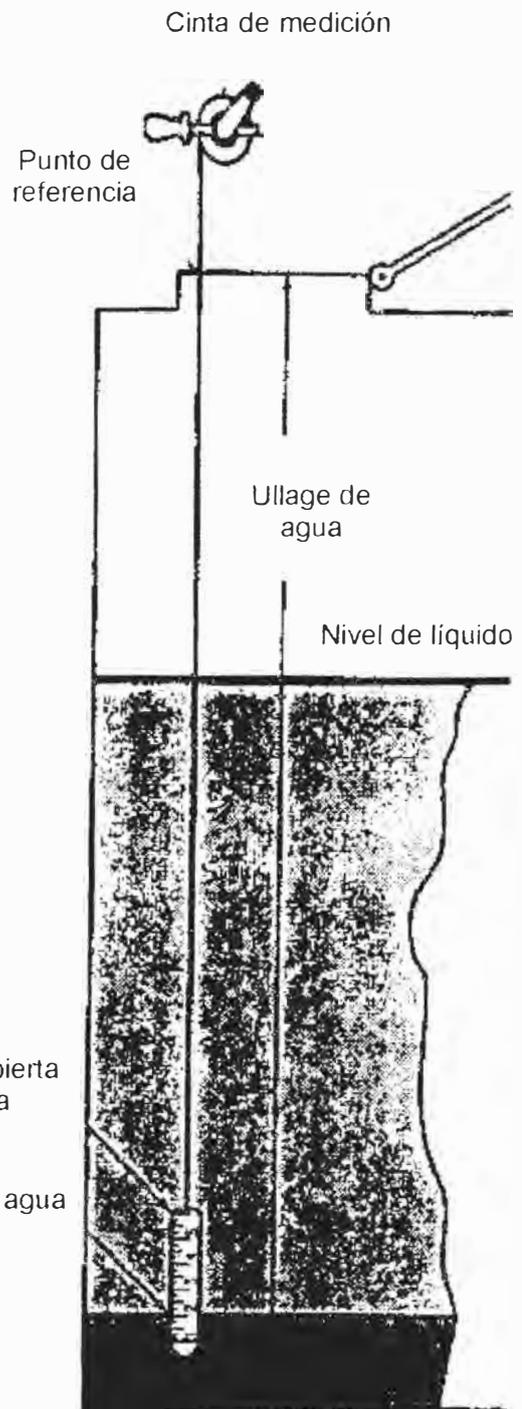
Nota: La placa de datos puede ser el fondo del buque, un travesaño de acuñamiento u otro punto desde el cual se mide la altura de referencia

MEDICION MANUAL DE TANQUES

Figura Nº 2



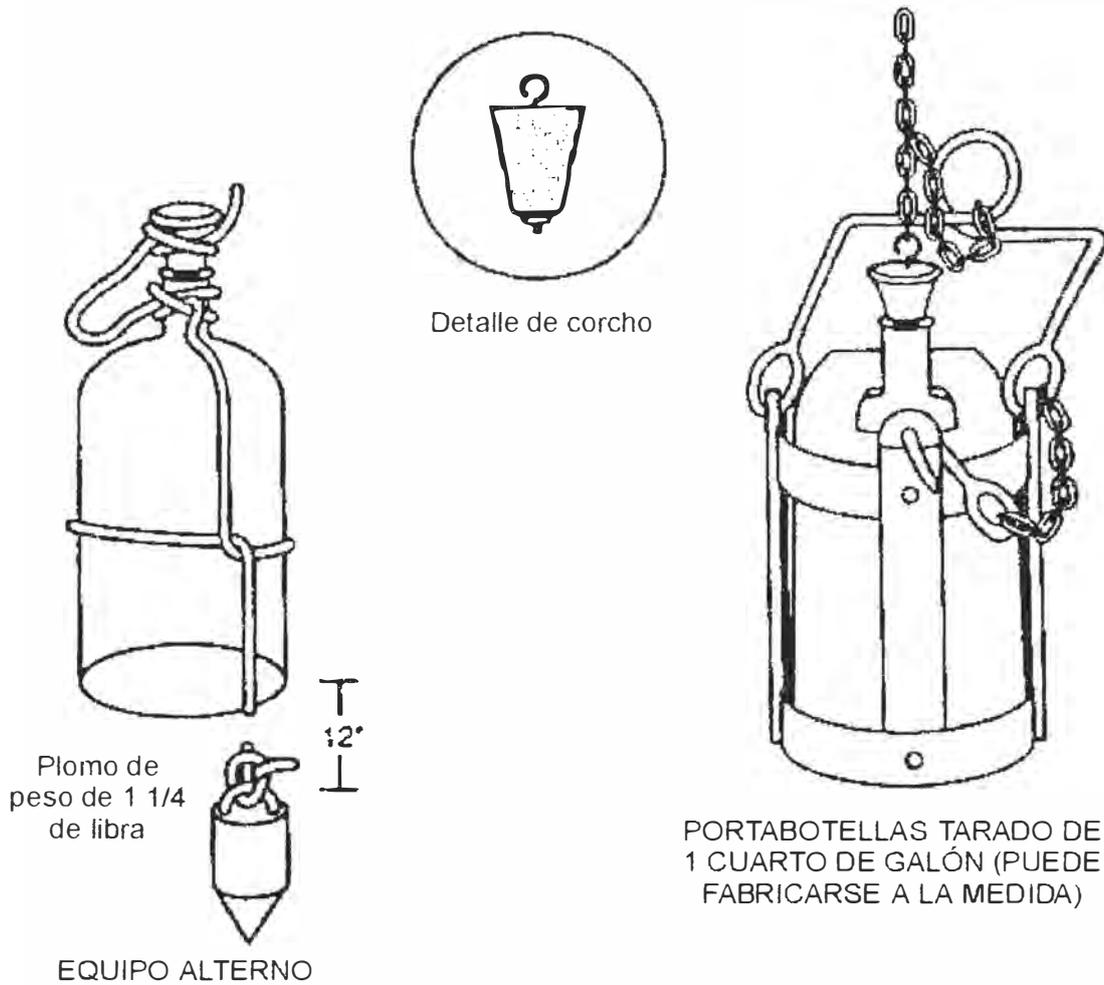
SONDEO



ULLAGE

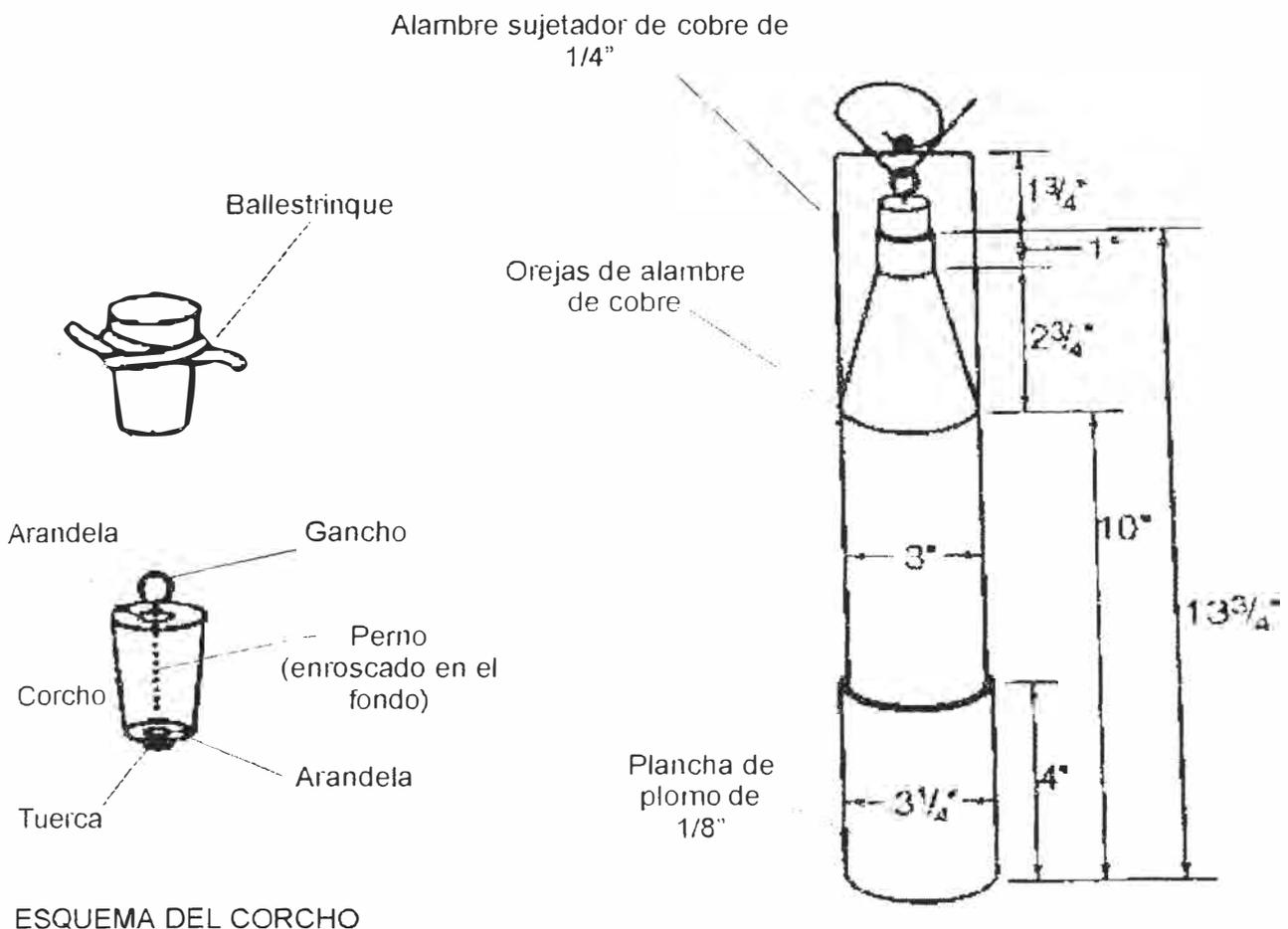
MEDICION AGUA LIBRE

Figura N° 3



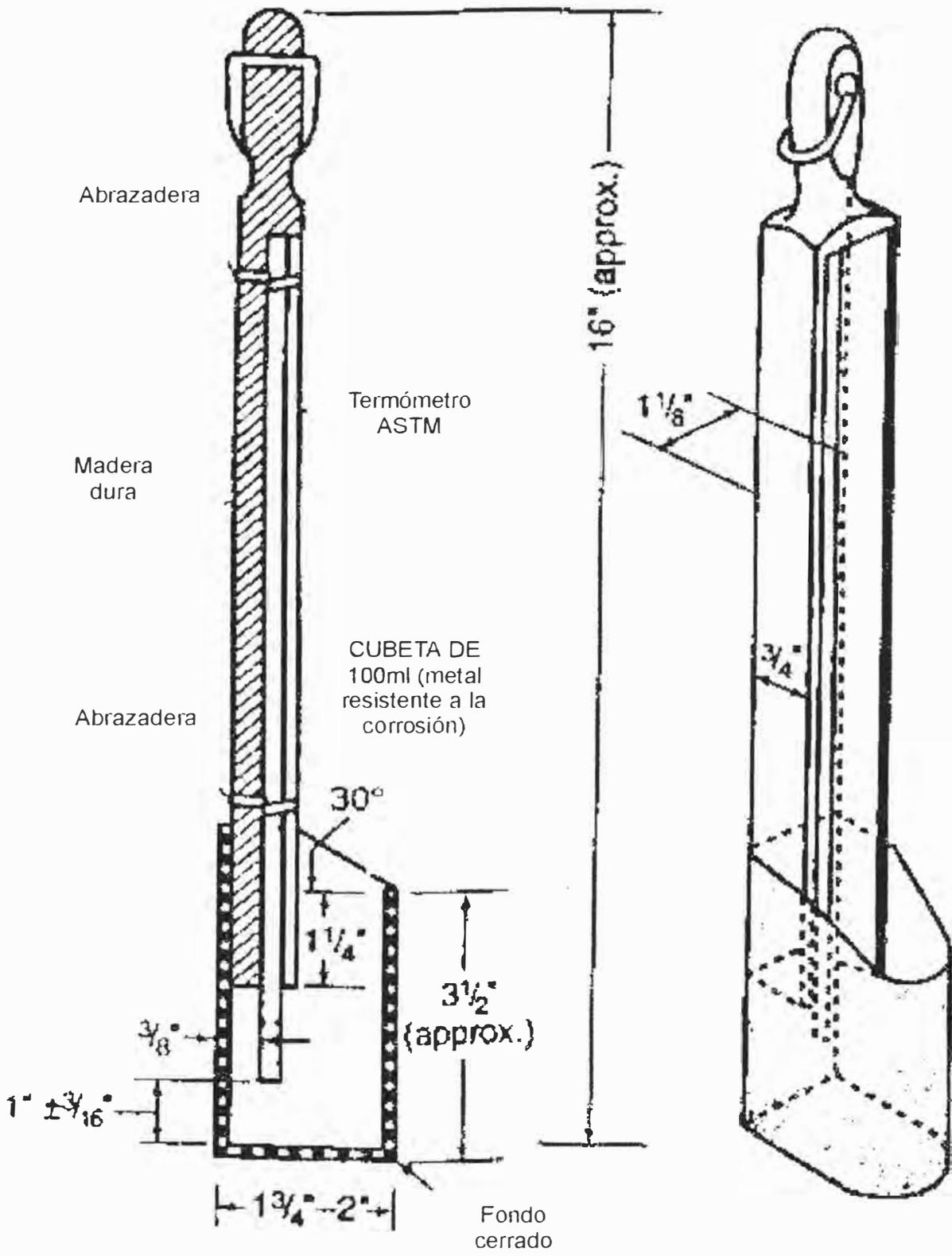
ACCESORIOS TÍPICOS DE RECIPIENTES PARA MUESTREOS CON BOTELLA

Figura Nº 4



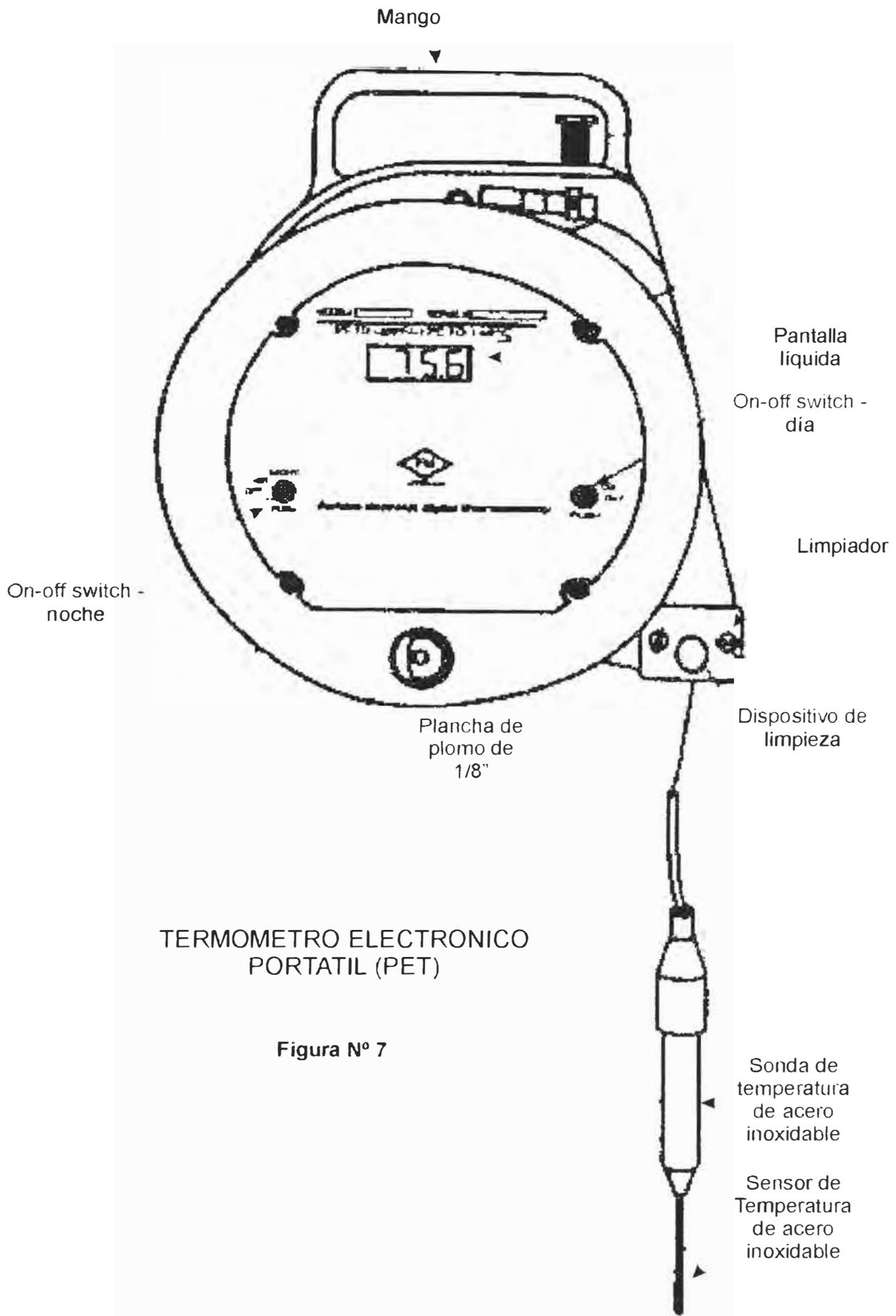
ACCESORIOS TÍPICOS DE RECIPIENTES PARA MUESTREO CON RECIPIENTE PARA MUESTRA CORRIDA

Figura N° 5



TERMOMETRO DE CUBETA

Figura N° 6



MEDICION DE ULLAGES A BORDO (VESSEL MEASUREMENTS) / CABOTAJE

ANTES DE (BEFORE)
 DESPUES DE (AFTER)

CARGAR (LOADING)
 DESCARGAR (DISCHARGE)

BUQUE (VESSEL)
PUERTO

LOBITOS
CALLAO

FECHA (DATE)

17 de Julio 2004

BANDA (WING)	TKS	PRODUCTO (PRODUCT)	Ullage Inicial Pies-pulg	Correccion x Brazola (Strap Corr.)	Correccion x Trimado (Trim Corr.)	Ullage Final Pies-pulg	Barriles Brutos (T.O.V)	Agua (Water)		API	Temp @ F	Barriles Observados (G.O.V.)	Factor ASTM 6A/6B	Bls. Gruesos @ 60 F (G.S.V.)
								Cm	Bls.					
BABOR (PORT)	1	VACIO												
	2	GAS-84	4' 6.0"		4.50"	4' 10.50"	6199.00			59.8	63.0	6199.00	0.9979	6186.00
	3	DIESEL-2	16' 2.5"		3.25"	16' 5.75"	3853.00			33.7	63.0	3853.00	0.9986	3848.00
	4	DIESEL-2	4' 6.50"		5.75"	5' 0.25"	11951.00			33.7	64.0	11951.00	0.9982	11929.00
	5	LASTRE	31' 11.5"											
	6	VACIO												
	7	DIESEL-2	4' 7.25"		1.25"	4' 8.50"	4606.00			33.7	66.0	4606.00	0.9973	4594.00
	8	SLOP	4' 10.25"											
ESTRIBOR (STARBOARD)	1	VACIO												
	2	GAS-84	4' 7.25"		2.0"	4' 9.25"	6231.00			59.8	63.0	6231.00	0.9979	6218.00
	3	DIESEL-2	17' 1.0"		3.25"	17' 4.25"	3749.00			33.7	63.0	3749.00	0.9986	3744.00
	4	DIESEL-2	4' 4.25"		5.75"	4' 10.0"	12004.00	1.25"	17	33.7	64.0	11987.00	0.9982	11965.00
	5	LASTRE	33' 5.25"											
	6	VACIO												
	7	DIESEL-2	4' 7.0"		1.25"	4' 8.25"	4610.00			33.7	66.0	4610.00	0.9973	4598.00
CENTRO (CENTER)	1	GAS-PRIMARIA	16' 11.25"		2.5.0"	17' 1.75"	9318.00	7.25"	140	63.5	63.5	9178.00	0.9975	9155.00
	2	GAS-84	4' 7.25"		2.5.0"	4' 9.75"	15569.00			59.8	64.0	15569.00	0.9973	15527.00
	3	VACIO												
	4	LASTRE	35' 4.5"											
	5	DIESEL-2	4' 5.25"		0.75"	4' 6.10"	12574.00			33.7	67.0	12574.00	0.9968	12534.00
	6	KEROSENE	26' 1.75"		6.25"	26' 8.0"	14834.00			42.4	64.5	14834.00	0.9977	14800.00
	7	DIESEL-2	4' 11.25"		2.5.0"	5' 1.75"	12525.00			33.7	68.0	12525.00	0.9963	12479.00

TOTAL PRODUCTOS A BORDO (TOTAL ON BOARD)

PRODUCTOS	API	G.S.V. PTO. ANT.	G.S.V. ARRIBO	DIF Bls.	%	DISCHARG. G.S.V.	BILL OF LADING	DIF
(*) GAS-84	59.8	27898.00	27931	33	0.12		18104	
(*) KEROSENE	42.4	14706.00	14800	94	0.64		12000	
DIESEL-2	33.7	65598.00	65689	91	0.14			
GAS-PRIMARIA	63.5	9152.00	9155	3	0.03			

CALADO PROA. MTS	6.40
CALADO POPA. MTS	9.45
TRIMADO MTS	3.05
ESCORA(LIST)	NIL

CONDICION DEL MAR (SEA CONDITION)

MAR CALMO (LIGHT SWELL)
 MAR MEDIANO (MEDIUM SWELL)

(*) : Producto a descargar en el Callao

SURVEYOR

CUADRO N° 4

REP. DE BUQUE

REP. DE TERMINAL

MEDICION DE ULLAGES A BORDO (VESSEL MEASUREMENTS) / CABOTAJE

ANTES DE (BEFORE)
 DESPUES DE (AFTER)

CARGAR (LOADING)
 DESCARGAR (DISCHARGE)

BUQUE (VESSEL)
 PUERTO

LOBITOS
 CALLAO

FECHA (DATE)

17 de Julio 2004

BANDA (WING)	TKS	PRODUCTO (PRODUCT)	Ullage Inicial Pies-pulg	Correccion x Brazola (Strap Corr)	Correccion x Trimado (Trim Corr)	Ullage Final Pies-pulg	Barriles Brutos (T.O.V)	Agua (Water)		API	Temp a F	Barriles Observados (G.O.V.)	Factor ASTM 6A/6B	Bls. Gruesos @ 60 F (G.S.V.)	
								Cm	Bls.						
BABOR (PORT)	1	VACIO													
	2	VACIO													
	3	DIESEL-2	16' 1.0"		3.50"	16' 4.50"	3866.00			33.7	62.5	3866.00	0.9989	3862.00	
	4	DIESEL-2	4' 2.0"		6.50"	4' 8.50"	112036.00			33.7	64.0	112036.00	0.9982	111834.00	
	5	LASTRE	31' 9.25"												
	6	VACIO													
	7	DIESEL-2	4' 6.5"		1.50"	4' 8.0"	4611.00			33.7	65.5	4611.00	0.9975	4599.00	
	8	SLOP	4' 10.25"												
ESTRIBOR (STBD)	1	VACIO													
	2	VACIO													
	3	DIESEL-2	16' 11.25"		3.50"	17' 2.75"	3765.00			33.7	62.5	3765.00	0.9986	3760.00	
	4	DIESEL-2	4' 0.25"		6.50"	4' 6.75"	12077.00	1."	13	33.7	64.0	12064.00	0.9982	12042.00	
	5	LASTRE	33' 4.0"												
	6	VACIO													
	7	DIESEL-2	4' 6.0"		1.50"	4' 7.50"	4618.00			33.7	65.5	4618.00	0.9973	4606.00	
CENTRO (CENTER)	1	GAS-PRIMARIA	16' 10.50"		3.0"	17' 1.50"	9324.00	8.5"	166	63.5	63.5	9158.00	0.9975	9135.00	
	2	GAS-84	21' 8.25"		3.0"	21' 11.25"	9707.00			59.8	64.0	9707.00	0.9973	9681.00	
	3	VACIO													
	4	LASTRE	35' 2.25"												
	5	DIESEL-2	4' 5.25"		0.75"	4' 6.0"	12574.00			33.7	67.0	12574.00	0.9968	12534.00	
	6	KEROSENE	45' 7.0"		7.25"	46' 2.25"	2617.00			42.4	64.0	2617.00	0.9977	2611.00	
	7	DIESEL-2	4' 10.0"		3.00"	5' 1.0"	12542.00			33.7	67.0	12542.00	0.9963	12496.00	

TOTAL PRODUCTOS A BORDO (TOTAL ON BOARD)

PRODUCTOS	API	G.S.V. ARRIBO	G.S.V. ZARPE	DIF Bls.	%	DISCHARG. G.S.V.	BILL OF LADING	DIF
(*) GAS-84	59.8	27931.00	9681	-18250	-65.34	18250.00	18104	
(*) KEROSENE	42.4	14800.00	2612	-12188	-82.35	12188.00	12000	
DIESEL-2	33.7	65689.00	65918	229	0.35			
GAS-PRIMARIA	63.5	9155.00	9134	-21	-0.23			

CALADO PROA. MTS	5.64
CALADO POPA. MTS	9.14
TRIMADO MTS	3.50
ESCORA(LIST)	NIL

CONDICION DEL MAR (SEA CONDITION)

MAR CALMO (LIGHT SWELL)
 MAR MEDIANO (MEDIUM SWELL)

(*) : Producto a descargado en el Callao

SURVEYOR

REP. DE BUQUE

REP. DE TERMINAL

REPORT OF SHORE QUANTITY
Reporte de Tierra

INDICATE Load Port Discharge Port

VESSEL :			PORT / TERMINAL :				PRODUCT :			VOYAGE :		DATE / TIME GAUGED															
Nave			Puerto / terminal				Producto KEROSENE			Viaje		Dia / Hora															
TANK N°	DATE	TIME	REFERENCE	OBSERVED HEIGHT	ULLAGE (ft / m)	TOTAL OBSERVED VOLUME	FREE WATER / Agua		GROSS OBSERVED VOLUME	CTSH	Floating Roof	TEMP.	APF @ 60°F or Density @ 15°C	VCF TABLE (6B)	GROSS STANDARD VOLUME (Bls)	S & W CONTENT	NET STANDARD VOLUME (Bbls)										
Tanque	Fecha	Hora	Altura de Referencia	Altura observada	INNAGE (ft / m)	Volumen Total Observado	INNAGE (Sonda)	VOLUMEN (volumen)	ED volumen grueso observado	Correc.	Adjust.	(°F / °C)			(Blis)	%	Bbls	Volumen neto standard									
2A	17/07/2004	06:15	41.7.1	41.7.1	27.5.4	38,628.10	Nil		38,628.10			63	41.3	0.9985	38,570.16			38,570.16									
	18/07/2004	17:35	41.7.1	41.7.1	32.9.3	46,072.08	Nil		46,072.08			64	41.7	0.9980	45,979.94			45,979.94									
TOTALS THIS TANK / Totales de este tanque																		7,409.78			7,409.78						
8A	17/07/2004	06:25	36.11.4	36.11.4	4.8.4	1,360.32	0.3.7	81.87	1,278.45			64	39.9	0.9981	1,276.02			1,276.02									
	18/07/2004	17:45	36.11.4	36.11.5	15.10.7	4,602.15	Nil		4,602.15			64	41.7	0.9980	4,592.95			4,592.95									
TOTALS THIS TANK / Totales de este tanque																		3,316.93			3,316.93						
PRODUCTO EN LINEA ANTES DESCARGA																		184.28			63	41.3	0.9985	-184.00			-184.00
PRODUCTO DESPACHADO																		1,661			64	41.7	0.9980	1,657.68			1,657.68

GROSS STANDARD VOLUME (Bls)	12,200.39	Net standard volume (Blis)	12,200.39
Volumen grueso standard		Volumen neto standard	
PLUS FREE WATER ()		Net Long Tons	
Agua Libre		Toneladas Largas Netas	
TOTAL CALCULATED VOLUME ()		Net Metric Tons	
Total volumen calculado		Toneladas Métricas Netas	
PERCENT SEDIMENT AND WATER		Gross Long Tons	
Porcentaje de agua y sedimentos		Toneladas Largas Gruesas	
SEDIMENT AND WATER () VESSEL / SHORE		Gross Metric Tons	
Agua y sedimentos (buque / tierra)		Toneladas Métricas Gruesas	

SIGNATURES	
Terminal's Representative	Surveyors

CUADRO N° 0

REPORT OF SHORE QUANTITY
Reporte de Tierra

INDICATE Load Port Discharge Port

VESSEL : Nave Lobitos			PORT / TERMINAL : Puerto / terminal CALLAO			PRODUCT : Producto GAS-84			VOYAGE : Viaje 09. 04			DATE / TIME GAUGED Dia / Hora 19 / 07 / 04 14:30						
TANK N° Tanque	DATE Fecha	TIME Hora	REFERENCE HEIGHT Altura de Referencia	OBSERVED HEIGHT Altura observada	ULLAGE (ft / m) INNAGE (ft / m)	TOTAL OBSERVED VOLUME (Bls) Volumen Total Observado	FREE WATER / Agua		GROSS OBSERVED VOLUME Volumen grueso observado	CTSH Correc	Floati ng Roof Adius	TEMP. (°F / °C)	° API @ 60°F or Density @ 15°C	VCF TABLE (6B)	GROSS STANDARD VOLUME (BLS)	S & W CONTENT		NET STANDARD VOLUME (Bbls) Volumen neto standard
							INNAGE (Sonda)	VOLUMEN (volumen)								%	Bbls	
6A	16/07/2004	23:30	47.5.3	47.5.3	14.1.7	14,411.12	Nil		14,411.12			62	59.4	0.9986	10,396.54			10,396.54
	18/07/2004	17:20	47.5.3	47.5.4	30.2.7	22,510.98	Nil		22,510.98			63	59.7	0.998	22,465.96			22,465.96
TOTALS THIS TANK / Totales de este tanque														12,069.42			12,069.42	
11	16/07/2004	23:50	43.10.5	43.10.6	11.7.3	2,658.86	Nil		2,658.86			63	59.3	0.9979	2,653.28			2,653.28
	18/07/2004	17:00	43.10.5	43.10.7	32.2.7	7,282.64	Nil		7,282.64			64	59.6	0.9973	7,262.98			7,262.98
TOTALS THIS TANK / Totales de este tanque														4,809.70			4,809.70	
PRODUCTO DESPACHADO									1,521			63	59.7	0.998	1,517.96			1,517.96

GROSS STANDARD VOLUME (BLS) Volumen grueso standard	18,197.08	Net standard volume (Bbls) Volumen neto standard	18,197.08
PLUS FREE WATER (_____) Agua Libre		Net Long Tons Toneladas Largas Netas	
TOTAL CALCULATED VOLUME (_____) Total volumen calculado		Net Metric Tons Toneladas Métricas Netas	
PERCENT SEDIMENT AND WATER Porcentaje de agua y sedimentos		Gross Long Tons Toneladas Largas Gruesas	
SEDIMENT AND WATER (_____) VESSEL / SHORE Agua y sedimentos (buque / tierra)		Gross Metric Tons Toneladas Métricas Gruesas	

SIGNATURES	
Terminal's Representative	Surveyors

BALANCE DEL B.A.P. LOBITOS V.-009-2004

BALANCE PUERTO POR PUERTO

PRODUCTO	CARGADO (PLANTA)	ULLAGES PTO. CARGA	CONCHAN				CALLAO				SUPE				SALAVERRY			
			B/L	RECIB PTA.	DIFRN CIA	%	B/L	RECIB PTA.	DIFRN CIA	%	B/L	RECIB PTA.	DIFRN CIA	%	B/L	RECIB PTA.	DIFRN CIA	%
N. CRAQUEADA	22237	22172	22237	22158.00	-79.00	-0.36												
GAS. 84	28104	28181					18104	18197.08	93.08	0.51	1500	1589.15	89.15	5.94	8500	8125.65	-374.35	-4.40
KEROSENE	30756	30736	15756	15822.00	66.00	0.42	12000	12200.39	200.39	1.67					3000	2623.13	-376.87	-12.56
DIESEL 2	65650	65838									32000	32198.35	198.35	0.62	33650	33478.30	-171.70	-0.51

BALANCE DE TODO EL CARGAMENTO

PRODUCTO	CARGADO (PLANTA)	TOTAL RECIBIDO EN TIERRA	DIFERENCIA	%
N. CRAQUEADA	22237	22158.00	-79.00	-0.36
GAS. 84	28104	27911.88	-192.12	-0.68
KEROSENE	30756	30645.52	-110.48	-0.36
DIESEL 2	65650	65676.65	26.65	0.04

BALANCE TOTAL	146747	146392.05	-354.95	-0.24
----------------------	---------------	------------------	----------------	--------------

CUADRO N°9



ANTES DE (BEFORE)
DESPUES DE (AFTER)



CARGAR (LOADING)
DESCARGAR (DISCHARGE)

BUQUE (VESSEL)
PUERTO

LOBITOS
CALLAO

FECHA (DATE)

10 de Octubre 2004

BANDA (WING)	TKS	PRODUCTO (PRODUCT)	Ullage Inicial Pies-pulg	Correccion x Brazola (Strap. Corr.)	Correccion x Trimado (Trim Corr.)	Ullage Final Pies-pulg	Barriles Brutos (T.O.V)	Agua (Water)		API	Temp a F	Barriles Observados (G.O.V.)	Factor ASTM 6A/6B	Bls. Gruesos a 60 F (G.S.V.)	
								Cm	Bls.						
BABOR (PORT)	1	DIESEL-2	05'06 1 2"		1.1 2"	05'08"	4515.90			33.5	66.5	4515.90	0.9970	4502.35	
	2	DIESEL-2	12'01"		1.3 4"	12' 02 3 4"	5068.79	2"		33.5	66.5	5068.79	0.9970	5053.58	
	3	DIESEL-2	15'01"		1.1 4"	15'02.1 4"	4008.96			33.5	66.5	4008.96	0.9970	3996.93	
	4	DIESEL-2	07'11"		2.1 4"	08' 01 1 4"	11113.36			33.5	66.0	11113.36	0.9972	11082.24	
	5	LASTRE													
	6	DIESEL-2		10'08 1 4"		3.1 4"	10' 11 1 2"	10213.28	3 1 2"	44.47	33.5	66.0	10168.81	0.9972	10140.34
	7	DIESEL-2		08'11"		1 2"	08' 11 1 2"	4092.28			33.5	67.0	4092.28	0.9967	4078.78
ESTRIBOR (STBD)	1	DIESEL-2	05'04"		1.1 2"	05'05 1 2"	4587.22			33.5	66.5	4587.22	0.9970	4573.46	
	2	DIESEL-2	11'06 1 2"		3 4"	11' 07 1 4"	5177.77	2"	5.04	33.5	66.5	5172.73	0.9970	5157.21	
	3	DIESEL-2	13'00 1 4"		1.1 4"	13'01 1 2"	4260.59			33.5	66.5	4260.59	0.9970	4247.81	
	4	DIESEL-2	07'10 1 4"		2.1 4"	08' 01 1 2"	11131.17			33.5	66.0	11131.17	0.9972	11100.00	
	5	LASTRE													
	6	DIESEL-2		10'09 3 4"		3.1 4"	11' 01"	10164.36	1 4"	2.86	33.5	66.0	10161.50	0.9972	10133.05
	7	DIESEL-2		09'01"		1 2"	09' 01 1 2"	4073.65			33.5	67.0	4073.65	0.9967	4060.21
CENTRO (CENTER)	1	DIESEL-2	04'10"		1"	04' 11"	12774.58	1 4"	4.23	33.5		12770.35	0.9963	12723.10	
	2	DIESEL-2	19'11 1 4"		1"	20'00 1 4"	10358.94			33.5		10358.94	0.9965	10322.68	
	3	DIESEL-2	13'04 1 4"		1.1 4"	13'05 1 2"	10250.89			33.5		10250.89	0.9963	10212.96	
	4	LASTRE								33.5					
	5	DIESEL-2		10'00 3 4"		1 4"	10'00.1 2"	11024.37			33.5		11024.37	0.9954	10973.66
	6	DIESEL-2		07'04 3 4"		2.1 2"	07'07.1 4"	26789.48			33.5		26789.48	0.9958	26676.96
	7	DIESEL-2		04'11.1 2"		1"	05'00.1 2"	12553.50	1 4"	2.82	33.5		12550.68	0.9956	12495.46

TOTAL PRODUCTOS ABORDO (TOTAL ON BOARD)					
PRODUCTOS			G.S.V. ARRIBO	DIF Bls.	°.
DIESEL-2	35.5	161531.00	161.526.16	-4.84	0.00

29'06"
33'06"
TRIMADO MTS
4'06"
NIL.

MAR CALMO (LIGHT SWELL)
 MAR MEDIANO (MEDIUM SWELL)

SURVEYOR

CUADRO N° 13

REP. DE BUQUE

REP. DE TERMINAL

MEDICION DE ULLAGES A BORDO (VESSEL MEASUREMENTS) / CABOTAJE

X

ANTES DE (BEFORE)
DESPUES DE (AFTER)

X

CARGAR (LOADING)
DESCARGAR (DISCHARGE)

BUQUE (VESSEL)
PUERTO

LOBITOS
CALLAO

FECHA (DATE)

11 de Octubre 2004

BANDA (WING)	TKS	PRODUCTO (PRODUCT)	Ullage Inicial Pies-pulg	Correccion x Brazola (Strap Corr)	Correccion x Trimado (Trim Corr)	Ullage Final Pies-pulg	Barriles Brutos (T.O.V)	Agua (Water)		API	Temp a F	Barriles Observados (G.O.V.)	Factor ASTM 6A/6B	Bls. Gruesos a 60 F (G.S.V.)	
								Cm	Bls.						
BABOR (PORT)	1	VACIO													
	2	DIESEL-2	12"00 1 2"		2 3 4"	12'03 1 4"	5062.40	2"	4.64	33.5	67.0	5057.76	0.9967	5041.07	
	3	DIESEL-2	34'11"		2"	35'01"	1607.64			33.5	66.0	1607.64	0.9972	1603.14	
	4	DIESEL-2	07'09 1 2"		3 1 2"	08'01"	11119.02			33.5	66.5	11119.02	0.9970	11085.66	
	5	LASTRE													
	6	DIESEL-2	10'06 3 4"		5"	10'11 3 4"	10207.62	3 1 2"	44.47	33.5	67.5	10163.15	0.9965	10127.58	
	7	VACIO													
ESTRIBOR (STBD)	1	VACIO													
	2	DIESEL-2	11"05 3 4"		1 1 4"	11'07"	5180.97	2"	5.04	33.5	67.0	5175.93	0.9967	5158.85	
	3	DIESEL-2	32'10 1 2"		2"	33'00 1 2"	1853.82			33.5	66.0	1853.82	0.9972	1848.63	
	4	DIESEL-2	07'09 1 4"		3 1 2"	08'00 3 4"	11125.50			33.5	66.5	11125.50	0.9970	11092.12	
	5	LASTRE													
	6	DIESEL-2	10'08 1 2"		5"	11'01 1 2"	10153.04	1 4"	2.86	33.5	67.5	10150.18	0.9965	10114.65	
	7	VACIO													
CENTRO (CENTER)	1	DIESEL-2	25'09.1 4"		1 1 2"	25'10 3 4"	6851.79			33.5	68.0	6851.79	0.9963	6826.44	
	2	DIESEL-2	19'10 3 4"		1 1 2"	20'00.1 4"	10358.94			33.5	68.0	10358.94	0.9963	10320.61	
	3	DIESEL-2	13'04 1 4"		2"	13'06 1 4"	10233.48			33.5	69.0	10233.48	0.9958	10190.50	
	4	LASTRE													
	5	VACIO													
	6	DIESEL-2	31'01 1 2"		3 3 4"	31'05 1 4"	11845.33			33.5	69.5	11845.33	0.9956	11793.21	
	7	DIESEL-2	26'07 1 4"		1 1 2"	26'08 3 4"	6529.88			33.5	69.0	6529.88	0.9958	6502.45	

TOTAL PRODUCTOS A BORDO (TOTAL ON BOARD)								
PRODUCTOS	API	G.S.V. ARRIBO	G.S.V. ZARPE	DIF Bls.	%	DISCHARG. G.S.V.	BILL OF LADING	DIF
DIESEL-2	33.5	161526.16	101705	-59.821 24	-37.04	59821.24	60.000	-178.76

CALADO PROA. MTS	21' 1 4"
CALADO POPA. MTS	27' 1 4"
TRIMADO MTS	6' 00"
ESCORA(LIST)	NIL

CONDICION DEL MAR (SEA CONDITION)

X	MAR CALMO (LIGHT SWELL)
	MAR MEDIANO (MEDIUM SWELL)

SURVEYOR

REP. DE BUQUE

REP. DE TERMINAL

REPORT OF SHORE QUANTITY
Reporte de Tierra

INDICATE Load Port Discharge Port

VESSEL			PORT TERMINAL			PRODUCT			VOYAGE			DATE TIME GAUGING						
Nave			Puerto terminal			Producto			Viaje			Dia Hora						
Lobos			CALLAO			DIESEL-2			15-04			12 10 2004 09:00						
TANK N°	DATE	TIME	REFERENCE HEIGHT	OBSERVED HEIGHT	ULLAGE (ft. m)	TOTAL OBSERVED VOLUME (Bbls)	FREE WATER Agua		GROSS OBSERVED VOLUME	CTSH	Ticobin g Root Adjust	TEMP (F. °C)	API 60 F or Density @ 15 C	VOLUME TABLE (Bbl)	GROSS STANDARD VOLUME (Bbls)	S & W CONTENT		NET STANDARD VOLUME (Bbls)
							INNAGE (Sonda)	VOLUMEN (volumen)								°	Bbls	
Tanque	Fecha	Hora	Altura de Referencia	Altura observada	INNAGE (ft. m)	Volumen Total Observado			Volumen grueso observado									Volumen neto Standard
1A	10 10 04	06 15	41 0.3	41 0.1	9.11 7	20,655.44	Nil		20,655.44		00	33.8	0.0050	20,570.75			20,570.75	
	12 10 04	06 2	41 0.3	41 0.1	25.7 6	52,195.07	Nil		52,195.07		00	35.2	0.0058	51,970.75			51,970.75	
TOTALS THIS TANK Totales de este tanque															31,400.00		31,400.00	
28	10 10 04	06 40	47 1.4	47 1.4	11 1 0	1,865.80	Nil		1,865.80		00	33.7	0.0073	1,860.70			1,860.70	
	12 10 04	06 40	47 1.4	47 1.4	11 10 4	23,110.10	Nil		23,110.10		70	35.4	0.0054	23,003.79			23,003.79	
TOTALS THIS TANK Totales de este tanque															21,143.03		21,143.03	
PRODUCTO DESPACHADO															5,256.07		5,256.07	
PRODUCTO EN LINEA ANTES Y DESPUES DESCARGA															2,056.07		2,056.07	

Net Standard Volume	59,861.50	Net Standard Volume	59,861.50
Gross Standard Volume		Gross Standard Volume	
Water		Water	
Total Volume		Total Volume	
Percentage of water and sediment		Percentage of water and sediment	
Water and sediment (liters)		Water and sediment (liters)	

SIGNATURES	
Terminal's Representative	Surveyors

BALANCE DEL B.A.P. LOBITOS V.-015-2004

BALANCE PUERTO POR PUERTO

PRODUCTO	CARGADO (PLANTA)	ULLAGES PTO. CARGA	CALLAO				CONCHAN				SUPE				ETEN			
			B/L	RECIB PTA.	DIF.	%	B/L	RECIB PTA.	DIF	%	B/L	RECIB PTA.	DIF	%	B/L	RECIB PTA.	DIF	%
DIESEL 2	161295	161531	60000	59861.50	-138.50	-0.23	45000	45072.00	72.00	0.16	20000	19890.14	-109.86	-0.55	36295	36373.51	78.51	0.22

BALANCE DE TODO EL CARGAMENTO

PRODUCTO	CARGADO (PLANTA)	TOTAL RECIBIDO EN TIERRA	DIFERENCIA	%
DIESEL 2	161295	161197.15	-97.85	-0.06
BALANCE TOTAL	161295	161197.15	-97.85	-0.06

CUADRO N°17