

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica**



## **ESTANDARIZACION EN LA MEDICION DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS EN OPERACIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN TERMINALES**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO PETROQUIMICO**

**ELABORADO POR:**

**MAGALI MARIA DEXTRE CUBILLAS**

**PROMOCION 1998-0**

**LIMA – PERU**

**2010**

*A mis queridas padres por su amor,  
apoyo y comprensión.*

*A mi querida hija Ariadna, quien me  
inspira cada día a ser mejor*

## Tabla de Contenidos

<b>CAPITULO 1:</b>	<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos	1
1.2.1	Objetivo General	1
1.2.2	Objetivo Especifico	1
<b>CAPITULO 2:</b>	<b>REVISION DE LA LITERATURA</b>	<b>2</b>
2.1.	Terminales Marítimos	2
2.1.1.	Generalidades	2
2.1.2.	Almacenamiento y despacho	3
2.1.2.1.	Sistema de recepción	3
2.1.2.2.	Sistema de almacenamiento	3
	a. Tanques de almacenamiento	4
	a.1. Por su construcción:	4
	a.2. Por su forma	6
2.1.2.3.	Tanques de decantación (Slop Tanks).	10
2.1.2.4.	Poza API	10
2.1.2.5.	Sistema de despacho	11
	a. Instalaciones y equipos de seguridad	11
	b. Equipos auxiliares	11
2.2.	Equipos de Trabajo	12
2.2.1.	En Operaciones de Carga y Descarga	12
2.2.1.1.	Cinta de medición (WINCHA)	12
2.2.1.2.	Plomadas y barras de medida	14
2.2.1.3.	Pastas indicadoras	15
2.2.1.4.	Termómetros	19
2.2.2.	En Laboratorio	22
2.2.2.1	Resumen del método	22
2.2.2.2	Procedimiento de fiscalización	23
2.2.2.3	Importancia y uso	26
<b>CAPITULO 3:</b>	<b>ASPECTOS LEGALES Y NORMATIVAS OBLIGATORIAS</b>	<b>27</b>
3.1.	Ministerio de Energía y Minas:	27
3.2.	Dirección General de Hidrocarburos:	28
3.3.	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN):	28
3.3.1.	Importancia:	28
3.3.2.	Funciones Principales	28
3.3.3.	Alcance	29
3.3.4.	Consecuencias de la Fiscalización.	30
<b>CAPITULO 4:</b>	<b>METODOLOGIA DE TRABAJO</b>	<b>32</b>
4.1.	Lugar de trabajo:	32
4.1.1.	Instalación Portuaria - Refinería Conchán	32
4.1.2.	Instalación Portuaria – Refinería Talara	33
4.1.3.	Instalación Portuaria – Terminal Bayóvar	34

4.1.4.	Instalación Portuaria Refinería La Pampilla.	35
4.1.5.	Instalación Portuaria Terminal Supe	35
4.1.6.	Instalación Portuaria – Terminal Eten	36
4.1.7.	Instalación Portuaria – Terminal Mollendo	37
4.1.8.	Instalación Portuaria – Terminal Chimbote	38
4.1.9.	Instalación Portuaria – Terminal Salaverry	39
4.1.10.	Instalación Portuaria – Terminal Callao	40
4.2.	Metodología	42
4.2.1.	Introducción	42
4.2.2.	Medición de Nivel, Temperatura y Muestreo de Productos	43
4.2.3.	Mediciones de Nivel	44
4.2.3.1.	Equipos y Materiales	44
4.2.4.	Procedimiento de Medición	45
4.2.4.1.	Lectura y Reporte de medidas	45
4.2.4.2.	Procedimiento de Medida Directa	46
4.2.4.3.	Procedimiento de Medición Indirecta	47
4.2.4.4.	Conversiones entre medidas directas e indirectas	49
4.2.5.	Procedimiento para medición de corte de agua	50
4.2.5.1.	Procedimiento de uso de pasta indicadora de agua	50
4.2.6.	Medición Manual de Temperatura	52
4.2.6.1.	Tipos de Termómetros	53
4.2.7.	Muestreo de Petróleo y Productos derivados	64
4.2.7.1.	Objetivo	64
4.2.7.2.	Condiciones requeridas para aplicar el muestro	64
4.2.7.3.	Consideraciones a tener en cuenta para aplicar el muestreo:	66
4.2.7.4.	Instrucciones especiales para el muestreo de algunos productos:	69
4.2.7.5.	Procedimiento de Muestreo	69
a.	Etiquetado de las Muestras	72
b.	Equipo de Muestreo	73
c.	Tipos de muestras:	76
4.3.	Factores de Corrección de Volumen:	79
4.3.1.	Tablas Normalizadas:	79
a.	Petróleo crudo:	79
b.	Productos blancos y negros	79
c.	Tablas de cubicación de tanques	79
<b>CAPITULO 5:</b>	<b>CALCULOS Y RESULTADOS</b>	<b>81</b>
5.1.	Generalidades:	81
5.2.	Antes de las Operaciones de Descarga	81
5.2.1.	Medición y Muestreo de Tanques	82
5.2.2.	Análisis de Laboratorio:	83
5.2.3.	Cuantificación de los productos iniciales en tanque	83
5.3.	Durante el Proceso de Descarga	87
5.3.1.	Comunicaciones	88
5.3.2.	Muestra de la tubería	88
5.4.	Después del Proceso de Descarga	88
5.4.1.	Medición y Muestreo de Tanques	89

5.4.2.	Análisis de Laboratorio	89
5.4.3.	Cuantificación de los Productos Finales en Tanques	92
5.4.4.	Conciliación en el Puerto de Descarga	93
5.4.5.	Calculo del Volumen Descargado	93
5.5.	Caso Práctico	98
5.6.	Balance Volumetrico	104

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

<b>MATERIAL DE REFERENCIA</b>	106
1. Bibliografía	
2. Apéndices	107
A.2.1. Formato de Cantidades en Tierra: Ejemplo Aplicativo	108
A.2.2. Formato de Cantidades en Tierra: Caso Práctico	109
A.2.3. Copia del Conocimiento de Embarque (B/L)	110
A.2.4. Cuadro Resumen de Carga y Descarga del Buque Tanque	111
A.2.5. Gráfica de las Variaciones de Volúmenes	112
A.2.6. Definiciones	

# CAPITULO 1

## INTRODUCCION

### 1.1. Introducción:

La industria petrolera está orientada a la explotación, producción y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados en el mercado nacional e internacional para satisfacer a sus clientes, en consecuencia uno de los procesos más importantes en la industria de los hidrocarburos es el manejo de los mismos desde las estaciones recolectoras en los campos de producción hasta su punto final de entrega.

La medición, aforo y cálculos de los hidrocarburos tiene una inmediata relación con todas las negociaciones que realiza la empresa, los clientes reciben el crudo y/o producto basado en las medidas realizadas la cuales deben ser efectuadas bajos las normas API y ASTM.

Otro aspecto importante es el Almacenamiento y Transporte de los hidrocarburos, cuando este es llevado a la superficie y se procesa, muchos de los hidrocarburos livianos se extraen mediante una serie de separadores de alta y baja presión, para luego el petróleo ser transferido a un tanque de almacenamiento, allí se procede con su deshidratación y adecuación para ser medido, aforado y transferido a su punto final de entrega.

El control de todos estos procesos es un tema que requiere de toda nuestra atención ya que realizándolo bajos las normas establecidas se obtendrán excelentes beneficios tanto para la empresa como para el cliente.

### 1.2. Objetivos:

#### 1.2.1. Objetivo General:

Establecer un procedimiento estandarizado en la medición de combustibles líquidos en las operaciones de transferencia de custodia en terminales marítimos.

#### 1.2.2. Objetivo Especifico:

- Evaluar los principales problemas existentes en una operación de transferencia de custodia de combustibles líquidos en un Terminal.
- Implementar un procedimiento de trabajo siguiendo los lineamientos establecidos por las normas nacionales e internacionales.

## **CAPITULO 2**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1. Terminales Marítimos**

##### **2.1.1. Generalidades**

Los Terminales Marítimos son instalaciones donde se amarran los buques tanques, con el propósito de cargar o descargar cargamentos, para ello deben contar con sistemas de recepción o carga, tanques de almacenamientos, equipos de bombeo y despacho, seguridad y equipos auxiliares.

El terminal forma parte de un sistema de comercialización nacional y/o internacional de hidrocarburos mediante operaciones de distribución, que involucran la transferencia de custodia de los hidrocarburos.

El lugar donde se ubican sus instalaciones son de dimensiones normadas que garantizan la seguridad de las operaciones en una forma sustentable.

Los Terminales, para la realización de sus operaciones cuentan básicamente con los equipos e instalaciones que a continuación se indican:

- ◆ Edificaciones.
- ◆ Sistema de Recepción.
- ◆ Sistema de Almacenamiento.
- ◆ Sistema de Despacho.
- ◆ Instalaciones y Equipos de Seguridad.
- ◆ Equipos Auxiliares.

##### **Edificaciones**

Los Terminales tienen oficinas administrativas adecuadas, almacenes, laboratorios, talleres de reparaciones, casa de fuerza dónde están instalados los grupos electrógenos para situaciones de emergencia, un sistema de abastecimiento de energía eléctrica externa, sala de calderas, casetas de seguridad, cerco perimetral. Todos los ambientes están provistos de servicios higiénicos y las

comodidades que el personal requiere para el desempeño de sus funciones.

## **2.1.2. Almacenamiento y despacho**

### **2.1.2.1. Sistema de recepción**

Los Terminales son abastecidos por Buques-Tanque, desde Refinerías Nacionales y con productos importados.

Los Terminales tienen un sistema de carga y descarga formado por un Muelle o un Amarradero de Boyas, desde los cuales parten las líneas que pueden ser para "Productos Blancos", para productos químicos, para "Productos Negros", para la descarga de GLP, para lastre y agua, las cuales deben ser de diferentes diámetros de acuerdo a los diseños de regímenes y presiones de carga o descarga. Todas estas líneas tienen un Múltiple de distribución. En este Múltiple se producen las derivaciones de las líneas que vienen del Muelle o Amarradero hacia los tanques de almacenamiento de los diferentes productos que se reciben en el Terminal. Asimismo, cuentan con distribuidores, los que facilitan la recepción con transferencias entre tanques o cualquier otro sistema operacional autorizado.

El trasiego de los productos desde el barco hacia el terminal y viceversa, se logra empleando ya sea brazos de carga (brazos rígidos) o mangueras. La elección del sistema a usar dependerá de las condiciones de la ubicación del muelle o amarradero de boyas, condiciones del mar, diseños de carga o descarga entre otros detalles.

### **2.1.2.2. Sistema de almacenamiento**

Está formado por los tanques de almacenamiento, tuberías y sus facilidades para el movimiento de los productos que comercializa el Terminal.

Los tanques están distribuidos de acuerdo a las fechas de su construcción, los primeros tanques generalmente se ubican cerca a las oficinas y posteriormente se pueden ir

habilitando áreas adicionales con muros de contención, para ubicar los nuevos tanques que se vayan a construir.

Durante el tiempo que vienen operando los Terminales, algunos tanques han cambiado el producto de almacenamiento inicial, obedeciendo estos cambios fundamentalmente a necesidades operativas.

A continuación se indican algunas de sus principales características:

#### **a. Tanques de almacenamiento**

Son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente, dependiendo el diseño y la construcción de éstos, de las características físicas y químicas de los líquidos por almacenar.

Por lo amplio del tema solo se darán algunas características de los Tanques atmosféricos usados en nuestro País.

#### **Clasificación**

En la industria del petróleo y derivados, los tanques para almacenamiento de crudo y/o combustibles se clasifican:

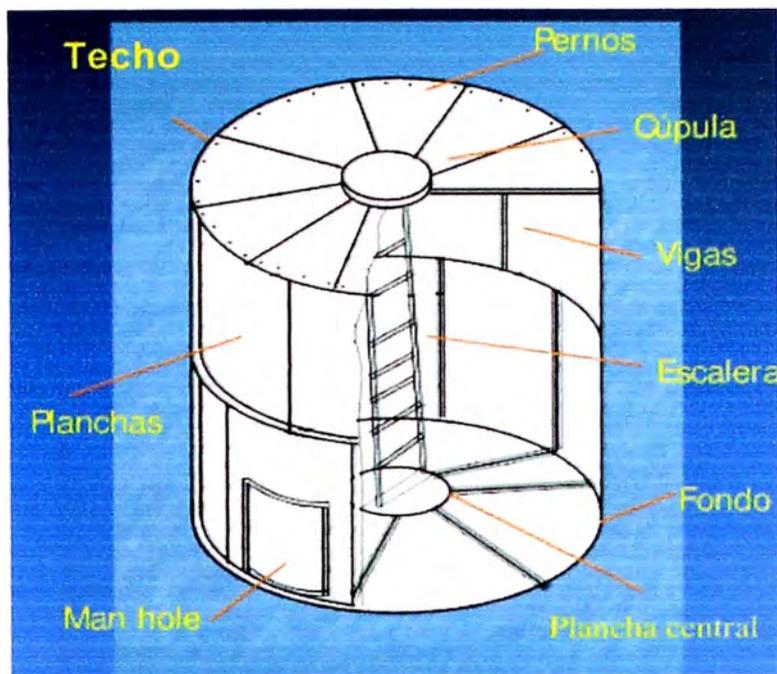
- por su construcción: empernados y soldados
- por su forma: cilíndricos y esféricos
- por su función: en techo fijo y techo flotante

##### **a.1. Por su construcción:**

#### **Tanques empernados**

Son construidos para patios de tanques de pequeñas capacidades o plantas de producción, cuya operación se estima sea temporal. El techos de estos tanques por lo general es de forma cónica, cuya altura con respecto a la horizontal varía entre 1" a 12". Toda la estructura es soportada por un

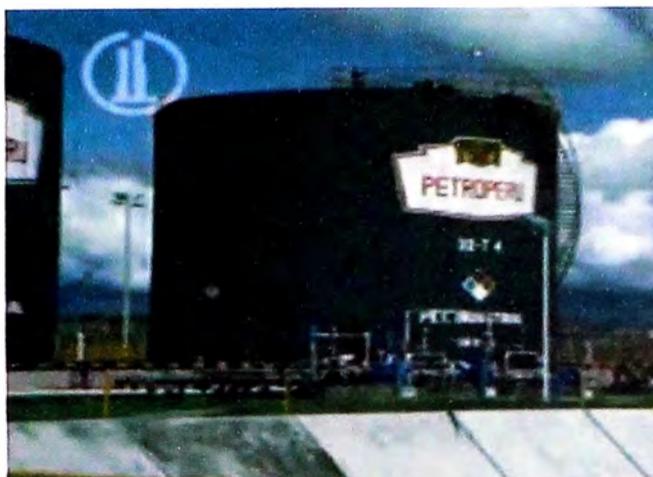
poste central, que descansa en la base mediante un sistema de vigas metálicas que se extiende del centro al cuerpo mismo. Son construidos de acuerdo a las especificaciones estándar API



### Tanques soldados

Son construidos para capacidades mayores de 3000 barriles. Los tanques pequeños son fabricados en el taller, no sucediendo lo mismo para tanques de mediana o gran capacidad cuya erección tiene que realizarse en el campo, requiriendo de personal especializado para los trabajos de soldadura.

Estos tanques tienen la ventaja, con respecto a los empernados, que las juntas de unión de las planchas son permanentes; evitando las fugas que regularmente se presentan en los tanques empernados después de un tiempo de servicio.



## a.2. Por su forma

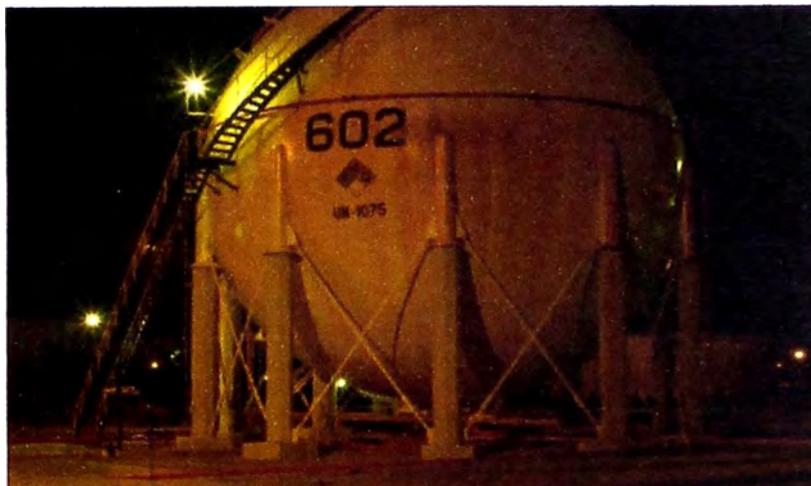
### Tanques cilíndricos

Son utilizados para almacenaje de productos como el petróleo que se recolecta a presiones cercanas a la atmosférica.



### Tanques esféricos

Se usan para almacenar productos ligeros como, propano, butano, etc. Su forma facilita que soporte presiones mayores de 25 psi.



#### **a.3. Por su función**

##### Tanque de techo flotante

Como su nombre lo indica, el techo se desplaza a lo largo del cuerpo cilíndrico dependiendo su posición del nivel de petróleo. Soportes de tubos metálicos son instalados en toda el área del techo, los cuales se sientan en el fondo, cuando el nivel del líquido es demasiado bajo

En un comienzo, el tipo más común de techo flotante fue la instalación de una plancha metálica de la forma de un perol de diámetro ligeramente menor al del cuerpo cilíndrico, que conlleva un sistema de zapatas flexibles que sirven para que el techo se deslice longitudinalmente.

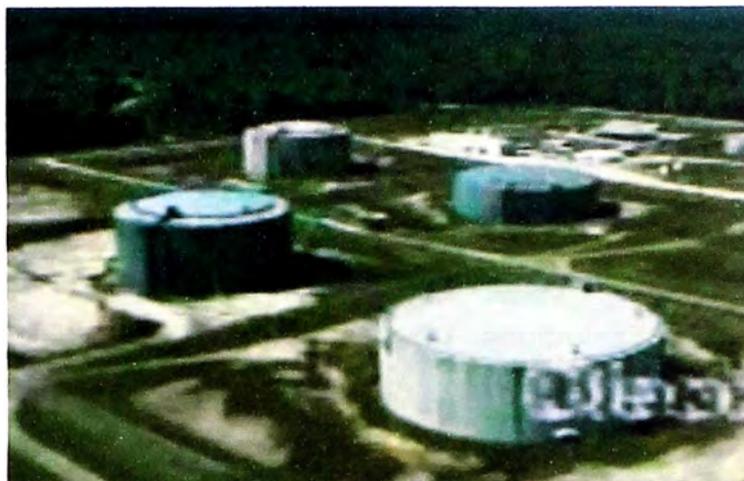
Posteriormente se innovó la construcción del techo flotante, colocando un compartimiento cerrado en la forma de un anillo alrededor del filo de éste para darle estabilidad y simplificar la estructura.

Actualmente, se construyen los techos flotantes usando 2 cubiertas de plancha de acero en toda el área del tanque. El espacio entre estas 2 cubiertas está dividido interiormente en compartimientos. Con este tipo de techo, el petróleo y/o combustible no recibe directamente el calor de los rayos solares, evitando pérdidas por evaporación, siendo una mejora con respecto a otros tipos de construcción ya citados porque dispone de un colchón de aire.

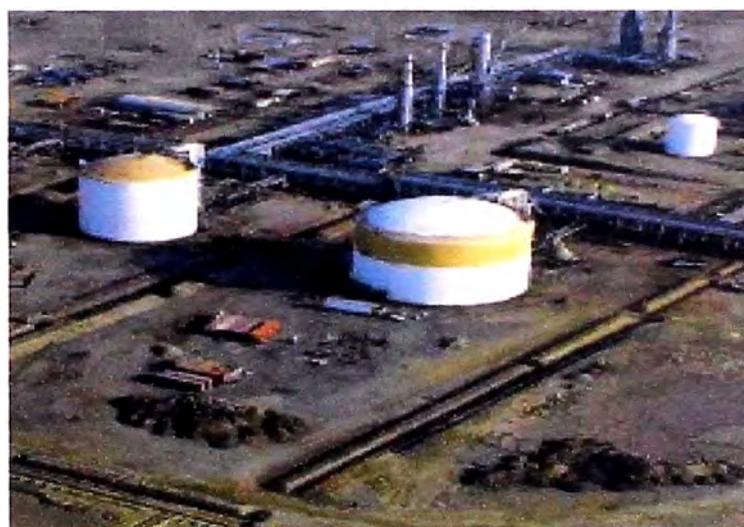


### **Tanques de Techo Fijo**

El techo de este tipo de tanques está soldado al cuerpo, siendo su altura siempre constante; dato que se utiliza como referencia para efectos de medición. Por lo general, el punto de succión de estos tanques es variable debido a que tienen un sifón que pende de un cable que se mueve a voluntad para colocar la succión a la altura más adecuada, dependiendo de la calidad del petróleo que se deba entregar.



**Tanque de Techo Plano**



**Tanque de Techo Cúpula**



**Tanque de Techo Cónico**

### **2.1.2.3. Tanque de decantación (Slop Tanks)**

Son tanques destinados a recibir las mezclas con hidrocarburos que se originan en las operaciones de drenado de tanques de almacenamiento y otros procesos. Como estas mezclas tienen un alto contenido de hidrocarburos y residuos sólidos, su descarga a los suelos o al mar está prohibido; deben ser retenidas y procesadas en el terminal o en los buques. Su acumulación en las operaciones rutinarias de un terminal puede ser considerable. En los buques es apreciable cuando no se utiliza el sistema de lavado con crudo y no se cuenta con tanques de lastre segregado.

Por ello, es indispensable reducir el volumen de estas mezclas al mínimo, sin producir contaminación y ello se logra mediante un segundo proceso de decantación, esta vez en los tanques "Slops" donde, por simple gravedad, se produce una nueva separación del agua y los hidrocarburos.

### **2.1.2.4. Poza API**

Los Terminales tienen sistemas separados de colección de desagües aceitosos, para coleccionar las aguas contaminadas con hidrocarburos, tales como las aguas de fondo de tanques, filtros u otro proceso que tenga contacto con hidrocarburos como las aguas de desaladoras, condensadores, enfriadores, etc. Los desagües aceitosos serán colectados y enviados a un sistema de separación de agua/aceite. La separación se efectuará en instalaciones tales como Separadores o Pozas API. Las Pozas API son sistemas diseñados para separar los hidrocarburos de la fase agua, basado en el tiempo de recepción en la poza, tamaño de partículas, propiedades de los hidrocarburos, velocidad de asentamiento de sólidos y velocidad de ascensión de las partículas y en los volúmenes a tratar.

### **2.1.2.5. Sistema de despacho**

Generalmente el sistema de despacho está formado por las líneas de transferencia de los tanques al puente de despacho, las islas donde se han instalado los sistemas de llenado por el fondo, las Bombas de Transferencia y los Puentes de despacho con sus correspondientes contómetros, el volumen despachado es determinado por la capacidad de la cisterna cubicada ya que se despacha "Al Domo".

Las bombas de despacho de productos se encuentran instaladas en un Patio Principal de Bombas, sin embargo para facilitar y disminuir pérdidas de carga y tener mayor regímenes de flujo, se ubican sistemas de bombas ( como las de transferencia o de productos negros), frente a los tanques.

#### **a. Instalaciones y equipos de seguridad**

Los Terminales tienen instalado un sistema de agua contra incendio, que cuente con tanques o pozas de almacenamiento de agua, líneas, hidrantes dotados de monitores y conexiones para mangueras, extintores portátiles, rodantes y camiones proporcionadores de espuma. El agua de reposición se obtiene de redes publicas o de tanques o de pozos existentes en el interior del Terminal, con sus correspondientes bombas.

#### **b. Equipos auxiliares**

1. El Terminal que opere con productos viscosos o negros tienen calderas para la generación de vapor. Se utilizan para calentar el Petróleo Industrial, los Asfaltos o productos altamente viscosos a fin de facilitar su bombeo.
2. Grupos Electrónicos para emergencias
3. Montacargas a cargo de almacenes

4. Camionetas Pick-Up
5. Camiones cisterna
6. Camiones de baranda para mantenimiento
7. Carro Bomba (Bomberos)
8. Ambulancia.

## 2.2. Equipos de Trabajo

### 2.2.1. En Operaciones de Carga y Descarga

#### 2.2.1.1. Cinta de Medición (WINCHA)

El elemento principal del equipo de medición es la "cinta de medición" (wincha). Hay dos tipos de cintas: una cinta de sonda (innage) y una cinta de ullage. Ambos tipos de cinta consisten en una cinta graduada de acero inoxidable, montada en una cámara metálica provista de un mango para su fácil manejo. El extremo libre de la cinta termina en un gancho al cual se conecta una plomada de medición, usualmente de bronce, cuyo peso es de 650 gramos. Su función es proveer el peso suficiente al extremo de la cinta, para permitir que ésta sea introducida en el tanque con la tensión necesaria para mantenerla en posición vertical mientras se realiza la medición. La diferencia entre una cinta de sonda y una cinta de ullage es que el punto cero de una cinta de sonda está en la punta de la plomada, mientras que en la cinta de ullage el punto cero está en la punta del gancho que sujeta la plomada.



**Wincha de Medición**

Las cintas deben cumplir las siguientes especificaciones para la realización de medidas directas o indirectas:

- a. **Material:** Acero o material resistente a la corrosión. El acero de la cinta debe tener un coeficiente de expansión térmico similar al acero del tanque.
- b. **Longitud:** Una cinta continua de longitud suficiente para la altura del tanque en el cual se van a tomar las medidas.
- c. **Espesor:** El área de sección transversal de la cinta será tal que la cinta colocada en una posición horizontal sobre una superficie llana no estirará más del 0.0075 % cuando se le aplique una fuerza de tensión de 44 N. Típicamente el área de sección transversal no será más pequeña que 2.5 mm<sup>2</sup>.
- d. **Extremo Libre:** La cinta debe estar provista de un sistema de enganche u otro dispositivo a la que la plomada pueda sujetarse. Un eslabón tipo enganche reduce la rotura de la cinta.
- e. **Escala:**
  - Cinta para medida directa: Graduada en pies, pulgadas y fracciones de pulgada; pies y centésimas de pie; o metros, centímetros y milímetros. La punta de la plomada será el punto cero de la escala.
  - Cinta para medida indirecta: Graduada en pies, pulgadas y fracciones de pulgada; pies y centésimas de pie; o metros, centímetros y milímetros. El punto cero de la escala es el punto de contacto entre el eslabón tipo presión - coger y el ojo de la plomada.

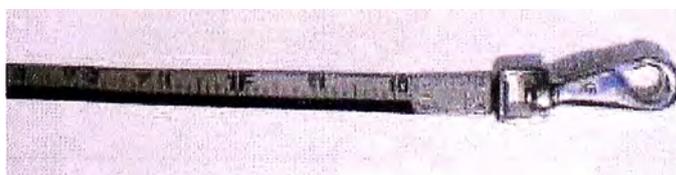
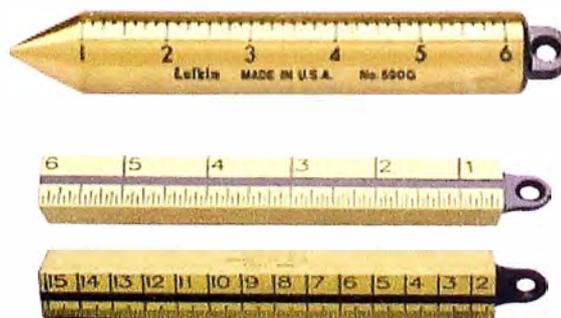


Fig. Cinta de Medición

### 2.2.1.2. Plomadas y barras de medida

Son aditamentos graduados y de formas cilíndricas, cuadradas o rectangulares. Las plomadas y barras para la medición de agua libre deben cumplir con las especificaciones siguientes:

- a) Material: Resistente a la corrosión y no provocar chispa.
- b) Longitud: Las plomadas o barras pueden tener una longitud de 6, 12 ó 18 pulgadas.
- c) Peso: desde 20 a 38 onzas. (567 a 1077 gramos)
- d) Ojo de plomada: Forma parte íntegra de la plomada o de la barra, debe estar reforzada para prevenir desgastes por uso.
- e) Punta: Las plomadas y barras usadas en la toma de medidas directas tendrán una punta cónica de dureza suficiente para prevenir daño por contacto con otro metal.
- f) Escala:
  1. Plomadas y barras para medida directa: Graduadas en un lado en pulgadas con subdivisiones de 1/8 de pulgada y con el punto cero de la escala en la punta de la plomada.
  2. Plomadas para medida indirecta: Graduadas en un lado en pulgadas con subdivisiones de 1/8 de pulgada y con el punto cero de la escala ubicado en la cima interior del ojo de la plomada.



Plomadas

### 2.2.1.3. Pastas indicadoras

#### Pasta indicadora de agua

Es una pasta que se coloca sobre la plomada y la cinta, en una película delgada, para detectar el nivel o "corte" del agua libre. La pasta cambia de color en contacto con agua, permitiendo así su medición. La pasta no debe reaccionar con el petróleo.

#### Pasta indicadora de producto

En petróleo muy ligero el nivel del líquido no puede leerse en la cinta porque el derivado de petróleo se evapora mientras la cinta está siendo levantada del líquido. Para superar este problema se aplica pasta indicadora de producto a la cinta. Cuando la pasta entra en contacto con el derivado de petróleo cambia de color mostrando la lectura (corte).



Pastas Indicadoras

#### A. Revisión de Winchas Nuevas

Antes de que una wincha nueva sea autorizada para su uso en el campo, debe inspeccionarse en toda su longitud para asegurarse que las graduaciones estén correctas.

Antes del uso inicial de cada wincha, y por lo menos una vez al año después de su uso inicial, estas deben ser comparadas con una wincha patrón, y las variaciones anotadas en un registro especial.

La comparación debe hacerse con tres puntos: al centro y cerca de los extremos para asegurarse que sus valores tiene la exactitud permisible. Si existiese una diferencia mayor a 1/16", debe ser descartada.

Debe verificarse en toda su longitud cada cierto tiempo, no mayor a tres meses, para comprobar que no tenga dobleces y que sea legible su graduación, eliminando las que tengan excesivo doblez y las que estén oxidadas.

Se debe verificar que las plomadas nuevas antes de su uso, para asegurarse que la punta no esté golpeada.

Es preferible que el transporte de las wincha se haga en un recipiente suficientemente grande para evitar golpes, puede ser un balde en este caso.

Cuando no está en uso la wincha deberá guardarse limpia, preferiblemente en una repisa o un cajón en un ambiente seco para evitar que se oxide y que sufra golpes, especialmente la plomada.

Nunca deberá dejarse la wincha colgada ni mal enrollada.

## **B. Inspección en Campo**

Se debe hacer una inspección de las winchas y plomadas diariamente y cada vez que se vayan a emplear. Las plomadas que muestren excesivo desgaste en la oreja, o que tengan la punta golpeada o chancada deberán ser cambiadas, ya que darán lecturas incorrectas.

Se debe verificar que la wincha no esté oxidada, ya que no permitirá tomar adecuadamente las lecturas.

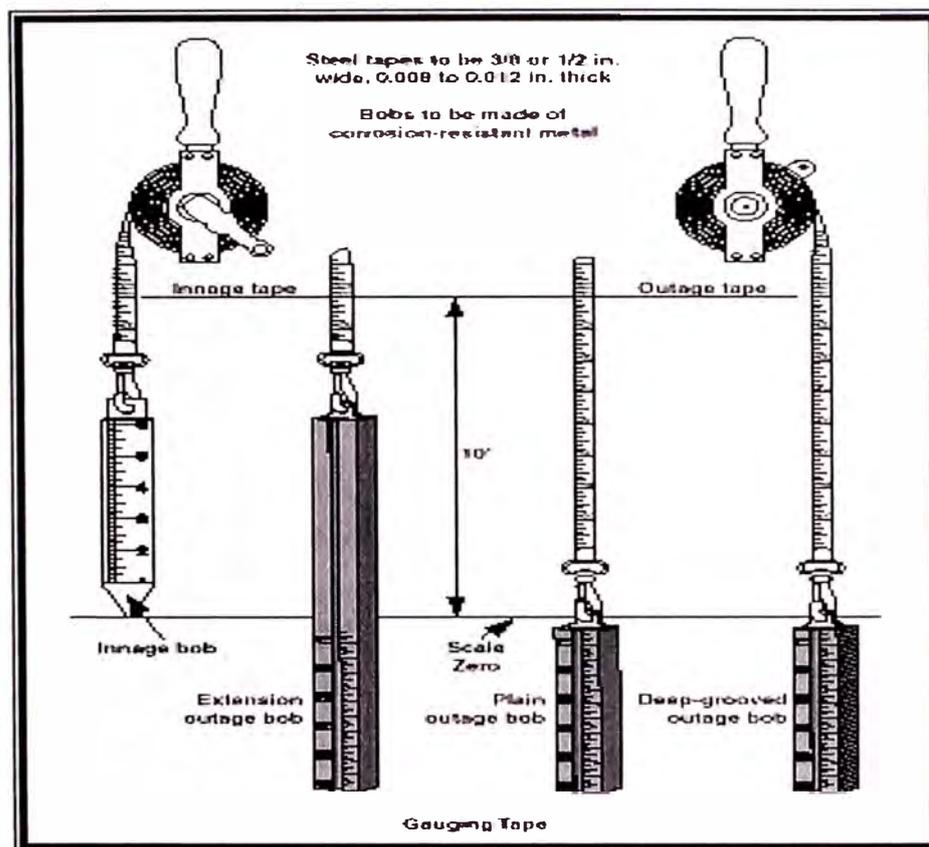
Antes de iniciar la medición, la wincha debe tenerse limpia, seca y en buenas condiciones ya que las winchas húmedas no permitirán una buena lectura del nivel de líquido.

Una wincha con dobleces en su extensión, oxidada o ilegible y con desgaste en la punta o en la oreja de la plomada **NO DEBE SER USADA**.

Debe verificarse el buen estado del cable conector a tierra. Este cable siempre debe conectarse antes de iniciar la medición y mantenerse conectado hasta que se finaliza el trabajo.

En adición, para las winchas, se debe verificar lo siguiente:

- a. **Wincha para sonda:** La punta de la plomada será el "punto cero" de la escala.
- b. **Wincha para ullage:** El "punto cero" de la escala será el punto de contacto entre el sistema de enganche de la cinta y la oreja de la plomada



### C. Registros de Control

Cada wincha debe estar plenamente identificada con un número, al igual que la plomada para que pueda llevarse un registro desde que se recibe, que indique que ha sido comparada con un patrón, así como la fecha de la última comparación, y la variación actual de esa wincha con respecto al patrón, hasta la fecha que se descarte, indicando los motivos (desgaste excesivo, presencia de partes oxidadas o ilegibles, doblez, rotura, etc.)

Para la verificación del espesor de la wincha se debe tener en cuenta que la sección recta típica no debe ser menor de 2.5 mm.

#### **D. Uso de las Winchas**

Las winchas deben ser conectadas a tierra antes de ser bajadas dentro del tanque y hasta que se retiren de él, para evitar los peligros de la electricidad estática.

Para la determinación correcta del nivel de líquido, se deben realizar como mínimo tres medidas, las que no pueden diferir en más de 1/8" o de 3 mm. Si las dos primeras medidas son idénticas, se tomara el valor leído aproximado al 1/8" o al 1mm más cercano, de acuerdo al sistema de medición empleado. Si se realizan tres medidas, se tomara el promedio de ellas y este valor se reportara aproximado al 1/8" o al 1mm más cercano, de acuerdo al sistema de medición empleado.

Se deberá usar una pasta indicadora de producto, aplicada a la cinta para facilitar la lectura del nivel de producto y obtener valores más exactos. No está permitido el empleo de tiza o talco, ya que los productos de petróleo tienden a "trepar" o subir en cintas con talco o tiza.

Se recomienda que para obtener una mayor exactitud, se empleen la misma wincha y plomada en la preparación y en la liquidación de un tanque.

Se debe anotar la medida referencial tanto en la preparación como en la liquidación del tanque para verificar que no existan distorsiones en el fondo del tanque debido al peso de la columna de líquidos. Si existiesen diferencias deberán tenerse en cuenta para determinar la medida real del nivel de producto en el tanque.

Para determinar el nivel de agua libre es necesario el empleo de la "Pasta Detectora de Agua". El método recomendado es el de "sonda".

Se recomienda dejar un mínimo de 10 segundos para productos livianos como gasolinas o kerosenes, y de uno a cinco minutos para petróleos residuales o pesados.

Cuando se trate de petróleos residuales, al sacar no se debe soplar o limpiar la pasta, ya que esto distorsionaría la medida verdadera. Se debe emplear un solvente apropiado, para lavar el producto pesado y poder tomar la lectura adecuadamente. El solvente debe aplicarse sobre la marca esperada y dejarlo escurrir a lo largo, pues si se aplicase directamente a la zona de agua puede distorsionar la lectura.

#### **E. Cuidado de las winchas (recomendaciones)**

Las winchas durante su empleo deben ser manipuladas con cuidado, por ello, el operador al retirarla del tanque en ningún momento debe jalarla y dejarla suelta, sino que debe ir enrollándola en su carcasa conforme la va sacando del tanque.

Debe mantenerla limpia y seca, para evitar que se oxide y ya no sea legible su graduación.

Al enrollarla en su carcasa se debe mantener una fuerza constante, y evitar que al acabar de enrollarla se le dé una mayor fuerza, pues esto hace que la wincha sufra deformaciones en su longitud, haciéndola inservible.

Se debe hacer un mantenimiento cada cierto tiempo, aceitando el cojinete de la carcasa para lograr que se enrolle con facilidad.

Se debe verificar que el cable de tierra tenga un buen contacto en el mango y que el gancho (cocodrilo) esté en buen estado y sin óxido.

#### **2.2.1.4. Termómetros**

La temperatura de la carga que se está midiendo es uno de los elementos más importantes y necesarios para determinar el volumen exacto.

Todo equipo de medición de temperatura debe ser seguro y apto con el producto que va a ser medido. El método ideal para medir la temperatura en el tanque de almacenamiento de un buque, es el uso de los

termómetros electrónicos portátiles. En forma alternativa, se puede usar un termómetro de mercurio.

La medición manual de la temperatura consiste en determinar la temperatura del líquido del tanque mediante dispositivos apropiados.

- **Temperatura Automática de un Tanque**

Es el sistema que mide automáticamente y muestra en pantalla las temperaturas de líquidos en uno o más tanques de un buque en forma continua, periódica o cuando se requiera.

#### A. Equipo de Toma de Temperaturas

Todo el equipo para tomar temperaturas debe ser seguro y apto para ser usado con el producto cuya temperatura ha de medirse.

Entre los termómetros aceptables figuran los termómetros electrónicos portátiles (PET) y los de vidrio tipo mercurio que son conocidos como termómetro de cubeta.

- **Termómetro Electrónico Portátil**

El termómetro electrónico portátil (PET) es el medio preferible para obtener temperaturas. El PET debe tener un rango calibrado de precisión que cumpla con el deseado para la temperatura del material que se va a medir.



Fig. Termómetros Electrónicos Portátiles

- **Termómetro de Cubeta**

Los termómetros de cubeta deben permanecer el tiempo necesario en el petróleo para alcanzar la temperatura del líquido que se mida. Respecto de los líquidos en los que puede producirse la estratificación por temperatura, es posible que las limitaciones de tiempo propias del uso de un termómetro de cubeta para perfilar un tanque requieran el uso de un PET.

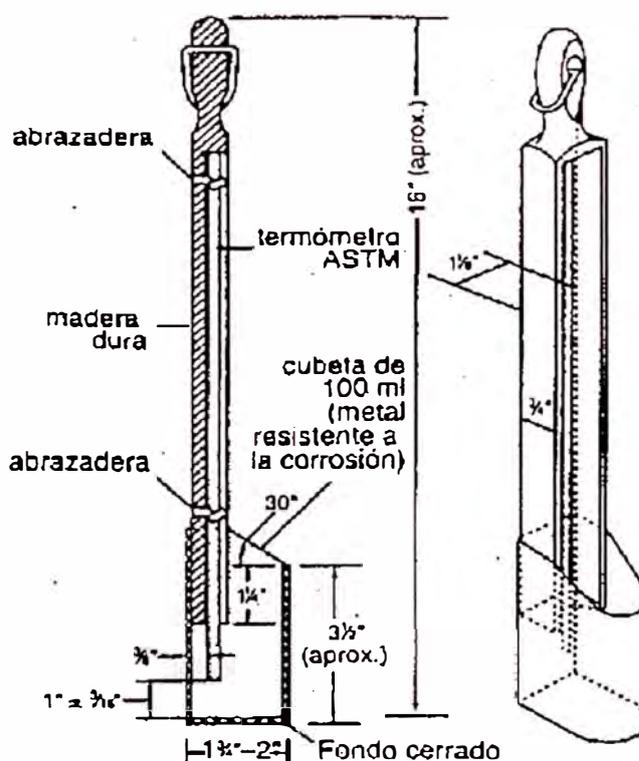


Fig. Esquema Típico de un Termómetro de Cubeta

## B. INSPECCIÓN DEL EQUIPO

Los termómetros son instrumentos de precisión, por lo que deben manejarse con cuidado. La precisión de los mismos debe verificarse antes de su uso inicial y en lo sucesivo, es recomendable, por lo menos una vez al año comparando las lecturas obtenidas, a tres o más temperaturas, de preferencia, a temperatura punto hielo,

a temperatura del medio ambiente y a temperatura de baño maría, con las de un termómetro certificado por ente certificador, por ejemplo en Estados Unidos, por la Oficina Nacional de Normalización (NBS) y en Perú, por INDECOPI; o en su defecto, con las de un termómetro equivalente de precisión comprobable, tales como un ASTM 59F.

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.

### **2.2.2. En Laboratorio**

Dentro de una operación de Fiscalización el ensayo más importante para determinar el volumen de un producto es la determinación de la Gravedad API.

El objetivo principal de la determinación de la Gravedad API en las Operaciones de Fiscalización es la determinación del Factor de Corrección Volumétrico, factor que será usado para corregir el volumen a la temperatura estándar internacional, 60°F.

Para la determinación de la Gravedad API del Crudo y sus derivados se emplea el método estándar del Hidrómetro de acuerdo al API MPMS 9.1 ó ASTM D-1298-99.

#### **2.2.2.1 Resumen del método**

Con este método se determina la Gravedad API, usando hidrómetros de vidrio en crudos y sus derivados líquidos que tienen una Presión de Vapor Reid de 14.7 psia ó menos.

Los valores de Gravedad API se miden a una determinada temperatura (temperatura de muestra en el laboratorio) y luego se corrige a la temperatura estándar de 60 °F mediante el empleo de las Tablas 5A o 6A del ASTM D-1250.

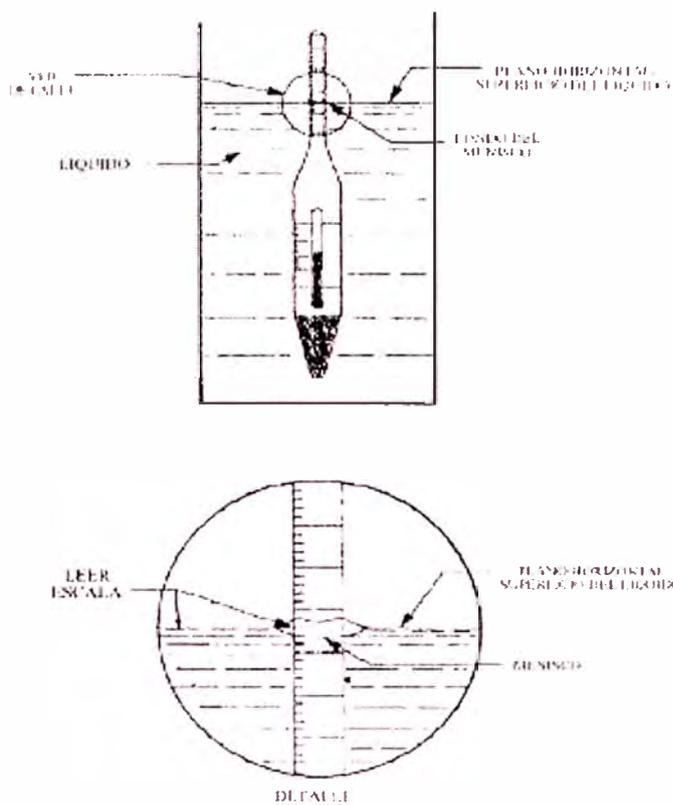
Con la Gravedad API a 60 °F se puede determinar la Densidad y la Densidad Relativa del producto analizado, empleando las tablas del ASTM D-1250.

Este procedimiento describe cómo usar, manipular y conservar correctamente los hidrómetros usados en el Laboratorio.

#### **2.2.2.2 Procedimiento de fiscalización**

En resumen el método consiste en llevar parte de la muestra a una probeta que se encuentra a temperatura ambiente. Esta probeta debe tener un diámetro interno de por lo menos 25 mm mayor que el diámetro externo del hidrómetro y su altura debe ser apropiada para que el hidrómetro flote por lo menos a 25 mm del fondo de la probeta. Podrá usarse probetas de 500, 1000 ml u otra capacidad que cumplan estas condiciones. Un hidrómetro de la escala apropiada, se coloca en la muestra de la probeta suavemente hasta que quede en equilibrio. Después que se ha alcanzado la temperatura de equilibrio, se lee la escala del hidrómetro y se toma la temperatura de la muestra.

- Comprobar que la probeta, termómetro e hidrómetro se encuentren a una temperatura de  $\pm 9$  °F (5 °C) de la temperatura de prueba (temperatura de la muestra).
- Verificar que se vierta una porción de la muestra del crudo o derivado a la probeta, evitando que se forme burbujas.



**Fig. Lectura en Escala de Hidrómetro para Líquidos Opacos**

Se removerá cualquier burbuja de aire que se encuentre en la superficie de la muestra, tocándolos con un pedazo de papel de filtro limpio antes de insertar el hidrómetro.

Comprobar que se inserte el termómetro y se revuelva la muestra con éste, haciendo movimientos verticales y rotatorios para asegurar uniformidad de la temperatura. Registre la temperatura de la muestra al 0.2 °F más cercano y luego retire el termómetro.

Verificar que se introduzca el hidrómetro apropiado y este descienda suavemente en la muestra, observando que se tenga cuidado de que el vástago no se moje más arriba del nivel al cual será sumergido en el líquido.

Verificar que se hunda el hidrómetro de modo que cerca de dos divisiones de la escala queden debajo del líquido y luego se deje estabilizar. El resto del vástago del hidrómetro que esta sobre el nivel del

líquido debe mantenerse seco ya que el líquido innecesario en el vástago afecta la lectura obtenida.

- Con muestras de baja densidad, se puede dar un ligero giro al hidrómetro para ayudar a inducirlo a detenerse, flotando libremente alejado de las paredes de la probeta.
- Verificar que se deje el tiempo suficiente para que se detenga el hidrómetro, y que todas las burbujas de aire asciendan a la superficie. Esto es particularmente necesario en el caso de muestras más viscosas.
- Cuando el hidrómetro termine el giro, flotando libremente alejado de las paredes de la probeta, estime la lectura de escala del hidrómetro al 0.05 °API más próximo. Dar el tiempo suficiente para que el hidrómetro descansa flotando libremente alejado de las paredes de la probeta.

En líquidos transparentes, la lectura correcta del hidrómetro es aquella de la escala del mismo en la cual la superficie principal del líquido corta la escala. Se determinará este punto colocando la vista ligeramente por debajo del nivel del líquido y levántela lentamente hasta la superficie, primero observe una elipse distorsionada, esta parece convertirse en una línea recta que corta la escala del hidrómetro.

- Verificar que en un líquido opaco, se tome la lectura observando con los ojos ligeramente más altos que el plano de la superficie del líquido, el punto de la escala a la que llega la muestra. Esta lectura, al tope del menisco, requiere corregirse puesto que los hidrómetros están calibrados para ser leídos en la superficie principal del líquido. La corrección para un hidrómetro particular se determinará observando la altura máxima sobre la superficie principal del líquido a la cual llega el producto transparente teniendo una tensión superficial similar a aquella de la muestra en ensayo.

- Verificar que inmediatamente después de retirar el hidrómetro, se inserte nuevamente el termómetro revolviendo la muestra verticalmente. Registre la temperatura de la muestra al 0.2 °F más cercano. Si esta temperatura difiere de la anterior por más de 0.9 °F repita las observaciones del hidrómetro y del termómetro hasta que la temperatura se ponga estable dentro del 0.9 °F.  
Reportar la Gravedad API al 0.1 más cercano.
- Convertir la lectura a 60 °F usando la Tabla 5A del ASTM D-1250, de manera que se obtiene la Gravedad API a temperatura estándar.

### **2.2.2.3 Importancia y uso**

La determinación exacta de la gravedad API del crudo y sus derivados es necesaria para la conversión del volumen medido a una determinada temperatura (temperatura del producto en los tanques de almacenamiento) y llevarla a una temperatura estándar. La temperatura estándar para cambio de custodia se ha fijado en 60 °F.

Los errores de diferencias de volúmenes son minimizados cuando es usado para llevar volúmenes almacenados a temperaturas cercanas a la estándar.

La Gravedad API es un factor que controla la calidad y precio del crudo y sus derivados. En un cambio de custodia su precio se fija generalmente según el valor de la Gravedad API, sin embargo esta propiedad da una indicación incierta de su calidad a menos que se correlacione con otras propiedades.

## CAPITULO 3

### ASPECTOS LEGALES Y NORMATIVAS OBLIGATORIAS

#### 3.1. Ministerio de Energía y Minas:

Es el organismo central y rector del Sector Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero - energéticas. Tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero - energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento; cautelando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) es competente para el otorgamiento de Concesiones y Autorizaciones Administrativas, Registro, denegación, suspensión o cancelación de éstos. Tiene a su cargo el Registro de Hidrocarburos, así como la responsabilidad de verificar la información que en éste se incorpore, en virtud de lo cual podrá negar justificadamente la incorporación a dicho registro de las Constancias otorgadas por la Direcciones Regionales de Energía y Minas (DREM) que no cumplan con los requisitos legales correspondientes, debiendo de notificar dichas observaciones a la DREM, a fin que se proceda a su subsanación.

Las Direcciones Regionales de Energía y Minas (DREM), son órganos de los Gobiernos Regionales encargados de la orientación y promoción de las actividades de Hidrocarburos así como de otorgar la Constancia de Registro de Medios de Transportes, Distribuidores Minoristas, Consumidores Directos y Consumidores Directos con Instalaciones Móviles, Establecimientos de Venta al Público de Combustibles, ubicados dentro del ámbito de su competencia. Las DREM deberán remitir al MEM en el plazo de cinco (5) días calendario o el término de la distancia desde su emisión, la relación de las constancias de registros otorgadas, para su correspondiente incorporación al Registro.

Para que sean efectivos los derechos otorgados en la constancia de registro, ésta deberá estar inscrita en el Registro de Hidrocarburos.

### **3.2. Dirección General de Hidrocarburos:**

Es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del Subsector hidrocarburos; proponer y/o expedir la normatividad necesaria del Subsector Hidrocarburos; promover las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos; y ejercer el rol concedente a nombre del Estado para las actividades de hidrocarburos, según le corresponda.

### **3.3. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN):**

Es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente.

#### **3.3.1. Importancia:**

La fiscalización es de vital importancia para monitorear la efectividad de las medidas de protección al usuario y las empresas del sub-sector hidrocarburos. Esta labor la realiza el estado a través del OSINERGMIN, que es el organismo encargado de verificar el cumplimiento de las normas legales y técnicas de las empresas en su sector.

La fiscalización se lleva a cabo con una revisión documentada, objetiva, sistemática y periódica de las entidades a regular, y así comprobar que los compromisos se cumplan como la ley lo indica.

#### **3.3.2. Funciones Principales**

Las principales funciones del OSINERGMIN son:

1. La función supervisora;
2. La función reguladora;
3. La función normativa;
4. La función fiscalizadora y sancionadora;
5. La función de solución de controversias; y,
6. La función de solución de reclamos de usuarios.

### **Base Legal**

Artículo 3º de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos – Ley N° 27332.

Reglamento General del OSINERGMIN – Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.

#### **3.3.3. Alcance**

La supervisión en el caso de los hidrocarburos líquidos comprende:

##### Combustibles Líquidos

Supervisión y fiscalización de las actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos de acuerdo a la normatividad vigente.

##### Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Supervisión y fiscalización de las actividades relacionadas con el GLP de acuerdo a la normatividad vigente.

##### Exploración y Explotación

Supervisión y fiscalización de campos de exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o GLP.

##### Procesamiento, Ductos y Terminales

Supervisión y fiscalización de refinerías, plantas de procesamiento, ductos, plantas de abastecimiento, terminales y medios de transporte acuático de hidrocarburos líquidos y/o GLP.

##### Comercialización

Supervisión y fiscalización de establecimientos de venta al público (grifos, estaciones de servicio, grifos flotantes, grifos rurales y consumidores directos de combustibles líquidos, locales de venta de GLP, gasocentros de gas licuado de petróleo (GLP), consumidores directos de gas licuado de petróleo (GLP) y medios de transporte terrestre (camiones cisternas, camiones baranda, camionetas y vagones tanques).

##### Fiscalizaciones Especiales

Control de calidad y cantidad de hidrocarburos líquidos y GLP en establecimientos de venta de combustibles y plantas envasadoras, así como combatir contra la existencia de establecimientos informales.

### 3.3.4. Consecuencias de la Fiscalización.

La facultad fiscalizadora y sancionadora del OSINERGMIN comprende la facultad de imponer sanciones dentro del ámbito de su competencia por el incumplimiento de las obligaciones derivadas de normas legales o técnicas, así como las obligaciones contraídas por los concesionarios en los respectivos contratos de concesión.

#### **Base Legal**

Artículo 3° de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos – Ley N° 27332.

A través de su Consejo Directivo, el OSINERGMIN se encuentra facultado para tipificar los hechos y omisiones que configuran infracciones administrativas así como a graduar las sanciones, tomando en cuenta los principios de la facultad sancionadora contenidos en la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.

#### **Base Legal**

Artículo 1° de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERGMIN – Ley 27699.

Constituye infracción sancionable toda acción u omisión que implique incumplimiento a las leyes, reglamentos y demás normas del sector hidrocarburos bajo el ámbito de competencia del OSINERGMIN. Las infracciones serán determinadas en forma objetiva y sancionadas administrativamente, de acuerdo a la Escala de Multas y Sanciones del OSINERGMIN, aprobada por su Consejo Directivo.

#### **Base Legal**

Artículos 1° y 2° de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERGMIN – Ley 27699.

Las sanciones que puede imponer el OSINERGMIN son las siguientes:

- Amonestaciones;
- Penas pecuniarias;
- Comiso de bienes;

- Internamiento temporal de vehículos;
- Cierre de establecimientos;
- Paralización de obras; y,
- Retiro de instalaciones;

## CAPITULO 4

### METODOLOGIA DE TRABAJO

#### 4.1. Lugar de trabajo:

En nuestro país existen 14 plantas de abastecimiento de combustibles líquidos, en donde se realizan Operaciones de Transferencia de Custodia, de las cuales 12 plantas cuentan con instalaciones portuarias siendo las principales las siguientes:

##### 4.1.1. Instalación Portuaria - Refinería Conchán

###### Descripción de la Instalación

El Área de la Refinería cuenta con un terreno de 50 hectáreas a orillas del mar. La zona de producción propiamente dicha está destinada a la Refinería, sus tanques de petróleo y sus tanques de combustibles en un área de 182.1 mil metros cuadrados; existiendo un área de 219.9 mil metros cuadrados disponible para el crecimiento futuro de sus operaciones. También dispone de un área de almacenaje para productos químicos, que colinda con las Instalaciones portuarias (Área Marítima).

Las Instalaciones de PETROPERU S.A. – Refinería Conchán- tienen dos áreas bien definidas:

a. Planta.-

La cual se divide en dos unidades: una Unidad de Destilación Primaria y una de Destilación al vacío.

b. Área del Terminal Portuario. (Amarradero a boyas)

Se realiza la descarga de crudo y productos directamente a los tanques de almacenamiento. Consta de dos líneas submarinas para las operaciones de carga y descarga:

- Una de ellas transporta productos negros.
- Otra transporta productos blancos.

La Refinería Conchán forma parte de un sistema de comercialización nacional e internacional de hidrocarburos mediante operaciones de distribución, que involucran la venta de custodia de los hidrocarburos.

## **Ubicación**

La Instalación portuaria de la Refinería Conchán se encuentra ubicada frente al kilómetro 26.5 de la carretera Panamericana Sur, Distrito de Lurín, Departamento de Lima.

### **4.1.2. Instalación Portuaria – Refinería Talara**

#### **Descripción de la Instalación**

El muelle de carga líquida de Talara es una instalación dedicada a atender buques que embarcan combustibles líquidos y gas propano, provenientes de la Refinería Talara. Esta instalación está compuesta por una plataforma dotada de brazos de carga designados para cada tipo de productos, que se conectan al buque amarrado al muelle, el cual a su vez está dotado de los medios necesarios para el amarre del buque, personal de gavieros, defensas y postes de amarre, así mismo la instalación cuenta con embarcaciones de apoyo, tales como lanchas de servicio y remolcadores.

La Instalación Portuaria de la Refinería de Talara, abarca seis sectores claramente definidos

**Sector 1:** las instalaciones del muelle de carga líquida, desde el poste de amarre 1-A hasta la planta de cloronización, incluyendo la plataforma y muro de contención del sector Oeste, así como la plataforma de carga líquida desde el poste de amarre.

**Sector 2:** buque amarrado a muelle

**Sector 3:** la pista de acceso al muelle, hasta el muro sur de la planta de cloronización el haz de tuberías paralelo a la pista de acceso y el pequeño sector de playa entre la planta de compresores y el antiguo ingreso al muelle de lanchas, incluyendo el mismo muelle de lanchas y el área marítima que encierra dentro de sus límites.

**Sector 4:** El sector de playa a partir de la antigua entrada al muelle de lanchas, hasta el cerco de playa que cierra el acceso al recinto portuario.

**Sector 5:** La planta de Tratamiento de Aguas de Lastre, limitada por su muro perimétrico.

**Sector 6:** Asimismo se considera parte del recinto Portuario especial el área de mar donde se efectúan las maniobras de ingreso y salida de los buques al muelle de carga líquida.

### **Ubicación**

Las Instalaciones se ubican en la ciudad de Talara, Departamento de Piura, a 1,185 Km. al Norte de Lima, el área de muelles ocupa 35,949.30 metros cuadrados de las 128.9 hectáreas que ocupa la Refinería, mientras que las tuberías submarinas del Terminal Multiboyas ocupan una longitud de 1,626.30 metros, estando ubicadas a 1100 mts. Hacia el sur de Punta Talara. Por la vía marítima el Terminal Portuario se ubica a 526 millas del Terminal Portuario del Callao.

#### **4.1.3. Instalación Portuaria – Terminal Bayóvar** **Descripción de la Instalación**

La Empresa Petróleos del Perú S.A., **PETROPERU**, es una empresa propietaria del Terminal Petrolero de Bayóvar, ubicado en Punta “BAPPO”, Distrito de Sechura, Provincia de Sechura, Departamento de Piura.

El muelle tiene 113 m. de largo desde la orilla y 500 m. entre sus extremos en forma de “T” y está construido sobre pilotes de acero hincados en el fondo marino. Una tubería de 42 pulgadas de diámetro lleva el petróleo crudo hasta el muelle, pasando antes por un sistema de medición de caudal a turbina con capacidad para 100 mb/hr.

En el muelle, la carga a los buques tanque se realiza a través de cuatro brazos de carga de 16 pulgadas de diámetro, de accionamiento hidráulico a control remoto. Cada brazo de carga tiene una capacidad de operación de 25 mil barriles por hora, totalizando 100 mil barriles/hora como velocidad máxima de carga de petróleo. Todas sus instalaciones están protegidas con sistemas contra incendio, tales como lanzadores y rociadores sobre y bajo la plataforma de carga que pueden lanzar agua de mar o espuma a presión, así mismo, las instalaciones sumergidas del muelle, cuentan con un sistema de protección catódica con corriente impresa.

**Ubicación:**

Las instalaciones del Terminal Petrolero de Bayóvar se encuentran ubicadas en el Km. 157 de la carretera Sechura – Piura y ocupan un área total de terreno de 4'715,477 m<sup>2</sup> de características áridas, desérticas y rocosas, en cuyas inmediaciones cuenta con instalaciones para almacenar el petróleo crudo que llega a esta zona a través del Oleoducto Nor Peruano.

**4.1.4. Instalación Portuaria Refinería La Pampilla.****Ubicación:**

El Terminal Marítimo Petrolero "La Pampilla" está ubicado en la zona central del litoral peruano, siendo parte de la instalación portuaria de Refinería La Pampilla S.A. ubicada en la costa, 25 Km. Al norte de Lima. El Terminal está situado geográficamente aproximadamente a 8 millas náuticas, al norte del puerto del Callao.

El terminal Marítimo está constituido por dos sistemas de amarradero Multiboyas Convencionales (CBM) denominados Terminal Portuario Multiboyas N° 1 y Terminal Portuaria Multiboyas N° 2, para cargar y/o descargar productos petrolíferos y petróleo crudo, a/desde Buque Tanque.

**4.1.5. Instalación Portuaria Terminal Supe****Descripción General de la Instalación.**

El Terminal Supe, fue construido en el año 1957 por la Cía. LOBITOS, asumiendo su operación la Cía. PETROLEOS DEL PERU en el año 1973.

El principal mercado incluye al Departamento de Ancash y parte del departamento de Huánuco, en los últimos meses se ha incrementado el consumo de D-2 debido a la incursión de sector minero siendo este consumo de 42 % de los despachos diarios.

El Terminal tiene un área de 32,000 m<sup>2</sup>, la cual está dividida en dos zonas: Zona alta de 7,000m<sup>2</sup> y Zona baja de 25,000m<sup>2</sup>, y cuenta con una capacidad total neta de almacenamiento de 190.392 MB con un total de 11 tanques de almacenamiento de combustibles, y 1 tanque

slop, 2 líneas submarinas, amarradero para buque-tanque hasta de 40 cilindros.

### **Características de las Instalaciones.**

Para la recepción de los productos combustibles el Terminal cuenta con un amarradero tipo multiboya. Los combustibles se reciben de buques tanque hasta de 40 pies de calado que arriban al Terminal con una frecuencia de tres veces por mes. La recepción se hace a través de dos líneas submarinas de 1,023 m de largo para productos blancos y 12 pulgadas de diámetro y 9160m de largo para productos negros, con un régimen de bombeo de descarga tanto productos blancos como productos negros de 3,000 Bls/hr.

Las líneas submarinas cuentan con una protección especial en las juntas soldadas, independientemente de la protección catódica que se les da conjuntamente con las otras líneas. En el extremo de la conexión al buque tiene mangueras que se cambian aproximadamente cada tres años.

Las mangueras submarinas son de 8 pulgadas de diámetro en tramos de 30 pies de largo unidos con bridas. El Terminal dispone de tramos de mangueras para productos blancos y 6 para productos negros.

### **Ubicación**

El Terminal está localizado en el Departamento de Lima, en la costa central del Perú, a 185 Km. Al norte de la ciudad de Lima, en la provincia de Barranca, en el distrito de Puerto Supe.

#### **4.1.6. Instalación Portuaria – Terminal Eten** **Descripción de la Instalación**

Para la recepción de los productos combustibles el Terminal cuenta con un amarradero tipo multiboya. Los combustibles se reciben de buques tanque hasta de 36 pies de calado, que arriban al terminal que arriban al terminal con una frecuencia de cuatro o cinco veces por mes. La recepción se hace a través de dos líneas submarinas: una de productos blancos de 1,372m de largo 12 In de diámetro y la otra de productos negros 1,372m de largo con diámetros de 14in y 20 en el tramo marino y terrestre respectivamente.

Las líneas submarinas cuentan con protección catódica mediante corriente impresa. En el extremo de la conexión al buque tiene mangueras que se cambian aproximadamente cada tres años.

Las mangueras submarinas son de 8 pulgadas de diámetro en tramos de 30 pies de largo unidos con bridas. El Terminal dispone de 7 tramos de mangueras para productos blancos y 7 para productos negros

### **Ubicación**

El Terminal Eten está ubicado en el Distrito de Eten Puerto, Provincia de Chiclayo y Departamento de Lambayeque, a 4 kilómetros del Puerto de Eten y a 25 kilómetros de la ciudad de Chiclayo.

Las coordenadas geográficas referidas al Centro de Gravedad del Área del Terreno del Terminal son 06' 53 3' 45---Latitud Sur y 79o 5 1' 48---Longitud Oeste, tiene una altitud de 19 m.s.n.m. Se tiene acceso al Terminal tanto por vía marítima como por la carretera Panamericana Norte.

### **Características del Terminal**

El Terminal tiene un área de 247,000 m<sup>2</sup>, y cuenta con una capacidad total neta de almacenamiento de 370.297 MB con un total de 13 tanques de almacenamiento de combustibles, 1 tanque slop, 2 líneas submarina, amarradero para buque-tanque hasta de 36 pies de calad, 4 islas de despacho para camiones tanque.

#### **4.1.7. Instalación Portuaria – Terminal Mollendo**

##### **Descripción General de la Instalación**

La propiedad del Terminal tiene aproximadamente 16 Ha y fue desarrollada como un Terminal de almacenaje de petróleo al por mayor en 1920. Aproximadamente el 90% de la propiedad está ubicada en la parte superior de un risco rocoso, incluyendo todos los tanques, con la excepción de uno que está ubicado en la base del risco.

Existen 4 lagunas dentro de la propiedad del Terminal en la base del risco; éstas han sido identificadas como Laguna Negra 1 y 2, Laguna Rosada y Laguna Antigua

El Terminal tiene como finalidad la comercialización de combustibles, para lo cual realiza tres operaciones fundamentales: \* Recepción \* Almacenamiento \* Despacho

La magnitud de la operación es del orden de los 360,000 Bls mensuales, con una capacidad instalada de alrededor de 448,500 barriles.

### **Ubicación**

El Terminal de Mollendo se encuentra en la provincia de Islay, Departamento Arequipa, en la 'calle Apurímac N' 401, Inclán, del distrito de Mollendo. Ubicado aproximadamente a 1,000 kilómetros al sur de Lima en la faja costera muy cerca de la línea del mar. La conexión vial más importante es por la Panamericana Sur; aproximadamente en el Km. 950 se toma la carretera Arequipa-Matarani-Mollendo y por ésta se recorre unos 70 Km. Adicionales hasta llegar a Mollendo y luego al Terminal.

Políticamente pertenece al Distrito de Mollendo, Provincia de Islay, Departamentos de Arequipa. Las coordenadas geográficas referidas al punto central del Terminal son 17°01'5"- Latitud Sur y 72°00'8" Latitud Oeste.

Se ubica a una altitud de 20 a 30 m.s.n.m. en zona de la colina y de 3.2 m.s.n.m. en sector de playa. Se tiene acceso al Terminal tanto por vía marítima como por la carretera Panamericana.

El Terminal está situado aproximadamente a 220 metros de la línea de mar, dentro de un cerco perimétrico, con un área aproximada de 147,000 m<sup>2</sup>.

## **4.1.8. Instalación Portuaria – Terminal Chimbote**

### **Descripción general de la Instalación**

La Planta se dedica a la comercialización de combustibles líquidos derivados del petróleo, para lo cual, recepciona estos combustibles de las Refinerías de La Pampilla y Talara, los almacena y distribuye, principalmente, en el Departamento de Ancash. La planta tiene como finalidad la comercialización de combustibles, para lo cual realiza las siguientes operaciones: Recepción, Almacenamiento, Despacho

La Planta recepciona los productos que comercializa, por medio de buques tanque, con un promedio mensual de 162,000 Bls.

### **Ubicación**

El Terminal Chimbote, se encuentra ubicada en la Ciudad de Chimbote, Provincia Santa y Departamento de Ancash. Tiene una altitud de 4 m.s.n.m. Las coordenadas geográficas respecto al Centro de gravedad del Área del terreno del Terminal son 09° 04' 15" latitud ur y 78° 35' 27" longitud oeste, aproximadamente a 414 Kms. al Norte de Lima. Pertenece a la región Los Libertadores – Wari. Tiene un área aproximada de 62, 850 m<sup>2</sup>.

#### **4.1.9. Instalación Portuaria – Terminal Salaverry**

##### **Descripción General de la Instalación**

El Terminal de Salaverry se encuentra en el Departamento de La Libertad a 1 km del Puerto de Salaverry y a 15 Kilómetros de la ciudad de Trujillo. Tiene un área de 204,613 metros cuadrados, y cuenta con una capacidad neta de almacenamiento de 270,427 MB con un total de 14 tanques de almacenamiento de combustible. 1 tanque de slop, 2 líneas submarinas, amarradero para buque-tanque hasta de 32 pies de calado, 3 pasarelas para caminos y una plataforma de cilindros.

Para la recepción de los productos combustibles el Terminal cuenta con un amarradero tipo multiboya. Los combustibles se reciben de buques tanques hasta de 32 pies de caldo que arriban al Terminal con una frecuencia de 4 a 5 veces por mes. La recepción se hace a través de dos líneas submarinas de 1,419 m de largo y 12 pulgadas de diámetro, con un régimen de descarga, tanto productos blancos como productos negros, de 3,000 Bls/hr.

Las líneas submarinas cuentan con una protección especial en las juntas soldadas, independientemente de la protección catódica que se les da conjuntamente con las otras líneas. El extremo de la conexión al buque tiene mangueras que se cambien aproximadamente cada tres años.

Las mangueras submarinas son de 8 pulgadas de diámetro en tramos de 30 pies de largo unidos con bridas. El Terminal dispone a

de 6 tramos de mangueras para productos blancos y 6 para productos negros. La capacidad de atender de los amarraderos es para buques de hasta 100,000 BIs siendo los más frecuentes los buques tanque de 60,000 a 90,000 BIs.

Los combustibles se almacenan en tanques verticales, instalados en superficie construidos con planchas de acero, ubicados en el Patio de tanques. Los muros de contención de los patios de tanque son de tierra y están parcialmente cubiertos con asfalto. Los pisos de los patios de tanques no cuentan con revestimiento.

La mezcla de productos de Salaverry incluye Gasolina 84, Gasolina 95, Gasolina 90, Turbo A1, Kerosene, Diesel 2 y Petróleo Industrial 6. El Terminal se abastece por buque tanque desde las Refinerías de la Pampilla (57%) y talara (43%). Sólo en casos de emergencia se abastece por camión tanque.

Los productos combustibles son retirados del Terminal en Camiones Cisternas, y de acuerdo a las órdenes de los distribuidores. La carga de camiones cisterna se efectúa a través de puentes de despacho, que cuentan con tuberías articuladas que facilitan la operación. El Terminal se encuentra instalado los sistemas de carga por el fondo (bottom Loading) y sistema de aditivación por líneas.

#### **4.1.10. Instalación Portuaria – Terminal Callao**

##### **Descripción General de la Instalación**

El Terminal Callao se encuentra dividido en dos Zonas con tres sectores cada una, fue operada por Petróleos del Perú – PETROPERU S.A. hasta el 02 de marzo de 1998, como resultado del proceso de privatización ha sido entregado en concesión al consorcio Vopak Serlipsa S.A.

Para la recepción de los productos combustibles el Terminal cuenta con dos muelles: El muelle 4 y el muelle 7. Los combustibles se reciben de buques tanques hasta de 35 pies de caldo. La recepción se hace a través de tres líneas submarinas de 1,600 m de largo y 10 pulgadas de diámetro, una línea de productos ligeros, una línea para diesel y otra para pesados.

Las líneas submarinas cuentan con una protección especial en las juntas soldadas, independientemente de la protección catódica que se les da conjuntamente con las otras líneas. El extremo de la conexión al buque tiene mangueras que se cambian aproximadamente cada tres años.

Las mangueras submarinas son de 8 pulgadas de diámetro en tramos de 30 pies de largo unidos con bridas. El Terminal dispone a de 6 tramos de mangueras para productos blancos y 6 para productos negros. La capacidad de atender de los amarraderos es para buques de hasta 100,000 BIs siendo los mas frecuentes los buques tanque de 60,000 a 90,000 BIs.

Los combustibles se almacenan en tanques verticales, instalados en superficie construidos con planchas de acero, ubicados en el Patio de tanques. Los muros de contención de los patios de tanque son de tierra y están parcialmente cubiertos con asfalto. Los pisos de los patios de tanques no cuentan con revestimiento.

La mezcla de productos de Salaverry incluye Gasolina 84, Gasolina 95, Gasolina 90, Turbo A1, Kerosene, Diesel 2 y Petróleo Industrial 6. El Terminal se abastece por buque tanque desde las Refinerías de la Pampilla (57%) y talaria (43%). Sólo en casos de emergencia se abastece por camión tanque.

### **Ubicación**

El Terminal Salaverry se encuentra en la provincia de Trujillo, Departamento La Libertad, en la 'calle Pacasmayo S/N a 1 km del Puerto de Salaverry, del distrito de Salaverry.

Políticamente pertenece al Distrito de Salaverry, Provincia de Mollendo, Departamentos de la libertad. Las coordenadas geográficas referidas al punto central del Terminal son 08°13'12" Latitud Sur y 75°58'27" Latitud Oeste.

Se tiene acceso al Terminal tanto por vía marítima como por la carretera Panamericana.

## 4.2. Metodología

### 4.2.1. Introducción

La medición de nivel, temperatura y muestreo de combustibles líquidos, se lleva a cabo en tanques de tierra y en buques tanque. Existen, sin embargo, algunos aspectos que necesitan ser establecidos antes de entrar en los detalles específicos de los procedimientos operativos de fiscalización de tanques.

- Todos los líquidos se expanden al aumentar su temperatura y se contraen cuando disminuye su temperatura. Este es un aspecto fundamental en la medición de hidrocarburos y líquidos en general.
- Los líquidos pueden ser medidos en volumen o peso (masa). En general, el petróleo y sus derivados se comercializan en unidades de volumen, usualmente Barriles. Debido a que el volumen varía con la temperatura, es necesario calcular dichos volúmenes a una temperatura estándar (o de referencia), con el fin de mantener la consistencia. La temperatura estándar que se usa en la industria del petróleo es 60 °F o 15.6 °C.

Las mediciones de tanques se realizan como parte de un proceso de transferencia de un producto o como control volumétrico de las operaciones del Terminal. Para determinar cuánto volumen se transfirió dentro o fuera de un tanque, éste se tiene que medir y calcular la cantidad antes y después de la transferencia del producto. La cantidad total del producto a ser transferido puede estar en más de un tanque. En este caso, cada tanque involucrado en la transferencia es medido antes y después de la misma y las cantidades transferidas hacia o desde cada tanque se suman para determinar la cantidad total transferida.

El volumen a temperatura observada es convertido en volumen a temperatura estándar (60 °F), mediante el uso de factores de corrección de volumen. Para obtener un factor de corrección de volumen, es necesario conocer la temperatura observada en el tanque y la Gravedad API a la temperatura estándar.

La medición exacta de la temperatura es tan importante para la correcta determinación del volumen como lo es la medición del nivel de líquido en un tanque. Debido a que los productos de petróleo son comercializados en base al volumen a temperatura estándar,

un error en la medición de temperatura tendrá como resultado un error en el volumen.

El muestreo es una función importante del trabajo que se realiza en las operaciones de fiscalización de crudo y derivados. El concepto de muestreo es tomar una pequeña parte del producto que sea representativa de una porción mucho mayor. Por lo tanto, no se debe subestimar la importancia del cuidado y diligencia al tomar las muestras. Ni el más sofisticado equipo de laboratorio puede compensar a una muestra que no tenga la suficiente representatividad.

Las muestras de crudo y de productos de petróleo se toman para determinar propiedades físicas (tales como Gravedad API, contenido de sal, BS&W, punto de inflamación, índice de cetano, número de octano, etc.), componentes químicos (como azufre) y para verificar el cumplimiento con las especificaciones de calidad requeridas en contratos de venta. Las muestras también se pueden tomar para asegurar que el producto no esté siendo contaminado durante la transferencia. La técnica de muestreo es importante debido a que el crudo puede no ser homogéneo y puede contener impurezas. Los métodos de muestreo han sido diseñados para tomar una muestra del volumen en el tanque, o que fluye por una tubería, que es representativa del total. Hay muchas condiciones que pueden hacer que una muestra no sea representativa, como la estratificación resultante de la temperatura, densidad u otras diferencias en la composición del producto. Si estas diferencias son extremas puede ser imposible obtener una muestra representativa.

#### **4.2.2. Medición de Nivel, Temperatura y Muestreo de Productos**

Estas actividades son básicas para el control de los volúmenes de productos recibidos o entregados en toda operación de transferencia de custodia de combustibles líquidos en plantas de abastecimiento. Toda operación que involucra movimiento de inventarios culmina en la valorización del producto, por lo que el conocimiento y la aplicación adecuada de los procedimientos de medición de niveles, temperaturas y muestreo de productos son de vital importancia en el cálculo preciso de los volúmenes de productos.

### 4.2.3. Mediciones de Nivel

La medición es una operación importante que requiere de precisión y experiencia para la interpretación de las medidas obtenidas.

Estos resultados permiten el cálculo preciso de los volúmenes descargados por el buque a los tanques de almacenamiento en operaciones de transferencia.

Por ejemplo, errores de 1/8" en medición de nivel y/o 1°F en mediciones de temperatura en un tanque de capacidad de 60 a 120 MB pueden ocasionar pérdidas de producto, ya que implican diferencias entre los volúmenes entregados o recibidos. Por esta razón, la característica de un buen Operador es la exactitud de sus mediciones.

La medición comprende:

- Determinar la altura de producto por los métodos de medición directa (sondaje) o medición indirecta (ullage), para calcular el volumen bruto de producto.
- Determinar la altura del agua en el fondo del tanque, midiendo el corte de agua existente.

#### 4.2.3.1. Equipos y Materiales

Los equipos y materiales usados para realizar una medición de nivel son los siguientes:

- Wincha (para medición de altura directa o ullage).

La medida se hace por medio de una wincha de acero que tiene una cinta metálica graduada y una plomada. Se usan winchas diferentes para medición directa (sondaje) o para medición indirecta (ullage).

Para la medición directa se utiliza una plomada de base cónica invertida y para el caso de medición indirecta o ullage, la plomada a utilizar se caracteriza por ser de base plana.

Tanto las winchas como las plomadas están graduadas en pies, pulgadas y octavos, aunque también se encuentran en pies, pulgadas y décimos.

El equipo usado debe ser mantenido en buen estado por el operador, y ser limpiado con wipe o trapo después de cada medición con la finalidad de mantener las graduaciones legibles. Si se observa que las graduaciones ya no son legibles se deberá solicitar el reemplazo de la cinta. Se usará solamente cintas que estén rectas y sin torceduras, no se usará winchas rotas ni reparadas ni plomadas con la punta gastada en más de 1/10" en la punta ni aquellas con el ojal reparado.

- Pasta para corte de producto, usada principalmente para la determinación de la altura de producto blanco en el tanque.
- Pasta para corte de agua, usada para la determinación de la altura de agua existente en el fondo del tanque, el agua reacciona con la pasta haciendo que ésta cambie de color y permitiendo su identificación.

#### **4.2.4. Procedimiento de Medición**

##### **4.2.4.1. Lectura y Reporte de medidas**

La medida de nivel del tanque se determina por las lecturas de medidas consecutivas como sigue:

- Las medidas manuales requieren tres lecturas consecutivas y deben estar dentro de un rango de diferencia de 1/8 de pulgada.
- Si dos de las tres lecturas consecutivas son idénticas, reportar esta lectura al 1/8 de pulgada más cercana.
- De usar las tres lecturas, promediarlas, y reportar este promedio al 1/8 de pulgada.
- Usar en la cinta una pasta o producto indicador conveniente para facilitar la lectura del corte. El uso de tiza o polvo de talco no es permisible.
- Para obtener una máxima exactitud, usar la misma cinta y plomada para las medidas de preparación y liquidación del tanque. Las winchas generalmente tienen una identificación o numeración.

#### 4.2.4.2. Procedimiento de Medida Directa

Medida directa es la distancia medida desde el fondo del tanque hasta la superficie del producto. Es la medida de la cantidad de producto dentro del tanque. Para su ejecución se debe usar una wincha y plomada de medida directa. El procedimiento se describe a continuación:

- a) Tomar el nivel de referencia del tanque, conectar la cinta a tierra, abrir la escotilla de medida.
- b) Bajar despacio la plomada y la cinta dentro del tanque hasta que la plomada esté dentro a una distancia cercana al fondo según lo determinado por la longitud de la cinta desenrollada desde el carrete en comparación a la altura de medida de referencia del tanque.
- c) Con la cinta adyacente al punto de medida de referencia, bajar despacio la cinta hasta que la punta de la plomada toque el plato fijo de fondo y sostenerla sin que se balancee.
- d) Registrar las lecturas de la cinta en el punto de medida de referencia y anotar cualquier variación de altura con respecto a la medida de referencia del tanque. La diferencia del punto de medida de referencia tomado con la cinta y la altura de referencia del tanque es una indicación que la plomada de medida está suspendida en una posición vertical mientras está en contacto con el plato de medida del fondo del tanque. Si la cinta baja demasiado, causa que la plomada se incline o si la plomada está sumergida en materiales extraños en el fondo del tanque, se obtendrá datos inexactos de medida.
- e) Asegurarse que la cinta es bajada en el mismo punto de medida de referencia para la preparación y liquidación de tanques.
- f) Es recomendable dar un determinado tiempo para que la superficie del líquido repose después que la plomada

haya cortado la superficie, antes de continuar bajando la plomada.

- g) Se recomienda dejar un mínimo de 10 segundos para crudos livianos y de uno a cinco minutos para petróleos residuales o pesados.
- h) Retirar la cinta del tanque hasta observar el corte del líquido.
- i) Leer la escala de la cinta donde esté el corte líquido y anotar esta lectura como medida de nivel.
- j) Limpiar unos 2 pies de cinta y repetir el procedimiento a partir del punto b)
- k) Limpiar los implementos utilizados.
- l) Usar la tabla de cubicación del tanque para convertir la medida de nivel al volumen observado correspondiente.

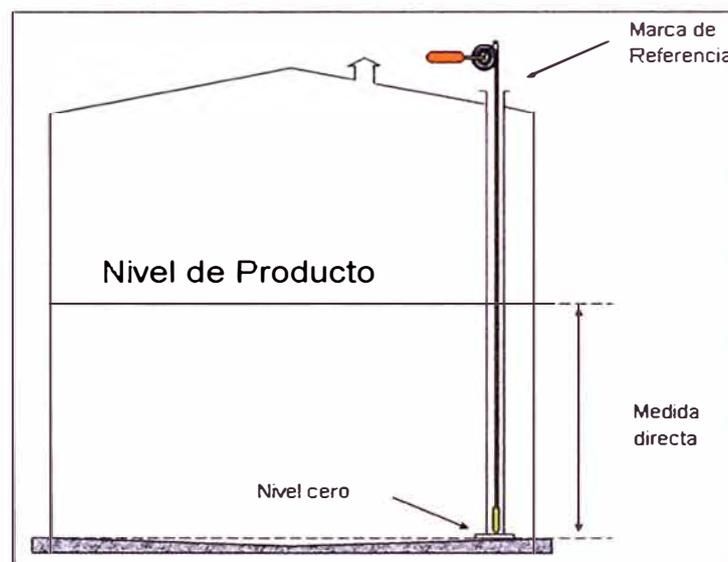


Fig. Medida Directa

#### 4.2.4.3. Procedimiento de Medición Indirecta

En este método se mide la distancia desde la superficie del aceite hasta la marca de referencia. Esta es la medida de la altura del espacio vacío en el tanque. Con esta medición y cálculos podremos determinar la altura de producto y su correspondiente volumen en el tanque.

Las medidas indirectas son fiables para determinar volúmenes en un tanque, sólo si la altura de medida de referencia es igual que la altura de la medida observada en

el momento de medida del tanque, la altura de referencia debe establecerse tanto para la preparación y liquidación del tanque.

Alternativamente, pueden guardarse registros que indiquen que la altura de medida de referencia y la altura de medida observada se verifican rutinariamente y es de forma consistente la misma.

Si las alturas de medida de referencia y observada son diferentes, pero la altura de medida observada es la misma para la preparación y liquidación de medidas, entonces el volumen transferido puede ser considerado correcto.

El procedimiento se describe a continuación:

- a) Después de conectar la cinta a tierra y abrir la compuerta de medida, bajar despacio la cinta y plomada dentro del tanque, hasta que la plomada toque la superficie del líquido.
- b) Después que la plomada ha dejado de balancear, bajar la cinta despacio hasta que una porción pequeña de la plomada entre en el líquido y una fracción en pulgadas en la cinta esté en el punto de medida de referencia.
- c) Registrar la lectura de la cinta en el punto de medida de referencia.
- d) Retirar la cinta del tanque y leer la medida en la escala de la plomada para medida indirecta en el corte líquido y registrar la lectura. Retirar con cuidado la cinta y la plomada para obtener una buena lectura de la marca dejada en la escala de la plomada, de otro modo podrían obtenerse malas lecturas, debido a un corte del líquido mal definido.
- e) Si se utiliza una plomada acanalada profunda, leer la escala de la plomada en la ranura más alta en la cual el líquido es retenido.
- f) La suma de la lectura de la cinta en el punto de medida de referencia y la lectura de la plomada para medida indirecta en el corte líquido es la medida indirecta. El siguiente es un ejemplo:

	Pies	Pulgadas
Lectura de la cinta en el punto de medida de referencia	22	4-0
Lectura de la plomada para medida indirecta en el corte	0	1-6
Suma (medida indirecta)	22	5-6

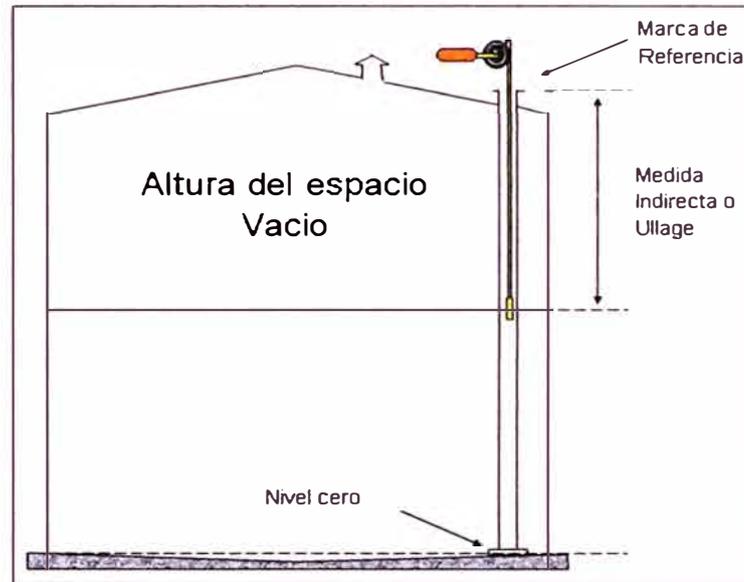


Fig. Medición Indirecta

#### 4.2.4.4. Conversiones entre medidas directas e indirectas

- Una medida indirecta puede convertirse a una medida directa, restando la lectura de la medida indirecta de la medida de la altura de referencia del tanque, por ejemplo:

	Pies	Pulgadas
Altura de medida de referencia	44	5-7
Medida indirecta	10	8-5
Medida directa	33	7-2

- Una cinta y plomada para toma de medidas directas, puede usarse para tomar medidas indirectas. El procedimiento es el mismo que el descrito anteriormente, sólo que la lectura de la plomada se resta de la lectura de la cinta. Por ejemplo:

	Pies	Pulgadas
Lectura directa de la cinta al punto de medida de referencia	26	8-0
Lectura de la plomada	0	1-2
Diferencia (Medida indirecta)	26	7-6

#### **4.2.5. Procedimiento para medición de corte de agua**

##### **4.2.5.1. Procedimiento de uso de pasta indicadora de agua**

Este procedimiento es usado para determinar la altura de agua libre encontrada bajo el petróleo, principalmente donde hay una demarcación inequívoca de agua / crudo. El procedimiento recomendado para la toma de medidas de agua libre es por el método directo.

La barra de medida de agua recomendada es de 12" ó 18", barra cilíndrica.

- Si las barras de 12" ó 18". cilíndricas no están fácilmente disponibles, entonces puede usarse una plomada de 6". El uso de estas barras está recomendado porque son muy convenientes para la aplicación de pastas indicadoras de agua. La longitud reduce cortes de agua accidentales en los broches y áreas que no tienen escala entre la cinta y la barra.
- Cuando la altura de agua excede la altura de la barra, el agua libre puede ser medida cubriendo la cinta y la plomada (wincha) con pasta indicadora de agua.
- No usar una barra o plomada cuadradas, porque las esquinas pueden causar pendientes e inclinaciones en la pasta y conducir a lecturas falsas.
- En el mercado existen diferentes marcas de pastas indicadoras de agua, que producen un cambio de color al contacto con el agua libre. Se ha encontrado que, aunque todas las pastas sirven para la medición de agua libre, estas pueden diferir en el corte. Esta diferencia es causada porque la adherencia del crudo causa que algunas pastas den lecturas bajas o manchadas.
- Debido a las diferencias existentes entre las marcas, la calidad de las pastas deben conocerse antes de usarse:
  - a) Claridad de cambio de color.
  - b) Capacidad de afinidad del petróleo y derivados por la pasta usada.

- c) La vida de la pasta (algunas tienden a endurecer después de un tiempo corto de ser abiertas).
  - d) Facilidad de aplicación y afinidad de la pasta por la barra.
  - e) Densidad suficiente para no salirse fuera durante el viaje a través del petróleo.
  - f) Efectividad igualmente en medios ligeramente alcalinos, salados, frescos o agua ácida.
- Asegurarse que no hayan remanentes de pastas en la escala de medida.
  - Aplicar una película delgada pero adecuada de la pasta en la barra. La práctica determinará cuánta pasta debe aplicarse para obtener un corte de agua satisfactorio.
  - La barra debe permanecer en la posición de medida de uno a cinco minutos para crudo pesado. Esta cantidad de tiempo es requerida para que el petróleo se adhiera a la pasta.
  - Al medir el agua libre en tanques que contienen crudo pesado, aplicar una película igual de aceite lubricante encima de la pasta, para facilitar el deslizamiento de la pasta en el crudo.
  - Cuando la barra es sacada, no soplar o limpiar el petróleo fuera de la pasta porque esto podría distorsionar la claridad del corte de agua.
  - Cuando se trate de crudo pesado, al sacar la plomada no se debe soplar o limpiar la pasta, ya que esto distorsionaría la medida verdadera. Se debe emplear un solvente apropiado (solvente 3), para lavar el producto pesado y poder tomar la lectura adecuadamente. El solvente debe aplicarse desde arriba de la marca esperada y dejarlo escurrir a lo largo, pues si se aplicase directamente a la zona de agua puede distorsionar la lectura.
  - Algunas pastas no se adhieren bien con aplicaciones de capa. En esos casos, limpiar la barra en seco y lavar con solvente antes de reutilizarse.

- La adherencia de aceite puede causar lecturas bajas, pero no lecturas altas. La mancha puede indicar una capa de aceite emulsionado y agua, o probablemente que el producto no está completamente adherido a la pasta. Este fenómeno se ha observado en productos ligeros así como en productos pesados y aparece como alguna mancha, depresión o inclinación.

Si se cree que una capa de emulsión está presente. Leer y anotar ambos: el corte claro y la medida de la mancha. El porcentaje de producto emulsionado no puede determinarse con precisión con pastas indicadoras de agua. Cuando se presenta esta condición, se deben realizar muestreo y subsecuentes pruebas de laboratorio. Una muestra de esta capa puede ser obtenida usando el procedimiento del muestreo de fondo.

#### **4.2.6. Medición Manual de Temperatura**

La temperatura del petróleo y productos derivados que se está midiendo en una operación de transferencia de custodia es uno de los elementos más importantes y necesarios para determinar exactamente el volumen de transferencia. Todo equipo de medición de temperatura debe ser seguro en su uso con el producto con el cual se le va a medir.

El método preferible para obtener la temperatura en un tanque de almacenamiento de tierra o de un buque tanque es el uso de los termómetros electrónicos portátiles. En forma alternativa, se puede usar un termómetro de cubeta. La medición manual de la temperatura consiste en determinar la temperatura del líquido del tanque mediante dispositivos apropiados. Los aspectos fundamentales que hay que tomar en cuenta para determinar con precisión la temperatura son el tamaño de los tanques, su altura líquida, la aplicación o no de calor a la carga y la temperatura ambiental.

La importancia en las mediciones de temperatura es tal, que por una mala lectura se obvian varios barriles en los cálculos finales. Por eso, el operador se asegurará de que el termómetro ha alcanzado la temperatura del líquido antes de que realice la lectura.

Se evitará cambios en la temperatura por la temperatura atmosférica que al momento de leer el termómetro en la escotilla o cubierta del tanque se puedan presentar. La temperatura del líquido en los tanques puede variar según su profundidad. Si existen marcadas diferencias en la lectura a una misma profundidad, se deberá proceder a tomar dos o más temperaturas en diferentes niveles, para luego promediar los valores.

#### **4.2.6.1. Tipos de Termómetros**

Básicamente, son dos los tipos de termómetros que se emplean normalmente para determinar la temperatura de hidrocarburos líquidos contenidos en tanques de almacenamiento, ya sean tanques de tierra o de buques tanque. Estos son:

- Termómetro de Cubeta
- Termómetro Electrónico Portátil (PET)

Aún cuando estos dos tipos de termómetros difieren considerablemente en su construcción, el empleo de cada uno responde a criterios y objetivos de medición comunes. Independientemente del tipo de termómetro que se use, para ambos existen requerimientos en relación a:

- Especificaciones de exactitud.
- Calibración y/o contrastación (verificación).
- Inspección en terreno.
- Tiempo de inmersión necesario para alcanzar la temperatura de equilibrio.
- Número de lecturas (o niveles de medición) a realizar en un tanque, requerimiento que depende del nivel o cantidad de líquido almacenado y no del tipo de termómetro usado.

#### **✓ Termómetro de cubeta**

Estos termómetros requieren ser contrastado antes de su primera puesta en servicio y luego una vez al año. El termómetro se compara con un termómetro certificado y trazable hasta un organismo de metrología acreditado. La comparación debe realizarse a tres o más niveles de

temperatura, tales como 32 °F, 100 °F y 180 °F. Uno de estos niveles debe corresponder al rango de temperatura en el cual se usa normalmente el instrumento. El termómetro debe cumplir con los límites de exactitud indicados en la tabla anterior, para todos los niveles de temperatura verificados.

La siguiente tabla muestra los requerimientos de exactitud para los termómetros de 12" de mercurio ASTM D 1086, típicamente usados en la industria del petróleo:

**Tabla N°4.1 – Rangos de Termómetros**

<b>Termómetro</b>	<b>Rango</b>	<b>Exactitud</b>
58F-80	-30°F a +120°F	+/- 0,5°F
97F-80	0°F a 120°F	+/- 0,5°F
59F-80	0°F a 180°F	+/- 0,5°F
98F-80	60°F a 180°F	+/- 0,5°F
60F-80	170°F a 500°F	+/- 1,0°F

La inspección en terreno consiste en verificar visualmente que el capilar de vidrio no esté dañado y que la columna de mercurio no presente separación. Un termómetro cuya columna de mercurio presente una separación no debe ser usado. Si la columna logra ser re-integrada, el termómetro puede usarse siempre y cuando pase satisfactoriamente las pruebas de calibración o contrastación.

Cuando se mide la temperatura de un líquido en un tanque, el termómetro debe permanecer inmerso en el líquido el tiempo suficiente para alcanzar el equilibrio térmico con el material que está siendo medido. Con los termómetros de cubeta, el tiempo de inmersión requerido es usualmente mayor al que nosotros quisiéramos. La siguiente tabla muestra los tiempos de inmersión recomendados:

**Tabla N° 4.2 – Tiempos de Inmersión**

Producto	Termómetros de Cubeta Tiempo de Inmersión (minutos)
Crudos y productos con Visc. SSU $\leq$ 100 s	5
Crudos y productos con Visc. 100 < SSU < 170 s	15
Crudos y productos con Visc. SSU > 170 s	30

Como se observa en la tabla anterior, el tiempo de inmersión para productos pesados de alta viscosidad y densidad (bajo API) es considerable. Desde un punto de vista práctico, este tipo de termómetros generalmente se usa sólo para productos livianos.

Para medir la temperatura de tanques, el termómetro de cubeta se inserta en un porta termómetro especialmente diseñado. El más común de estos ensambles es el denominado termómetro de copa, el cual posee un recipiente en su base para permitir que una porción de líquido permanezca en contacto con el bulbo del termómetro cuando el instrumento es retirado del tanque.

#### **Niveles de Medición:**

Además de estar seguros de que cada temperatura sea medida correctamente, es igualmente importante estar seguro de que se tome el número requerido de temperaturas dentro de un tanque, debido a que en muchos tanques la temperatura cambia con la profundidad del líquido. Aunque este fenómeno es mucho más común en productos calientes, tales como crudos pesados y residuales, también puede ocurrir en productos livianos y, particularmente, en tanques de buques.

El número mínimo de mediciones de temperatura en un tanque de líquido no depende del tipo de termómetro empleado, sino de la altura y/o cantidad del líquido contenido en el tanque.

La tabla 4.3 muestra el número mínimo de medidas de temperaturas para determinación de temperatura estática en tanques de almacenamiento y buque, en cumplimiento de las normas ASTM D-1086 y API MPMS 7.

**Tabla N° 4.3**  
**Número mínimo de medidas de temperatura en tanques**

<b>Profundidad de líquido</b>	<b>Número Mínimo de Mediciones</b>	<b>Niveles de medición</b>
<b>API MPMS 7</b>		
> 10 pies	3	A la mitad de los tercios
< 10 pies	1	Mitad del líquido
<b>ASTM D-1086</b>		
> 15 pies	3	A 3 pies de la superficie del líquido, en el centro del líquido y a 3 pies del fondo del tanque
10 y 15 pies	2	A 3 pies de la superficie del líquido y a 3 pies del fondo del tanque
< 10 pies	1	En el centro del líquido

Para tanques con capacidad menor a los 5000 barriles, se puede usar una medición de temperatura en el punto medio del líquido. Esto también es posible en tanques de embarcaciones con contenido menor a 5000 barriles.

La temperatura de los líquidos en tanques de almacenaje o buques tanque pueden variar en toda su profundidad, por lo tanto, cuando se encuentran diferencias de temperaturas menores a 5 °F, se deberá obtener una temperatura promedio. Esto debe ser ejecutado, tomando temperaturas a diferentes niveles que sean igualmente espaciadas, promediando las lecturas, redondeando el resultado con aproximación a 1.0 °F, y reportando el resultado como la temperatura promedio de todo el volumen.

### 3 Medidas – ASTM 1086

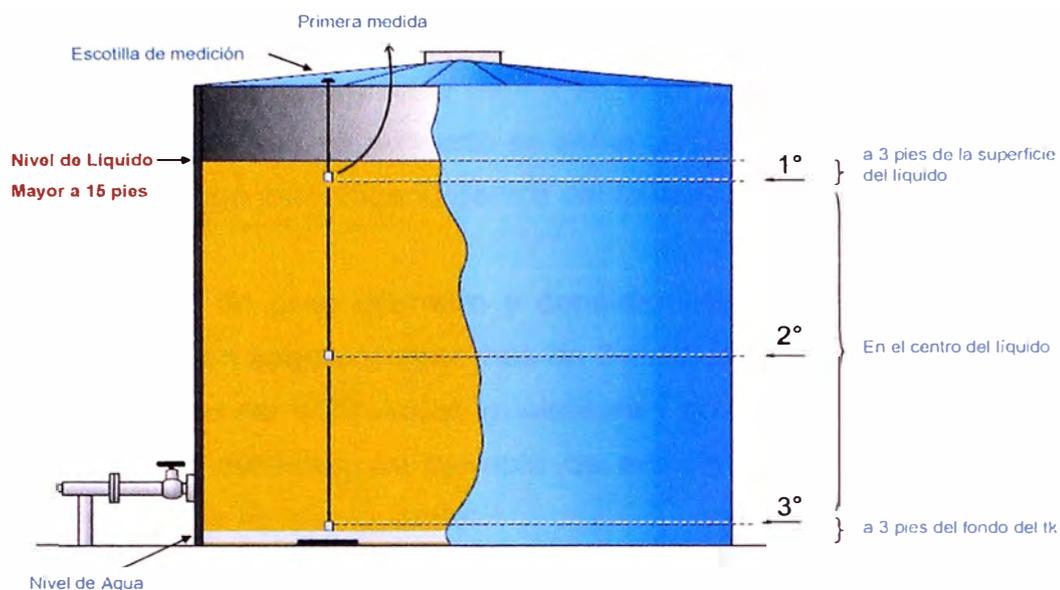


Fig. : Medición de Temperatura en Tanque con Nivel de Líquido mayor a 15 pies

### 3 Medidas - API MPMS 7.1

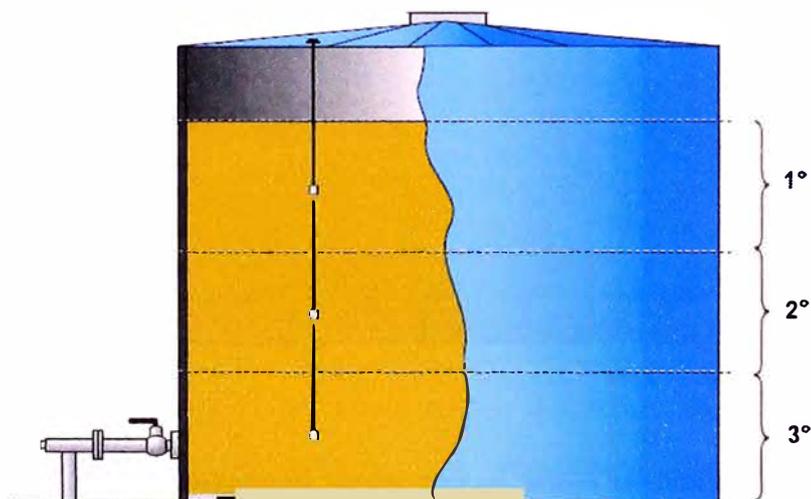


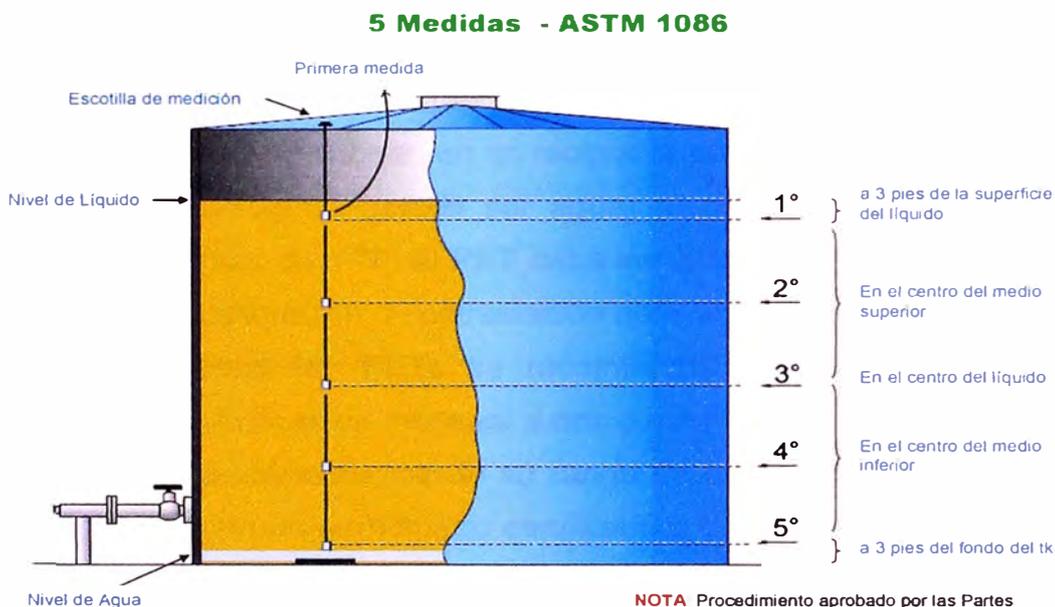
Fig.: Medición de Temperatura en Tanque con Nivel de Líquido mayor a 10 pies

En algunos casos, como en tanques con sección recta dispereja, se hará necesario calcular un volumen de temperatura promedio pesada. Las temperaturas pueden ser reportadas a menos de 1.0 °F por acuerdo de partes y en tanto no se produzcan conflictos legales.

Cuando se detectan diferencias de temperaturas mayores a 5 °F entre distintos niveles, deberán tomarse lecturas adicionales. El número de lecturas adicionales puede variar dependiendo del

diferencial de temperatura. Sin embargo, las lecturas deben ser espaciadas igualmente y promediadas. Diferencias significativas de temperatura deben ser informadas sin demora a las partes interesadas, ya que esto es señal de la existencia de material no-homogéneo estratificado dentro del tanque.

En tanques de gran diámetro y considerables alturas líquidas las partes pueden acordar tomar más de 3 medidas de temperatura, las cuales deben ser espaciadas igualmente y promediadas. En el caso de tomar 5 medidas, un ejemplo de estos niveles de medida se muestra en la figura siguiente:



**Fig. : Medición de Temperatura en Tanque con Alto Nivel de Líquido**

### ✓ **Termómetro Electrónico Portátil (PET)**

Un termómetro electrónico portátil (PET) no está directamente relacionado a la determinación de la temperatura. Siempre se debe conectar a tierra el instrumento antes de abrir la escotilla de medición.

Los requerimientos de exactitud para los PETs dependen del rango de operación. Cuando se opera en un rango de 0 °F a 200 °F, la exactitud requerida es de  $\pm 0,5$  °F. Sobre 200 °F la exactitud requerida es  $\pm 0,6$  °F.

**Tabla N° 4.4 – Especificaciones para PET's**

<b>Graduación Mínima</b>	<b>Exactitud</b>	<b>Rango de Exactitud Requerida</b>
0.1 °F	+ 0.5 °F	0 – 200 °F
	+ 0.6 °F	200 °F
0.1 °F	+ 0.2 °F	0 – 100 °F
	+ 0.4 °F	100 °F

Antes de su uso inicial y al menos una vez al año, cada PET debe ser sometido a una verificación o contrastación, comparándolo a tres o más temperaturas con un termómetro de exactitud certificada y trazable.

Adicionalmente, una inspección en terreno debe ser realizada antes de cada uso o una vez al día, lo que sea menos frecuente. El instrumento debe ser verificado comparando su lectura contra la de un termómetro ASTM E-1 de cubeta, en un recipiente con líquido a temperatura ambiente (puede ser agua). Si las lecturas difieren en más de 1 °F, el PET debe ser sometido a un proceso de calibración o contrastación normal.

Para los PETs se recomienda, además, realizar una verificación mensual a dos o más temperaturas, cercanas a los extremos de su rango de medición, comparándolo con un termómetro certificado o de trazabilidad conocida. Si los requerimientos de exactitud no se cumplen, el instrumento debe ser re-calibrado. Adicionalmente, se deben inspeccionar las conexiones entre el cable y el cuerpo del instrumento, por posibles daños, así como el estado del cable en toda su longitud.

Una de las mayores ventajas que tiene un termómetro electrónico sobre uno de cubeta es que el tiempo de inmersión necesario para alcanzar el equilibrio térmico es considerablemente más corto, como se muestra en la siguiente tabla:

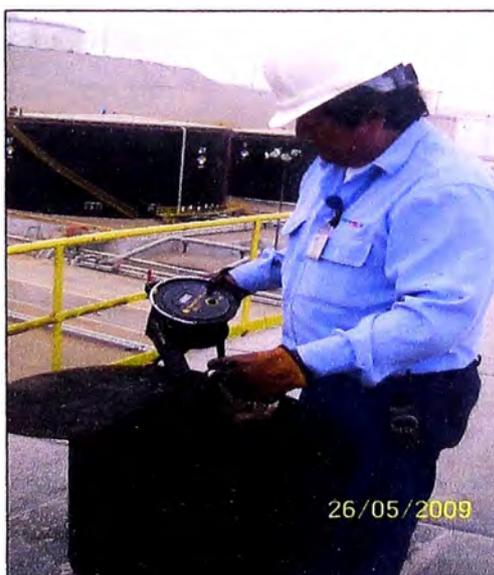
**Tabla N° 4.5: Tiempos de Inmersión Recomendado**

Termómetro Electrónico		
Gravedad API a 60 °F	En Movimiento	Estacionario
> 50	30 seg	10 min
40 - 49	30 seg	15 min
30 - 39	45 seg	25 min
20 - 29	45 seg	45 min
< 20	75 seg	80 min

**Nota:**

- Se considera que el termómetro ha alcanzado la estabilidad, con un sensor en movimiento, si la lectura no varía más de 0,2 °F por 30 segundos.
- El movimiento consiste en elevar y bajar el sensor 1" sobre y bajo la profundidad deseada.

Es una buena práctica de trabajo estimar por anticipado la temperatura de un tanque que ha recibido producto. Esta debería basarse tanto en la temperatura del material en el tanque antes de la transferencia, como en la temperatura del material que está siendo transferido al tanque. Un operador siempre debe tener una idea aproximada de la temperatura final probable. Si la lectura observada difiere significativamente de la temperatura estimada, entonces se debe investigar la razón de esta diferencia.



**Fig. Toma de Temperatura en Movimiento**

✓ **Procedimiento:**

Medir las temperaturas inmediatamente después que el nivel del líquido es medido, de la manera siguiente:

- a) Estando en el techo del tanque con el material adecuado y en una condición segura, proceder a abrir con ayuda del pie la tapa de medición y verifique con la wincha el nivel del fluido. Con ayuda de la Tabla 4.3 determine el número mínimo de medidas de temperatura.
- b) Introducir el termómetro dentro del producto a medir y a la profundidad deseada.
- c) El termómetro permanecerá un mínimo de 5 minutos.
- d) Retirar el termómetro rápidamente y asegúrese que la copa que rodea el bulbo del termómetro este llena y no se derrame, la lectura debe realizarse con la copa dentro de la boca de medición, para que el calor de la temperatura no se altere por acción del viento.
- e) Leer la medida de temperatura con una precisión de 0.5 °F.
- f) Verter el contenido de la copa al tanque.
- g) Repetir desde el punto b) hasta que se obtenga el número mínimo de medidas acordadas.
- h) Efectuar la limpieza del área de medición.

**Lectura y reporte de temperaturas**

Las lecturas con termómetro de copa deben ser tomadas con una precisión al 0.5 °F. De realizarse más de una lectura, se promediara aritméticamente las medidas de temperatura. Se reportara el promedio de la temperatura del tanque al entero más cercano.

Cuando se emplee equipos PET, todas las temperaturas deben ser leídas y registradas lo más cercano a 0.1 °F. Esto es lo más significativo digitalmente proporcionado por los termómetros electrónicos portátiles que están actualmente disponibles. La temperatura (o el promedio de múltiples temperaturas) debe ser reportada lo más cercano a 1.0 °F. Las temperaturas pueden ser

reportadas en menos grados que el entero de las unidades por mutuo acuerdo, a condición de que esto no entre en conflicto con los registros legales.

### **Requerimientos de manipulación**

Los termómetros de copa y electrónicos portátiles son instrumentos de precisión para medición. Estos deben ser transportados y utilizados cuidadosamente.

### **Procedimiento de Uso del termómetro electrónico**

- a) Conectar el termómetro electrónico a tierra antes de abrir la compuerta de medición. Verificar que la conexión a tierra esté sujeta en forma segura al termómetro.
- b) Verificar la condición de la batería antes y después de cada uso.
- c) Encender el termómetro y colocar el selector del rango de temperatura apropiado.
- d) Bajar la punta de prueba al nivel predeterminado.
- e) Subir y bajar la punta de la prueba a 1" sobre y debajo de un nivel predeterminado permitiendo una rápida estabilización.
- f) Después de que la temperatura se ha estabilizado, leer y registrar.
- g) Repetir los tres pasos anteriores a diferentes niveles si se requieren múltiples temperaturas.
- h) Determinar la temperatura promedio.
- i) Redondear la temperatura promedio y reportar la temperatura lo más cercana a 1.0 °F (redondear 0.5 °F hacia arriba).
- j) Después de usar el termómetro en crudos pesados, limpiar todas las partes de ensamblaje del termómetro con el solvente más conveniente y secarlo con un paño para prevenir la formación de una lámina de aislamiento.

**Procedimiento para buques tanque**

- a) Para custodiar transferencias o para verificar medidas de transferencia de custodia basadas en tierra, tomar temperaturas en todos los tanques o compartimientos del buque tanque.
- b) Las temperaturas en el centro del tercio superior, el tercio medio y el tercio inferior de la altura del líquido deben ser medidas siempre y cuando el nivel del líquido sea mayor de 10".
- c) Por mutuo acuerdo, tomar más de tres temperaturas para calcular una temperatura promedio. Para tanques con capacidades menores de 5,000 barriles, una sola medición de temperatura en el medio del líquido será suficiente.
- d) Durante la travesía del cargamento en el buque, la temperatura de la carga marina puede cambiar. Esto puede resultar una temperatura no uniforme en la descarga, lo cual incrementará la dificultad en la determinación de la temperatura promedio del cargamento. El promediar las temperaturas alta, media y baja calculadas en cada tanque es el procedimiento más práctico.
- e) Corregir el volumen total del buque a la temperatura estándar (60 °F) en base a tanque por tanque, utilizando la temperatura promedio determinada para cada tanque.
- f) Si hubiera cantidad abordo insuficiente (OBQ) o remanente abordo (ROB) para permitir mediciones de temperatura, asumir para el producto la temperatura estándar (60 °F).
- g) Tomar la temperatura de alguna cantidad sustancial de OBQ o ROB (por ejemplo slop) en el nivel medio del aceite o capa aceitosa.



Fig. UTI con Sistema PET para Buques Tanque

## 4.2.7. Muestreo de Petróleo y Productos derivados

### 4.2.7.1. Objetivo

El objetivo del muestreo es obtener una pequeña porción (muestra localizada) de producto de un área seleccionada en un tanque. Esta pequeña porción es representativa del producto en el área o, en el caso de una muestra corrida o a todo nivel, su composición es representativa.

Una serie de muestras de zona pueden ser combinadas para obtener una muestra representativa.

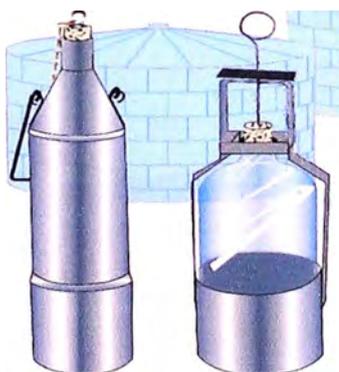
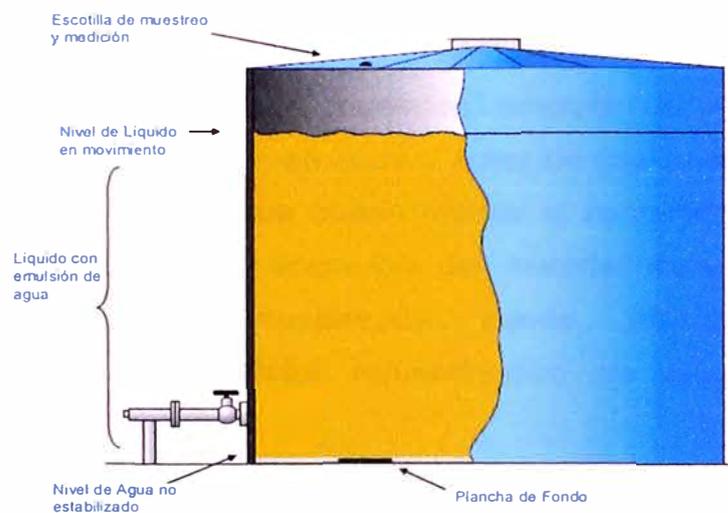


Fig. : Muestreadores

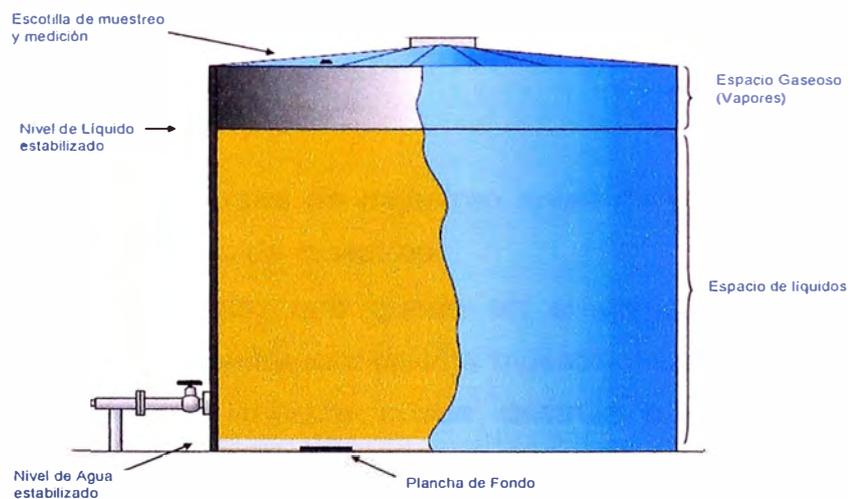
### 4.2.7.2. Condiciones requeridas para aplicar el muestro

En algunos hidrocarburos, existe un componente pesado (el agua libre) el cual tiende a separarse del componente principal. En este caso, el muestreo es apropiado bajo las siguientes condiciones:

- a. Debe haber transcurrido suficiente tiempo para que el componente pesado se separe adecuadamente y se asiente.
- b. Se debe tener presente hasta qué nivel se encuentra el componente pesado asentado para que cuando se realice el muestreo no se llegue a muestrear el componente pesado.
- c. Cuando estas condiciones no pueden ser obtenidas, es recomendable tener un sistema automático de muestreo.



**Fig. Condición del tanque luego de terminada la recepción**



**Fig. Condición del tanque luego de un tiempo adecuado de Reposo**

#### **4.2.7.3. Consideraciones a tener en cuenta para aplicar el muestreo:**

Los siguientes factores deben ser considerados para el desarrollo y la aplicación del muestreo manual:

##### **a. Pruebas de propiedades físicas y químicas**

Las pruebas de las propiedades físicas y químicas a ser realizadas en una muestra se fijarán por los procedimientos de muestreo, la cantidad de muestra requerida y el manipuleo del muestreo requerido.

##### **b. Secuencia de muestreo**

- Realizar la operación de muestreo después de la medición, la toma de temperatura y antes de cualquier otra actividad similar que pueda afectar el contenido del tanque. Cualquier alteración del material en el tanque que es muestreado puede afectar adversamente el carácter representativo de la(s) muestra(s).
- Para evitar contaminación de la columna de producto en el tanque durante la operación de muestreo, la secuencia de muestreo debe empezar por el tope e ir descendiendo por la superficie, tope, superior, medio, inferior, de salida, a todo nivel, del fondo y corrida.

##### **c. Limpieza del equipo**

- Limpiar los equipos de muestreo antes de comenzar con la operación de muestreo.
- Cualquier residuo que quede en el dispositivo de muestreo o muestreador de una muestra previa o una operación de limpieza puede destruir el carácter representativo de la muestra.
- Enjuagar el dispositivo de muestreo o muestreador con productos de petróleo livianos y secarlo antes de realizar el muestreo.

**d. Compositivas de muestras individuales**

- Si el procedimiento de muestreo requiere tomar diferentes muestras, las pruebas de propiedades físicas pueden realizarse en cada muestra o en un compósito de varias muestras. Cuando las pruebas respectivas son realizadas en las muestras individuales, el cual es el procedimiento recomendado, los resultados de las pruebas generalmente son promediados.
- Cuando una muestra de compósito múltiple es necesaria, como por ejemplo para buques, ésta debe ser preparada de muestras obtenidas de diferentes tanques dentro del buque que contienen el mismo producto.
- Debido a que el compósito obtenido debe ser representativo del producto contenido en varios tanques, la cantidad de las muestras individuales usadas para preparar el compósito del tanque debe ser proporcional al volumen en los tanques correspondientes.
- En la mayoría de muestras compositivas, pueden ser tomados volúmenes iguales de muestras individuales (como cuando se obtienen muestras superior, centro e inferior de un tanque).
- Documentar el método de realizar la compositiva y preservar la integridad de las muestras.
- Retener separadamente una porción de cada muestra tomada (no la compositiva) para realizar pruebas de chequeo si es necesario.

**e. Transferencia de muestras**

- El número de transferencias intermedias de un contenedor a otro entre la operación de muestreo y las pruebas debe de ser el mínimo.
- La pérdida de hidrocarburos ligeros como resultado de las transferencias, pérdida de agua debido al trasvase,

o contaminación debido a fuentes externas, o todas ellas, pueden distorsionar los resultados de las pruebas, por ejemplo, la gravedad API, los sedimentos y agua (S&W) y claridad del producto. La mayor transferencia de contenedores aumenta la probabilidad de ocurrencia.

**f. Almacenamiento de muestras**

- Excepto cuando se están transfiriendo, mantener las muestras en un contenedor cerrado para prevenir la pérdida de hidrocarburos ligeros.
- Proteger las muestras durante el almacenamiento para prevenir el deterioro por el tiempo o la degradación debido a la luz, calor u alguna otra condición perjudicial.
  - Botellas de vidrio: Estas botellas pueden ser examinadas visualmente para comprobar su limpieza; permite una inspección visual de la turbidez del agua libre y las impurezas sólidas contenidas en la muestra tomada. Las botellas de vidrio marrón proporcionan alguna protección a las muestras, las cuales pueden ser afectadas por la luz.
  - Botellas de plástico: Las botellas de plástico fabricadas con un material adecuado pueden ser usadas para el manipuleo y almacenamiento de algunos crudos, residuales, gasóleos, diesel y lubricantes. Este tipo de botellas no deben ser usadas para gasolinas, turbo, kerosene, crudos livianos y productos de punto de ebullición especiales, a menos que las pruebas indiquen que no existen problemas con la solubilidad, contaminación o pérdida de componentes ligeros. Las botellas de plástico tienen la ventaja de que no se quiebran como las de vidrio o no se corroen como las de metal.

#### g. **Manipulación de muestras**

- Si una muestra no está uniforme (no está homogénea) y una porción de la muestra debe transferirse a otro contenedor, la muestra debe ser mezclada completamente, a fin de asegurarse que la porción transferida sea representativa.
- Tener cuidado que la mezcla no altere los componentes presentes en la muestra.

#### 4.2.7.4. **Instrucciones especiales para el muestreo de algunos productos:**

##### a. **Crudos y Residuales**

El crudo y los residuales generalmente son productos no homogéneos. Las muestras de los tanques de crudos y residuales pueden no ser representativas por las siguientes razones.

- La concentración de agua en suspensión es mayor cerca del fondo. Una muestra corrida o un compósito de muestras superior, centro e inferior puede no ser representar la concentración de agua en suspensión.
- La interfase entre el crudo y el agua libre es difícil de medir, especialmente por la presencia de crudo emulsionado o sedimentos.
- La determinación del volumen de agua libre es difícil debido a que el nivel de agua libre puede variar a través de la superficie del fondo del tanque. El fondo está regularmente cubierto por bancos de agua libre o agua emulsionada que está atrapada por niveles de sedimentos o cera.
- Los muestreadores automáticos, cercanos a unidades LACT son recomendadas para obtener este tipo de muestras. Sin embargo, muestras localizadas tomadas de los tanques pueden ser

usadas cuando exista un acuerdo por todas las partes involucradas.

#### **b. Gasolinas y productos destilados**

La gasolina y los productos destilados son usualmente homogéneos pero ellos frecuentemente son transportados desde tanques que tienen claramente agua separada en el fondo. El muestreo del tanque, de acuerdo con los procedimientos descritos en la sección 4.2.7.5., es aceptable bajo las siguientes condiciones:

- Debe haber transcurrido el tiempo suficiente para que el componente pesado se separe adecuadamente y se asiente.
- Debe ser posible medir el nivel del componente asentado a fin de que permanezca bien sobre el nivel cuando se saquen las muestras representativas, a menos que todo o parte del componente pesado sea incluido en la porción del contenido del tanque a identificarse.
- Cuando una o más de estas condiciones no puedan observarse, se recomienda realizar el muestreo acompañado de un sistema de muestreo automático.

#### **4.2.7.5. Procedimiento de Muestreo**

Los procedimientos estándar de muestreo se resumen en la Tabla 4.6. Se pueden usar procedimientos alternativos de muestreo si se llega a un acuerdo mutuo satisfactorio entre las partes involucradas. Se recomienda que dichos acuerdos se pongan por escrito y sean firmados por supervisores u oficiales autorizados.

Es necesario tener extremo cuidado y buen juicio para asegurar la obtención de muestras que representen el carácter general y las condiciones promedio del material. Tener las manos limpias es importante.

Ya que muchos vapores de petróleo son tóxicos e inflamables, evite respirarlos o encenderlos a partir de una

llama abierta, brasas ardientes o con chispa producida por electricidad estática. Debe seguirse todas las precauciones de seguridad específicas al material que está siendo muestreado.

Cuando se muestrea productos relativamente volátiles de más de 13.8 kPa (2 psia) PVR, llene y permita que el aparato de muestreo drene antes de extraer la muestra. Cuando se muestrea productos líquidos no volátiles 13,8 kPa (2 psia) PVR o menos, el aparato de muestreo debe ser llenado y dejado drenar antes de introducir la muestra real.

La transferencia de muestras de petróleo crudo de un aparato/receptor de muestra al frasco de laboratorio en el que será analizado requiere de un cuidado especial para mantener su naturaleza representativa.

TABLA N° 4.6 - Procedimientos típicos de muestreo y aplicabilidad

Aplicación	Tipo de Contenedor	Procedimiento
- Líquidos de más de (13,8 kPa) y no más de 101 kPa (14,7 psia) PVR	Tanques de almacenamiento, barcos y barcazas tanques, carros y camiones tanques	Botella de muestreo
- Líquidos de 101 kPa (14,7 psia) PVR o menos	Tanques de almacenamiento con grifo	Robamuestras
- Muestreo de fondos de líquidos de 13,8 kPa (2 psia) PVR o menos	Tanques de almacenamiento con grifo	Grifo de muestreo
- Líquidos de 101 kPa (14,7 psia) PVR o menos	Tuberías o líneas	Grifo de muestreo
- Líquidos de 13,8 kPa (2 psia) PVR o menos	Tanques de almacenamiento, barcos y barcazas	Muestreador en línea
- Líquidos de 13,8 kPa (2 psia) PVR o menos	Corrientes de descarga libre o abierta	Botella de muestreo
- Líquidos de 13,8 kPa (2 psia) PVR o menos	Tambores, barriles y latas	Regleta de muestreo
- Líquidos del fondo o del robamuestras de 13.8kPa (2 psia) PVR o menos	Carros tanques, tanques de almacenamiento	Tubo de muestreo
- Líquidos y semilíquidos de 13,8 kPa (2 psia) PVR o menos	Corrientes de descarga libre o abierta; tanques abiertos o calderos con cabezal abierto; carros tanques; camiones tanque, tambores	Robamuestras
- Petróleo crudo	Tanques de almacenamiento, barcos y barcazas; tanques, carros tanques; camiones tanque, oleoductos.	Regleta de muestreo, Muestreador automático, Robamuestras, Botella de muestreo, Grifo de muestreo
- Hidrocarburos aromáticos industriales.	Tanques de almacenamiento, barcos y barcazas	Botella de muestreo
- Ceras, bituminosas sólidos y otros sólidos suaves	Barriles, envases, bolsas, tortas	Muestreador de perforación
- Coque de petróleo; sólidos grumosos	Vagones, convoyes, bolsas, barriles, cajas	Muestreador de gancho
- Grasas, ceras suaves, asfaltos	Calderos, tambores, latas, tubos	Muestreador de grasa
- Materiales Asfálticos	Tanques de almacenamiento, carros tanque, líneas y empaques	.....
- Asfaltos Emulsificados	Tanques de almacenamiento, carros tanques, líneas, empaques	.....

#### a. Etiquetado de las Muestras

Etiquetar las muestras inmediatamente después de haberse obtenido. Utilizar tintas a prueba de agua y aceite o un lápiz suficientemente duro para dejar una buena marca en la etiqueta. Lápices blandos y la utilización de tintas ordinarias pierden sus características debido a la humedad, manchas de aceite y el manipuleo.

Incluir la siguiente información en la etiqueta:

- Fecha en que han sido obtenidas las muestras.
- Hora en que han sido obtenidas las muestras.
- Nombre de la persona que ha realizado el muestreo y firma.

Número del tanque en tierra, número de la línea de amarradero o nombre del buque y número del tanque abordo.

- Producto que ha sido muestreado.

Un modelo de etiqueta se puede apreciar en la siguiente figura:

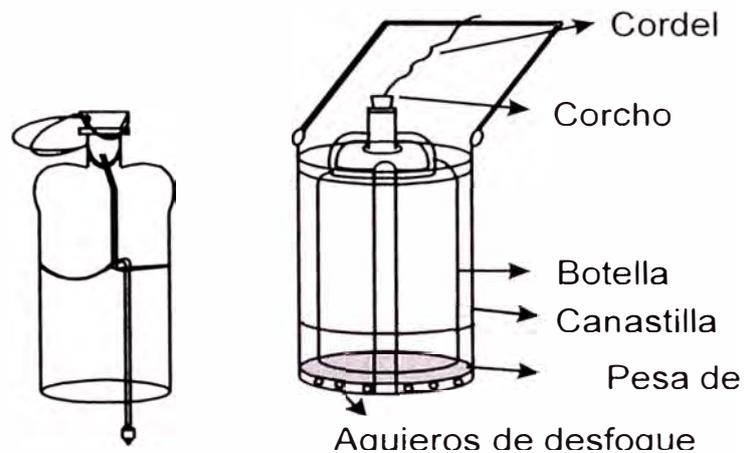
BUQUE: ..... TERMINAL: ..... OPERACION: ..... PRODUCTO: ..... FECHA: ..... HORA: ..... ORIGEN DE LA MUESTRA: ..... DESTINO DE LA MUESTRA: ..... TIPO DE MUESTRA: CORRIDA <input type="checkbox"/> COMPUESTA <input type="checkbox"/> SPOT <input type="checkbox"/> OTRA <input type="checkbox"/> PRECINTO N°: ..... OBSERVACIONES: .....	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center; padding: 2px;">PELIGROSIDAD DE LAS MUESTRAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center; padding: 5px;"></td> <td style="text-align: center; padding: 5px;"><input type="checkbox"/></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 5px;"></td> <td style="text-align: center; padding: 5px;"><input type="checkbox"/></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; padding: 5px;"></td> <td style="text-align: center; padding: 5px;"><input type="checkbox"/></td> </tr> </tbody> </table>	PELIGROSIDAD DE LAS MUESTRAS			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
PELIGROSIDAD DE LAS MUESTRAS									
	<input type="checkbox"/>								
	<input type="checkbox"/>								
	<input type="checkbox"/>								
<hr style="width: 20%; margin: 0 auto;"/> <b>SURVEYOR</b>									

Fig. Modelo de Etiqueta de una muestra

**b. Equipo de Muestreo**

El equipo más común usado para el muestreo constituye una botella con boca de 1" para el muestreo de crudo o residual, y de 3/4" para el muestreo de productos ligeros, conteniendo una "pesa" atada a un hilo resistente lo suficientemente largo como para poder tocar el fondo del tanque desde el punto de referencia. La

botella debe contener un tapón atado al hilo en la forma mostrada en la siguiente figura.



b.1. Botellas (Vidrio): Las botellas de vidrio transparentes pueden ser examinadas visualmente para asegurar su limpieza y permite la inspección visual de la muestra para detectar la presencia de agua libre e impurezas sólidas. Las botellas de color ámbar aportan alguna protección a las muestras cuando la luz puede afectar los resultados de las pruebas.

b.2. Botellas (Plástico) – Las botellas de plástico hechas de material adecuado pueden usarse para la manipulación y almacenamiento de gasóleo, diesel, aceite combustible y aceites lubricantes. Las botellas de este tipo no deben utilizarse para gasolina, combustible de aviación, kerosene, petróleo crudo, espíritu blanco, aceite blanco medicinal y productos de punto de ebullición especial a menos que su prueba indique que no hay problema con la solubilidad, contaminación o pérdida de componentes ligeros.

b.3. Latas – Cuando se usan latas, ellas deben tener sus uniones soldadas sobre las

superficies exteriores con un fundente de resina en un solvente adecuado. Tal fundente es fácilmente removible con gasolina, mientras que muchos otros son muy difíciles de remover. Trazas diminutas de fundente pueden contaminar la muestra de modo que los resultados obtenidos en las pruebas tales como fuerza dieléctrica, resistencia a la oxidación y formación de sedimentos pueden ser erróneos. Las latas con recubrimiento interno de epóxido rayado pueden tener contaminación residual por lo que deben tomarse precauciones para asegurar su remoción. La práctica D 4306 (leer esta norma) debe utilizarse cuando se toman muestras de combustibles de aviación.

b.4. Contenedores con Tapa: Tapones de corcho o tapas roscadas de plástico o metal pueden utilizarse para botellas de vidrio. Los corchos deben ser de buena calidad, limpios y libre de huecos y sin pequeños pedazos de corcho desmoronados. Nunca use tapas de caucho. El contacto del corcho con la muestra puede ser evitado envolviendo papel aluminio o de estaño alrededor del corcho antes de forzarlo dentro de la botella. Las tapas roscadas sólo podrían ser usadas para latas para proveer un cierre hermético a prueba de escape de vapor. Las tapas roscadas deben ser protegidas con un disco forrado con material que no deteriore o contamine la muestra. Los contenedores usados para tomar muestras que serán analizadas para densidad o gravedad tendrán tapas roscadas.

**c. Tipos de muestras:**

- c.1. MUESTRA A TODO NIVEL: Es una muestra obtenida sumergiendo un ladrón o una botella con corcho por encima de cualquier nivel de agua presente en el tanque, entonces se abre el muestreador jalando el corcho y se eleva a una velocidad constante de tal forma que éste se llene aproximadamente 75 a 85 % con el hidrocarburo.
- c.2. MUESTRA CORRIDA: Es una muestra obtenida sumergiendo una botella sin corcho hasta la altura de la línea de succión del tanque, luego, en un régimen uniforme, levantar la botella hasta el tope a una velocidad constante de tal forma que el muestreador se llene aproximadamente 75 a 85 % con el hidrocarburo. Esta muestra no es necesariamente representativa.
- c.3. MUESTRA ZONAL O INDIVIDUAL: Es una muestra tomada de una zona específica dentro del tanque. Se obtiene sumergiendo un ladrón o una botella con corcho a un nivel específico, entonces se abre el muestreador jalando el corcho y se espera a que la botella se llene sin moverla; luego se retira el muestreador.
- c.4. MUESTRA REPRESENTATIVA: Es la porción extraída del total de producto que contiene partes en la misma proporción de estas respecto al volumen total.
- c.5. MUESTRA DE TOPE: Tomada a 6 pulgadas bajo la superficie del hidrocarburo.
- c.6. MUESTRA SUPERIOR: Tomada en el punto medio del tercio superior del total de hidrocarburo contenido en el tanque (una

distancia de  $1/6$  del nivel del hidrocarburo medido desde la superficie).

- c.7. MUESTRA DEL MEDIO: Tomada en el punto medio del tercio medio del total de hidrocarburo contenido en el tanque (a la mitad del nivel de hidrocarburo medido desde la superficie).
- c.8. MUESTRA INFERIOR: Tomada en el punto medio del tercio inferior del total de hidrocarburo contenido en el tanque (una distancia de  $5 / 6$  del nivel del hidrocarburo medido desde la superficie).
- c.9. MUESTRA DEL FONDO: Tomada del fondo del tanque, en su punto más bajo. Es recomendable que se anote la altura exacta del nivel de muestra (ejemplo: 6" del fondo). La muestra debe estar por lo menos a 4" por debajo de la línea de succión del tanque.
- c.10. MUESTRA DE AGUA DEL FONDO: Muestra de agua libre tomada de lo más hondo del contenido del tanque de almacenamiento.
- c.11. MUESTRA REMANENTE/SALDO: Es una muestra localizada tomada utilizando la boquilla del equipo de muestreo a una distancia de 10 cm (4 in.) debajo de la parte inferior que corresponde a la salida del tanque.
- c.12. MUESTRA DE SALIDA: Tomada en la línea de succión del tanque.
- c.13. MUESTRA DE SUPERFICIE: Tomada de la superficie del hidrocarburo en el tanque.
- c.14. MUESTRA DE TECHO FLOTANTE: Tomada justo bajo la superficie para determinar la

densidad del líquido en el cual el techo está flotando.

- c.15. MUESTRA DE APARIENCIA: Tomada con el muestreador a 4" sobre la succión del tanque.
- c.16. COMPÓSITO: Es una mezcla de muestras zonales combinadas proporcionalmente a los volúmenes del producto contenido en el tanque. Si se tienen muestras superior, centro e inferior, éstas deben mezclarse en una probeta tomándose la tercera parte del volumen de ésta con cada muestra. La mezcla siempre debe realizarse en el laboratorio.
- c.17. COMPÓSITO MULTIPLE: Es una mezcla de muestras individuales o de compósitos simples que han sido obtenidas de diversos tanques. Estas mezclas deben realizarse en función del porcentaje de volumen de cada tanque involucrado con respecto al volumen total.
- c.18. MUESTRA DE DRENAJE: Es una muestra obtenida de la válvula de drenaje del tanque de almacenamiento.
- c.19. MUESTRA DE FLUJO PROPORCIONAL: Es una muestra tomada de una tubería de tal forma que el rango de muestreo es proporcional al flujo de fluido en la tubería.
- c.20. MUESTRAS DE LÍNEAS DE CARGA: Son muestras de líneas involucradas en cargas/descargas tomadas antes y después de cada transferencia para confirmar la calidad de la línea. Para estas muestras, la botella debe lavarse hasta en tres (03) oportunidades con el mismo producto a muestrear.

### 4.3. Factores de Corrección de Volumen:

#### 4.3.1. Tablas Normalizadas:

Para la determinación del volumen descargado a temperatura estándar (60°F) se deben de usar las tablas de corrección de volumen de la norma ASTM.

##### a. **Petróleo crudo:**

Estas tablas de corrección de volumen son usadas exclusivamente para crudos de diversos tipos:

**Tabla 5 A** Usada para la corrección de la gravedad API de temperatura observada a API a 60°F. Se ingresa con el API (a temperatura observada) y la Temperatura observada; y, se lee el API a 60°F.

**Tabla 6 A** Usada para el cálculo del factor de corrección de volumen a 60°F. En esta tabla se ingresa con el API a 60 °F y la temperatura del producto, y se lee el factor de corrección.

##### b. **Productos blancos y negros**

Estas tablas son usadas para productos como gasolinas, solventes, kerosene, diesel, residuales, gasóleo, etc.

**Tabla 5 B** Usada para la corrección de la gravedad API de temperatura observada a API a 60°F. Se ingresa con el API (a temperatura observada) y la temperatura observada y, se lee el API a 60°F.

**Tabla 6 B** Usada para el cálculo del factor de corrección de volumen a 60°F. Se ingresa con el API a 60°F y la temperatura del producto, y se lee el factor de corrección.

##### c. **Tablas de cubicación de tanques**

Las tablas de cubicación de tanques de almacenamiento son documentos oficiales donde se consignan los volúmenes de producto para cada pulgada y pie de altura en el tanque. Son visadas por el OSINERGMIN, y permiten el cálculo del volumen en barriles de producto o agua a temperatura observada. Así también

permiten calcular volúmenes para medidas tanto en octavos como en décimas. El siguiente fragmento de tabla de cubicación extraído de una tabla de cubicación de un tanque de almacenamiento muestra los barriles de producto en el rango de 0 a 9 pies, y de 0 a 8 pulgadas para ilustrar su uso. En cada grupo de datos generalmente se colocan los valores de interpolación para octavos y décimos de pulgada.

### Extracto de la Tabla de Cubicación de un Tanque de Almacenamiento

TABLA DE CUBICACION – SONDAJE (BARRILES)					
Cliente		Identificación		Volumen total:	5 2352,862 Bls
Planta		Fluido	Petróleo Crudo	Volumen muerto:	4,407 Bls
Tanque	Vertical, sabana flotante, techo fijo		Peso específico 0.910	Diámetro promedio:	93pies; 4,650pulg
Medido	Delta Pro SRL		Vacio General 44.11.3	Altura máxima:	43pies; 0,257pulg
Fecha	05/12/2003			Volumen del cono:	-122,615 Bls

Pies /Pulg	0"	1"	2"	3"	4"	5"	6"	7"	8"
0	12.49	61.08	143.34	241.63	343.09	444.54	545.94	647.43	748.88
1	1154.88	1256.44	1358.02	1459.57	1561.13	1662.69	1764.26	1865.83	1967.38
2	2373.64	2475.02	2576.76	2678.38	2779.95	2881.56	2983.15	3084.74	3186.33
3	3592.68	3694.27	3795.85	3897.44	3999.02	4100.59	4202.14	4303.74	4405.30
4	4811.48	4913.02	5014.57	5116.11	5217.66	5319.20	5420.74	5522.29	5623.83
5	6030.01	6131.55	6233.10	6334.64	6436.19	6537.73	6639.06	6735.27	6828.44
6	7219.58	7321.17	7422.75	7524.34	7625.92	7727.50	7829.09	7930.67	8032.26
7	8438.60	8540.18	8641.77	8743.35	8844.94	8946.52	9048.11	9149.69	9251.28
8	9657.62	9759.20	9860.79	9962.37	10063.96	10165.54	10267.12	10368.71	10470.29

Pies /Pulg	0"	1"	2"	3"	4"	5"	6"	7"	8"
9	10876.63	10978.22	11079.80	11181.39	11282.97	11384.56	11486.14	11587.73	11689.31
	DECIMOS	10.069	20.137	30.208	40.274	50.343	60.411	70.480	80.548
	OCTAVOS	12.586	25.171	37.757	50.343	62.928	75.514	88.100	

## CAPITULO 5

### CALCULOS Y RESULTADOS

#### 5.1. Generalidades:

Antes del comienzo de las operaciones de descarga, los inspectores de descarga, los representantes de la planta y el personal operativo de tierra que intervengan en la operación de descarga deberán mantener una o más reuniones. En estas reuniones de coordinación se realizarán lo siguiente:

- Se identificarán a las personas operativas clave.
- Se definirá responsabilidades.
- Se efectuarán preparativos para los procesos de comunicación.
- Se revisarán los planes y procedimientos de descarga a fin de asegurar que todas las partes interesadas entiendan plenamente todas las actividades.
- Se informará a las partes involucradas de la especificación y cantidad de la descarga.
- Se acordará si el personal de tierra concluirá la operación de descarga.
- Se debe verificar con el representante del terminal si existen informes de hechos poco comunes que hayan ocurrido durante la descarga anterior, de forma tal que exijan vigilancia especial durante la descarga.
- Deberá revisarse todos los procesos operativos incapaces de producir un control positivo de la medición e investigarse procedimientos alternativos.
- Si existe alguna duda respecto de la compatibilidad o contaminación, se deberá notificar a todas las partes interesadas y deberán resolverse todas las inquietudes antes de comenzar el proceso de descarga.

#### 5.2. Antes de las Operaciones de Descarga

Antes de realizarse el proceso de descarga de combustibles desde el buque/tanque al terminal se realizarán los siguientes pasos:

- Con anterioridad a la medición, se determina la naturaleza y cantidades del producto que haya en las tuberías de tierra hasta el brazo de carga.
- Cuando la naturaleza del contenido de las tuberías sea cuestionable o cuando exista la posibilidad de contaminación de la carga, tomar y analizar muestras de la línea.
- En el informe de Cantidades en Tierra, se debe registrar la capacidad total de las tuberías desde la brida del buque hasta el tanque en tierra que se usará.
- Si se declara que la tubería está llena, se deberá efectuar una verificación de la tubería.
- Si se informa que la tubería está vacía, se deberá efectuar una verificación de los drenajes de la tubería en distintos lugares, de preferencia en los puntos bajos de ella.
- Si la tubería está parcialmente llena, entonces se deberá determinar el volumen faltante mediante el desplazamiento de la tubería.
- Las tuberías deberán inspeccionarse a pie, si fuera práctico, a fin de determinar si todas las válvulas están en la posición abierta o cerrada adecuada y si están selladas donde fuera posible.
- Antes de realizarse el proceso de descarga, cada producto a descargar deberá cumplir con las especificaciones de calidad. Para esto, se deberán utilizar los análisis de laboratorio y muestreo para asegurar que se reúnan las especificaciones de calidad.

### **5.2.1. Medición y Muestreo de Tanques**

Para la medición de tanques se debe realizar lo siguiente:

- Se toman las mediciones iniciales, temperatura, altura del producto y agua de cada tanque que será utilizado en el proceso de descarga.
- La altura de referencia se obtiene a partir de las tablas de calibración del tanque antes de tomar los cortes de agua y medición. Verificar en el techo del tanque esta información.
- Cualquier diferencia que exista entre la altura de referencia observada y la altura de referencia indicada en las tablas de calibración de tanques deberá anotarse e investigarse.

- Se registran todas las mediciones sólo después de asegurar dos mediciones exactas, que se hayan tomado lo más cerca posible a 1/8 de pulgada.
- En el caso de tanques con techos flotantes, deberá evitarse tomar las mediciones mientras el techo esté en zona crítica.
- La determinación de la temperatura del producto un tanque de tierra es de suma importancia para el proceso de custodia. Es por ello que se debe tener especial cuidado en la medición, las temperaturas se toman cuidadosamente al centro de la tercera parte superior del líquido, al centro del líquido y al centro de la tercera parte inferior del líquido.
- Se toma suficiente cantidad de muestra de cada tanque de tierra a ser utilizado en el proceso de descarga, a fin de cumplir los requisitos de las partes interesadas.
- Las muestras obtenidas deberán rotularse e identificarse cuidadosamente y, si corresponde, deberán precintarse con los números registrados.

#### **5.2.2. Análisis de Laboratorio:**

- Las partes interesadas deberán especificar las pruebas de calidad y las clases de métodos analíticos que se aplicaron a los ensayos. La responsabilidad de realizar las pruebas es del Terminal, para los análisis que se realizan en su laboratorio. Se deberá permitir que los Usuarios puedan efectuar las mismas pruebas en una contra muestra de manera alternativa o que presencien las pruebas efectuadas en el Terminal.

#### **5.2.3. Cuantificación de los productos iniciales en tanque:**

La cuantificación de los productos iniciales en tanques se realiza para la determinación de la cantidad de producto que existe en el tanque donde se va a recibir un determinado producto. Los resultados que se obtengan en cada tanque servirán como datos de volumen inicial para la cuantificación del producto descargado.

Para poder realizar la determinación de este volumen inicial, se deberá realizar lo siguiente:

- Identificar el tanque y el tipo del mismo donde se va a recibir o descargar el producto.

- Revisar los alrededores del tanque para verificar si es que existe fuga de producto. También se deben verificar si en las válvulas de recepción, de despacho y de drenaje presentan pasas una vez estando cerradas.
- Por medidas de seguridad, se deben precintar todas las válvulas de entradas y salidas del tanque con excepción de la válvula de recepción de producto.
- Determinar, si es que lo hubiera, la cantidad de producto que hay en la línea.
- Durante la medición del tanque, se deben anotar todos los datos concernientes al mismo, es decir altura referencial, medidas iniciales de producto y de agua, temperatura, fecha, hora y otros datos que se crean necesarios por todas las partes involucradas. Además se deben sacar las muestras para determinar la calidad del producto a fin de que al descargar el producto no varíe considerablemente la calidad del mismo.
- Realizar los cálculos con todos los datos anotados en el tanque en evaluación, para esto se deben esperar los resultados que se dan del laboratorio, principalmente en la determinación de los °API, (más adelante se explica como se realizan estos cálculos).
- Después de obtener los resultados, se deberá estar listo y dispuesto para la recepción o descarga del producto.

### Ejemplo Aplicativo:

Antes de iniciar la descarga un operador ha medido producto (gasolina 84) en un tanque de almacenamiento de techo flotante, los datos se observan en la siguiente tabla. Se obtuvieron muestras, una de las cuales fue enviada al laboratorio para determinar la gravedad API.

Tabla 1

Datos	Fiscalización Inicial
Medida	08' 01" 3/8
Temperatura en el tanque de almacenamiento, °F	64
Factor de corrección techo flotante (FC), bis	3.070
API <sub>observado</sub>	64.0
Temperatura <sub>observada</sub> , °F	63.5

### Fiscalización Inicial

1. Para determinar el volumen observado se usa la tabla de cubicación del tanque de almacenamiento

PIES	PULG	0/8	1/8	2/8	3/8	4/8	5/8	6/8	7/8
8	0	15.798,31	15.817,68	15.837,04	15.856,41	15.875,78	15.895,14	15.914,51	15.933,87
8	1	15.953,24	15.972,61	15.991,97	16.011,34	16.030,70	16.050,07	16.069,44	16.088,80
8	2	16.108,17	16.127,53	16.146,90	16.166,27	16.185,63	16.205,00	16.224,36	16.243,73
8	3	16.263,10	16.282,46	16.301,83	16.321,20	16.340,56	16.359,93	16.379,29	16.398,66
8	4	16.418,03	16.437,39	16.456,76	16.476,12	16.495,49	16.514,86	16.534,22	16.553,59
8	5	16.572,95	16.592,32	16.611,69	16.631,05	16.650,42	16.669,79	16.689,15	16.708,52
8	6	16.727,88	16.747,25	16.766,62	16.785,98	16.805,35	16.824,71	16.844,08	16.863,45
8	7	16.882,81	16.902,18	16.921,54	16.940,91	16.960,28	16.979,64	16.999,01	17.018,37
8	8	17.037,74	17.057,11	17.076,47	17.095,84	17.115,21	17.134,57	17.153,94	17.173,30
8	9	17.192,67	17.212,04	17.231,40	17.250,77	17.270,13	17.289,50	17.308,87	17.328,23
8	10	17.347,60	17.366,96	17.386,33	17.405,70	17.425,06	17.444,43	17.463,80	17.483,16
8	11	17.502,53	17.521,89	17.541,26	17.560,63	17.579,99	17.599,36	17.618,72	17.638,09

De la tabla de cubicación se determina que el Volumen inicial observado es de **16.011,34 barriles**

2. De las muestras enviadas al laboratorio se obtienen los datos del API, según la tabla 1, tenemos un  $API_{\text{observado}}$  de 64 con una temperatura de 63.5°F, para calcular el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}$  usamos la tabla 5B del ASTM

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE												
TEMP F	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,5	63,0	63,5	64,0	64,5	65,0	TEMP F
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60°F												
<b>62,5</b>	59,7	60,2	60,7	61,2	61,7	62,2	62,7	63,2	63,7	64,2	64,7	<b>62,5</b>
<b>63,0</b>	59,6	60,1	60,6	61,1	61,6	62,1	62,6	63,1	63,6	64,1	64,6	<b>63,0</b>
<b>63,5</b>	59,6	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,5	63,0	63,5	64,0	64,5	<b>63,5</b>
<b>64,0</b>	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,5	63,0	63,5	64,0	64,5	<b>64,0</b>
<b>64,5</b>	59,4	59,9	60,4	60,9	61,4	61,9	62,4	62,9	63,4	63,9	64,4	<b>64,5</b>

De la Tabla 5B se determina que el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}$  es **63.5**.

3. El tanque de almacenamiento es un tanque de techo flotante, por lo tanto, debemos realizar la corrección por techo flotante, según la tabla de cubicación de este tanque nos indica que deberán ser corregidos a las condiciones observadas y la temperatura al



**FCV=0.9972**

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = Volumen_{\text{total observado}} - Volumen_{\text{agua libre}} = 16014,41 - 0$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = 16014,41$$

$$Volumen_{\text{grueso estandar}} = Volumen_{\text{grueso observado}} \times FVC = 16014,41 \times 0,9972$$

$$Volumen_{\text{grueso estandar}} = 15969,57$$

$$Volumen_{\text{neto estandar}} = Volumen_{\text{grueso estandar}} - BSW_{\text{contenido}} = 15969,57 - 0$$

$$Volumen_{\text{neto estandar}} = 15969,57 \text{ (Fiscalización inicial).}$$

Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	*API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)
				Sonda	Volumen						%	Bls	
08/09/2006	7.45	08.01.3	16014,41	0	0	16014,41	64,0	63,5	0,9972	15969,57	0	0	15969,57

### 5.3. Durante el Proceso de Descarga

#### 5.3.1. Comunicaciones

Durante la descarga de productos todas las partes involucradas en esta operación, deberán realizar lo siguiente:

- El personal responsable del buque, de tierra y el de medición que detecte un problema en cualquier etapa de la transferencia y que pueda afectar las actividades posteriores, deberá notificar de inmediato a todo el personal clave para que se tomen las medidas correspondientes.
- Estos problemas deberán ser registrados en el informe de inspección.
- Cuando exista más de una descarga de producto, deberán mantenerse estrechas comunicaciones entre el personal de tierra y el personal de buque a fin de evitar la contaminación y el material que no responda a las especificaciones. Esto reviste mayor atención o importancia al cambiar de un producto.
- Deberán registrarse la presión de descarga y el flujo en el Informe de descarga.

- Asimismo, deberán registrarse en el Estado de Hechos las horas y las fechas de los principales eventos de la operación de descarga.

### **5.3.2. Muestra de la tubería**

- Al iniciar la descarga de un producto, deberá extraerse una muestra de la tubería para verificar la calidad del producto que se está descargando.
- La muestra de la tubería, al igual que todas las pruebas necesarias, deberá estar especificado por las partes interesadas en la operación.
- Los resultados de los análisis de una muestra de la tubería deberá registrarse en el informe de inspección.

## **5.4. Después del Proceso de Descarga**

Después de terminar con el proceso de descarga de uno o más productos se debe proceder a la etapa final que es la liquidación o determinación de la cantidad total de producto descargado, para esto se deberá realizar los siguientes pasos:

- Se deberá determinar la naturaleza (calidad) y cantidades del producto en las tuberías de carga de tierra antes de obtener las mediciones de cierre o de liquidación de los tanques.
- Se deben verificar que todas las válvulas estén en posición abierta o cerrada adecuada y que los precintos de seguridad instalados antes del proceso de descarga permanezcan intactos.
- Se deberán informar los resultados al representante del terminal e incluir el volumen de tubería en los cálculos de las cantidades, si fuera necesario.

### **5.4.1. Medición y Muestreo de Tanques**

Para la medición de tanques se debe realizar lo siguiente:

- Cuando existe dos o más descargas de productos de un mismo buque, se utiliza en la interfase de los mismos, agua para evitar que estos productos puedan contaminarse, esta agua que frecuentemente ingresa a los tanques de productos debe ser eliminada.
- Antes de realizar el drenaje del agua, se debe hacer una medición del tanque a fin de tener un dato aproximado de la cantidad de

producto que se recibió o descargó. A estos datos encontrados se les denomina "Volúmenes Pre liquidados".

- Luego de un tiempo considerable (aproximadamente 4 horas y dependiendo del producto descargado) de culminado la descarga del producto al tanque, se procede al drenaje o eliminación del agua. El objetivo de este tiempo de espera es para que exista una mejor separación en la interfase producto - agua.
- Luego se procede a la medición y muestreo de tanques.

#### 5.4.2. Análisis de Laboratorio

- Las partes interesadas deberán especificar las pruebas de calidad y las clases de métodos analíticos que se aplicaron a los ensayos. La responsabilidad de realizar las pruebas es del Terminal, para los análisis que se realizan en su laboratorio. Se deberá permitir que los Usuarios puedan efectuar las mismas pruebas en una contra muestra de manera alternativa o que presencien las pruebas efectuadas en el Terminal.

#### 5.4.3. Cuantificación de los Productos Finales en Tanques

La cuantificación de los productos finales en tanques se realiza para la determinación de la cantidad de producto descargado o recibido en el tanque.

Ejemplo Aplicativo:

Del ejemplo aplicativo anterior (antes del proceso de descarga), en la fiscalización final, se obtuvieron los siguientes datos:

Datos	Fiscalización Final
Medida	24' 08" 6/8
Temperatura en el tanque de almacenamiento, °F	65
Factor de corrección techo flotante (FC), bls	3.070
API <sub>observado</sub>	62.5
Temperatura <sub>observada</sub> , °F	65.5

#### Fiscalización Final

1. Para determinar el volumen observado se usa la tabla de cubicación del tanque de almacenamiento

PIES	PULG	0/8	1/8	2/8	3/8	4/8	5/8	6/8	7/8
24	0	45.526,40	45.545,73	45.565,05	45.584,38	45.603,70	45.623,03	45.642,35	45.661,68
24	1	45.681,00	45.700,33	45.719,65	45.738,98	45.758,30	45.777,63	45.796,95	45.816,28
24	2	45.835,60	45.854,93	45.874,25	45.893,58	45.912,90	45.932,23	45.951,55	45.970,88
24	3	45.990,20	46.009,53	46.028,85	46.048,18	46.067,50	46.086,83	46.106,15	46.125,48
24	4	46.144,80	46.164,13	46.183,45	46.202,78	46.222,10	46.241,43	46.260,75	46.280,08
24	5	46.299,40	46.318,73	46.338,05	46.357,38	46.376,70	46.396,03	46.415,35	46.434,68
24	6	46.454,00	46.473,33	46.492,65	46.511,98	46.531,30	46.550,63	46.569,95	46.589,28
24	7	46.608,61	46.627,93	46.647,26	46.666,58	46.685,91	46.705,23	46.724,56	46.743,88
24	8	46.763,21	46.782,53	46.801,86	46.821,18	46.840,51	46.859,83	46.879,16	46.898,48
24	9	46.917,81	46.937,13	46.956,46	46.975,78	46.995,11	47.017,43	47.033,76	47.053,08
24	10	47.072,41	47.091,73	47.111,06	47.130,38	47.149,71	47.169,03	47.188,36	47.207,68
24	11	47.227,01	47.246,33	47.265,66	47.284,98	47.304,31	47.323,63	47.342,96	47.362,28

De la tabla de cubicación se determina que el Volumen inicial observado es de **46.879.16 barriles**

- De las muestras enviadas al laboratorio se obtienen los datos del API, según la tabla 1, tenemos un  $API_{\text{observado}}$  de 62.0 con una temperatura de 65.5°F, para calcular el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}$  usamos la tabla 5B del ASTM

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE												
TEMP F	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,5	63,0	63,5	64,0	64,5	65,0	TEMP F
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60°F												
65,0	59,4	59,9	60,4	60,8	61,3	61,8	62,3	62,8	63,3	63,8	64,3	65,0
65,5	59,3	59,8	60,3	60,8	61,3	61,8	62,3	62,8	63,3	63,8	64,2	65,5
66,0	59,2	59,7	60,2	60,7	61,2	61,7	62,2	62,7	63,2	63,7	64,2	66,0
66,5	59,2	59,7	60,2	60,7	61,1	61,6	62,1	62,6	63,1	63,6	64,1	66,5
67,0	59,1	59,6	60,1	60,6	61,1	61,6	62,1	62,6	63,1	63,5	64,0	67,0

De la Tabla 5B se determina que el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}$  es **61.3**

- El tanque de almacenamiento es un tanque de techo flotante, por lo tanto, debemos realizar la corrección por techo flotante, según la tabla de cubicación de este tanque nos indica que deberán ser corregidos a las condiciones observadas y la temperatura al momento de la medición; según dato la temperatura en el tanque de almacenamiento fue de 65,5°F

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE												
TEMP F	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,5	63,0	63,5	64,0	64,5	65,0	TEMP F
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60°F												
65,0	59,4	59,9	60,4	60,8	61,3	61,8	62,3	62,8	63,3	63,8	64,3	65,0
65,5	59,3	59,8	60,3	60,8	61,3	61,8	62,3	62,8	63,3	63,8	64,2	65,5
66,0	59,2	59,7	60,2	60,7	61,2	61,7	62,2	62,7	63,2	63,7	64,2	66,0
66,5	59,2	59,7	60,2	60,7	61,1	61,6	62,1	62,6	63,1	63,6	64,1	66,5
67,0	59,1	59,6	60,1	60,6	61,1	61,6	62,1	62,6	63,1	63,5	64,0	67,0

Entonces el API a temperatura del tanque de almacenamiento es de 62°API.

Para determinar el volumen corregido por techo flotante se aplica la siguiente fórmula:

$$Volumen_{\substack{\text{coregido} \\ \text{por} \\ \text{techo} \\ \text{flo} \\ \text{tan} \\ \text{te}}} = Volumen_{\text{observado}} + FC \times (65 - API_{\text{observado}})$$

Reemplazando datos:

$$Volumen_{\substack{\text{coregido} \\ \text{por} \\ \text{techo} \\ \text{flo} \\ \text{tan} \\ \text{te}}} = 46879.16 + 3.070 \times (65 - 62)$$

$$Volumen_{\substack{\text{coregido} \\ \text{por} \\ \text{techo} \\ \text{flo} \\ \text{tan} \\ \text{te}}} = 46888.37$$

4. Para determinar el factor de corrección volumétrico (FVC), usamos la tabla 6B del ASTM. Necesitamos la Temperatura del tanque de almacenamiento= 65°F y el API<sub>@60°F</sub>=61.3

API GRAVITY AT 60°F												
TEMP F	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,5	63,0	63,5	64,0	64,5	65,0	TEMP F
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME AT 60°F												
65,0	0,9966	0,9966	0,9966	0,9965	0,9965	0,9965	0,9965	0,9965	0,9965	0,9965	0,9964	65,0
65,5	0,9962	0,9962	0,9962	0,9962	0,9962	0,9962	0,9961	0,9961	0,9961	0,9961	0,9961	65,5
66,0	0,9959	0,9959	0,9959	0,9958	0,9958	0,9958	0,9958	0,9958	0,9958	0,9957	0,9957	66,0
66,5	0,9960	0,9955	0,9955	0,9955	0,9955	0,9955	0,9954	0,9954	0,9954	0,9954	0,9954	66,5
67,0	0,9952	0,9952	0,9952	0,9952	0,9951	0,9951	0,9951	0,9951	0,9951	0,9950	0,9950	67,0

$$FCV = 0.9965$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = Volumen_{\text{total observado}} - Volumen_{\text{agua libre}} = 46888,37 - 0$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = 46888,37$$

$$Volumen_{\text{grueso estándar}} = Volumen_{\text{grueso observado}} \times FVC = 46888,37 \times 0,9965$$

$$Volumen_{\text{grueso estándar}} = 46724,26$$

$$Volumen_{\text{neto estándar}} = Volumen_{\text{grueso estándar}} - BSW_{\text{contenido}} = 46724,26 - 0$$

$$Volumen_{\text{neto estándar}} = 46724,26 \text{ (Fiscalización final).}$$

Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	°API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)
				Sonda	Volumen						%	Bls	
09/09/2006	5:40	24 08 6	46888,37	0	0	46888,37	65,0	61,3	0,9965	46724,26	0	0	46724,26

#### 5.4.4. Conciliación en el Puerto de Descarga

Después de terminada la descarga de los productos en un puerto dado, se procederá a la firma de documentos para dar fe a la cantidad de producto descargado, para esto:

- Cada parte involucrada en la operación deberá determinar principalmente el volumen neto estándar (NSV).
- Los resultados obtenidos deberán ser comparados.
- Las discrepancias en los volúmenes deberán ser discutidas en el momento a fin de aclarar la diferencia.
- También deberán realizarse comparaciones entre los volúmenes recibidos en el tanque, lo descargado por el buque y los conocimientos de embarque o volúmenes de producto consignado al terminal en evaluación.
- Las diferencias entre estos tres volúmenes deberá ser materia de análisis y de investigación a fin de aclarar cualquier eventualidad que haya podido haber durante la operación descarga.

### 5.4.5. Cálculo del Volumen Descargado

Para determinar la cantidad de producto descargado se deben conocer principalmente los datos de laboratorio ( $^{\circ}$ API) y los medidos en campo (altura total observada, sonda o altura del agua, temperatura del tanque, fecha y hora de la medición).

#### Volumen descargado:

Finalmente para obtener el volumen neto estándar se efectúa una diferencia entre la fiscalización final menos la fiscalización inicial y obtenemos el volumen total descargado.

$$Volumen_{\text{neto estándar}} = 46724,26 - 15969,57$$

$$Volumen_{\text{neto estándar}} = 30754,69 \text{ barriles} \quad \text{Volumen Total Descargado}$$

Tanque N°	Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	°API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)
					Sonda	Volumen						%	Bls	
12	08/09/2006	7.45	08.01.3	16014,41	0	0	16014,41	64,0	63,5	0,9972	15969,57	0	0	15969,57
	09/09/2006	5.40	24.08.6	46888,37	0	0	46888,37	65,0	61,3	0,9965	46724,26	0	0	46724,26
TOTAL TANQUE				30873,96		0,00	30873,96				30754,69			30754,69

En el Apéndice 1, "Formato de Cantidades en Tierra" muestra el resumen de los cálculos efectuados para la determinación del volumen descargado en el Terminal Marítimo, con los datos del ejemplo aplicativo.

### 5.5. Caso Práctico

Según conocimiento de embarque se determino descargar 26.630 Bls de producto Residual, se procedió a fiscalizar el tanque de almacenamiento de recepción. La medición fue por Ullage, dando los siguientes datos de la tabla 2:

Tabla 2

Datos	Fiscalización Inicial	Fiscalización Final
Medida	17' 09" 2/8	28' 02" 0/8
Temperatura en el tanque de almacenamiento, °F	70.5	91.0
Altura de referencia del tanque de almacenamiento	38' 10" 6/8	38' 10" 6/8
API <sub>observado</sub>	15.0	15.3
Temperatura <sub>observada</sub> , °F	124.0	123.0

**Solución:**

Las medidas reportadas en la tabla anterior son medidas de vacío, para determinar la medición del producto se procede a restar la medida de la altura de referencia del tanque menos la medida de vacío:

Datos	Fiscalización Inicial	Fiscalización Final
Media altura referencial Tk (1)	38' 10" 6/8	38' 10" 6/8
Medida (2)	17' 09" 2/8	28' 02" 0/8
<b>Medida final (1)-(2)</b>	<b>21' 01" 4/8</b>	<b>10' 08" 6</b>

**Fiscalización Inicial**

1. Para determinar el volumen observado se usa la tabla de cubicación del tanque de almacenamiento (21' 01" 4/8)

PIES	PULG	0/8	1/8	2/8	3/8	4/8	5/8	6/8	7/8
21	0	9.388,18	9.382,80	9.377,43	9.372,05	9.366,67	9.361,30	9.355,92	9.350,54
21	1	9.345,17	9.339,79	9.334,41	9.329,03	9.323,66	9.318,28	9.312,90	9.307,53
21	2	9.302,15	9.296,77	9.291,40	9.286,02	9.280,64	9.275,27	9.269,89	9.264,51
21	3	9.259,14	9.253,76	9.248,38	9.243,01	9.237,63	9.232,25	9.226,88	9.221,50
21	4	9.216,12	9.210,74	9.205,37	9.199,99	9.194,61	9.189,24	9.183,86	9.178,49
21	5	9.173,11	9.167,74	9.162,37	9.156,99	9.151,62	9.146,24	9.140,87	9.135,49
21	6	9.130,12	9.124,74	9.119,37	9.114,00	9.108,62	9.103,25	9.097,87	9.092,50
21	7	9.087,12	9.081,75	9.076,38	9.071,00	9.065,63	9.060,25	9.054,88	9.049,50
21	8	9.044,13	9.038,75	9.033,38	9.028,01	9.022,63	9.017,26	9.011,88	9.006,51
21	9	9.001,13	8.995,76	8.990,38	8.985,01	8.979,64	8.974,26	8.968,89	8.963,51
21	10	8.958,14	8.952,76	8.947,39	8.942,02	8.936,64	8.931,27	8.925,89	8.920,52
21	11	8.915,14	8.909,77	8.904,39	8.899,02	8.893,65	8.888,27	8.882,90	8.877,52

De la tabla de cubicación se determina que el Volumen inicial observado es de **9323.66 barriles**

2. De las muestras enviadas al laboratorio se obtienen los datos del API, según la tabla 1, tenemos un  $API_{\text{observado}}$  de 15.0 con una temperatura de 124.0°F, para calcular el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}$  usamos la tabla 5B del ASTM

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE												
TEMP F	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,0	19,5	20,0	TEMP F
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60°F												
122,5	11,6	12,1	12,6	13,0	13,5	14,0	14,5	14,9	15,4	15,9	16,3	122,5
123,0	11,6	12,1	12,5	13,0	13,5	14,0	14,4	14,9	15,4	15,8	16,3	123,0
123,5	11,6	12,0	12,5	13,0	13,5	13,9	14,4	14,9	15,3	15,8	16,3	123,5
124,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,4	13,9	14,4	14,8	15,3	15,8	16,3	124,0
124,5	11,5	12,0	12,5	12,9	13,4	13,9	14,3	14,8	15,3	15,8	16,2	124,5

De la Tabla 5B se determina que el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}$  es 11.5

3. Para determinar el factor de corrección volumétrico (FVC), usamos la tabla 6B del ASTM. Necesitamos la Temperatura del tanque de almacenamiento= 70.5°F y el  $API_{@60^{\circ}\text{F}}=11.5$

API GRAVITY AT 60°F												
TEMP F	10,0	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0	14,5	15,0	TEMP F
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME AT 60°F												
70,0	0,9963	0,9962	0,9962	0,9962	0,9962	0,9962	0,9961	0,9961	0,9961	0,9961	0,9961	70,0
70,5	0,9961	0,9960	0,9962	0,9960	0,9960	0,9960	0,9960	0,9959	0,9959	0,9959	0,9959	70,5
71,0	0,9959	0,9959	0,9958	0,9958	0,9958	0,9958	0,9958	0,9957	0,9957	0,9957	0,9957	71,0
71,5	0,9957	0,9957	0,9956	0,9956	0,9956	0,9956	0,9956	0,9956	0,9955	0,9955	0,9955	71,5
72,0	0,9955	0,9955	0,9955	0,9954	0,9954	0,9954	0,9954	0,9954	0,9953	0,9953	0,9953	72,0

$$FVC = 0.9960$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = Volumen_{\text{total observado}} - Volumen_{\text{agua libre}} = 9324,42 - 0$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = 9324,42$$

$$Volumen_{\text{grueso es tan dar}} = Volumen_{\text{grueso observado}} \times FVC = 9324,42 \times 0,9960$$

$$Volumen_{\text{grueso es tan dar}} = 9287,12$$

$$Volumen_{\text{neto es tan dar}} = Volumen_{\text{grueso es tan dar}} - BSW_{\text{contenido}} = 9287,12 - 0$$

$$Volumen_{\text{neto}} = 9287,12 \text{ (Fiscalización inicial)}$$

es tan dar

Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	*API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)
				Sonda	Volumen						%	Bls	
13/10/2004	17:25	17.09 2	9324,42	0	0	9324,42	70,5	11,5	0,9960	9287,12	0	0	9287,12

### Fiscalización Final

1. Para determinar el volumen observado se usa la tabla de cubicación del tanque de almacenamiento (10' 08" 6/8)

PIES	PULG	0/8	1/8	2/8	3/8	4/8	5/8	6/8	7/8
10	0	15.065,63	15.060,25	15.054,87	15.049,49	15.044,12	15.038,74	15.033,36	15.027,98
10	1	15.022,60	15.017,23	15.011,85	15.006,47	15.001,09	14.995,72	14.990,34	14.984,96
10	2	14.979,58	14.974,20	14.968,83	14.963,45	14.958,07	14.952,69	14.947,32	14.941,94
10	3	14.936,56	14.931,18	14.925,81	14.920,43	14.915,05	14.909,68	14.904,30	14.898,93
10	4	14.893,55	14.888,18	14.882,80	14.877,42	14.872,05	14.866,67	14.861,30	14.855,92
10	5	14.850,54	14.845,17	14.839,79	14.834,42	14.829,04	14.823,67	14.818,29	14.812,91
10	6	14.807,54	14.802,16	14.796,79	14.791,41	14.786,03	14.780,66	14.775,28	14.769,91
10	7	14.764,53	14.759,16	14.753,78	14.748,40	14.743,03	14.737,65	14.732,28	14.726,90
10	8	14.721,53	14.716,15	14.710,77	14.705,40	14.700,02	14.694,65	14.689,27	14.683,89
10	9	14.678,52	14.673,14	14.667,77	14.662,39	14.657,02	14.651,64	14.646,26	14.640,89
10	10	14.635,51	14.630,14	14.624,76	14.619,39	14.614,01	14.608,63	14.603,26	14.597,88
10	11	14.592,51	14.587,13	14.581,75	14.576,38	14.571,00	14.565,63	14.560,25	14.554,88

De la tabla de cubicación se determina que el Volumen inicial observado es de 14689.27 **barriles**

2. De las muestras enviadas al laboratorio se obtienen los datos del API, según la tabla 1, tenemos un API<sub>observado</sub> de 15.3 con una temperatura de 123.0°F, para calcular el API<sub>@60°F</sub> usamos la tabla 5B del ASTM

API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE												
TEMP F	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,0	19,5	20,0	TEMP F
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60°F												
122,5	11,6	12,1	12,6	13,0	13,5	14,0	14,5	14,9	15,4	15,9	16,3	122,5
123,0	11,6	12,1	12,5	13,0	13,5	14,0	14,4	14,9	15,4	15,8	16,3	123,0
123,5	11,6	12,0	12,5	13,0	13,5	13,9	14,4	14,9	15,3	15,8	16,3	123,5
124,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,4	13,9	14,4	14,8	15,3	15,8	16,3	124,0
124,5	11,5	12,0	12,5	12,9	13,4	13,9	14,3	14,8	15,3	15,8	16,2	124,5

Según dato el API es 15.3, en nuestra tabla encontramos 15.5, por lo tanto al valor interceptado 12.1 se le resta 0.2 y es igual a 11.9; es decir, **API<sub>@60°F</sub> es 11.9**

3. Para determinar el factor de corrección volumétrico (FVC), usamos la tabla 6B del ASTM. Necesitamos la Temperatura del tanque de almacenamiento= 91.0°F y el API<sub>@60°F</sub>=11.9

API GRAVITY AT 60°F												
TEMP F	10,0	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0	14,5	15,0	TEMP F
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME AT 60°F												
90,0	0,9887	0,9887	0,9886	0,9886	0,9885	0,9885	0,9884	0,9884	0,9883	0,9883	0,9882	90,0
90,5	0,9885	0,9885	0,9884	0,9884	0,9883	0,9883	0,9882	0,9882	0,9881	0,9881	0,9880	90,5
91,0	0,9884	0,9883	0,9882	0,9882	0,9881	0,9881	0,9880	0,9880	0,9879	0,9879	0,9878	91,0
91,5	0,9882	0,9881	0,9881	0,9880	0,9880	0,9879	0,9878	0,9878	0,9877	0,9877	0,9876	91,5
92,0	0,9880	0,9879	0,9879	0,9878	0,9878	0,9877	0,9876	0,9876	0,9875	0,9875	0,9874	92,0

$$FVC = 0.9881$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = Volumen_{\text{total observado}} - Volumen_{\text{agua libre}} = 9324,42 - 0$$

$$Volumen_{\text{grueso observado}} = 9324,42$$

$$Volumen_{\text{grueso es tan dar}} = Volumen_{\text{grueso observado}} \times FVC = 9324,42 \times 0,9960$$

$$Volumen_{\text{grueso es tan dar}} = 9287,12$$

$$Volumen_{\text{neto es tan dar}} = Volumen_{\text{grueso es tan dar}} - BSW_{\text{contenido}} = 9287,12 - 0$$

$$Volumen_{\text{neto es tan dar}} = 9287,12 \text{ (Fiscalización final)}$$

Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	°API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)
				Sonda	Volumen						%	Bls	
13/10/2004	17:25	17.09.2	9324,42	0	0	9324,42	70,5	11,5	0,9960	9287,12	0	0	9287,12

4. Finalmente para obtener el volumen neto estándar se efectúa una diferencia entre la fiscalización final menos la fiscalización inicial y obtenemos el volumen total descargado.

$$Volumen_{\text{neto estándar}} = 14515,22 - 9287,12$$

$$Volumen_{\text{neto estándar}} = 5228,10 \text{ barriles} \quad \text{Volumen Total Descargado}$$

Tanque N°	Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	*API @ 60 °F	FCV Tabla (6 R)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)
					Sonda	Volumen						%	Bls	
12	13/10/2004	17.25	17.09.2	9324,42	0	0	9324,42	70,5	11,5	0,9960	9287,12	0	0	9287,12
	14/10/2004	16.40	28.02.0	14690,03	0	0	14690,03	91,0	11,9	0,9881	14515,22	0	0	14515,22
TOTAL TANQUE				5365,61			5365,61				5228,10			5228,10

En el Apéndice 2, "Formato de Cantidades en Tierra" muestra el resumen de los cálculos efectuados para la determinación del volumen descargado en el Terminal Marítimo, con los datos del caso práctico.

## 5.6. Balance Volumetrico

Ecuación matemática utilizada para determinar las existencias en tránsito de productos, por cliente, con base en las entradas y salidas del Sistema de Transporte, teniendo en cuenta las existencias en línea y tanques operativos. En el caso de una operación de carga y descarga de combustibles líquidos en terminales, en balance volumetrico se hará considerando todo el recorrido del viaje del buque tanque.

El analisis se basa en:

$$\sum Volumenes_{\text{carga}} = \sum Volumenes_{\text{descarga}}$$

Donde:

$$\sum Volumenes_{\text{carga}} = \text{sumatoria de volumen de los productos cargados en los Puertos de Carga.}$$

$$\sum Volumenes_{\text{descarga}} = \text{sumatoria de volumen de los productos descargados en los Puertos de Descarga.}$$

**Volumen de carga** se determina mediante la sumatoria de los volúmenes consignados en el conocimiento de embarque de cada producto.

- **Conocimiento de embarque (Bill of loading (B/L)):** Documento por el cual un naviero reconoce haber recibido una consignación de productos, comprometiéndose a entregarlos al consignatario del puerto de destino. En nuestro caso en el documento se indica el volumen que se transporta en el buque tanque según puerto de carga y el puerto que recibirá el producto. En el Apéndice 3 muestra una copia de un B/L.
- **Volumen de descarga:** se determina mediante la sumatoria de los volúmenes descargados en los puertos de descarga.

Para entender mejor este análisis pondremos un ejemplo de una operación completa de carga y descarga de combustibles líquidos

#### 5.6.1.Caso Práctico:

La operación se inicia en las instalaciones del Terminal de la Refinería Talara, consignándose al buque tanque los siguientes productos:

PRODUCTO	CONSIGNACION (B/L)
GASOLINA GRAQUEADA	9109
GASOLINA 97	15197
GASOLINA 90	5026
GASOLINA 84	8028
SOLVENTE 3	9122
TURBO A1	5198
KEROSENE	8089
DIESEL 2	81453

El dueño del producto determinó que el buque tanque tendría el siguiente recorrido:

PRODUCTO	1er. Puerto	2do. Puerto	3er. Puerto	4to. Puerto
	Eten	Conchan	Callao	Salaverry
GASOLINA GRAQUEADA		9109		
GASOLINA 97		12197	3000	
GASOLINA 90	2000			3026
GASOLINA 84	4000		9122	4028
SOLVENTE 3				
TURBO A1	5198			
KEROSENE	5089		3000	
DIESEL 2	45453		36000	34861
RESIDUAL 6			10005	5172

Se indicó que en el Terminal de la Refinería Conchan una vez terminada la descarga se cargaría Residual 6.

En cada puerto de descarga se procedió con la operaciones de descarga siguiendo las operaciones que se detallan en el ítem 6.5.

Contractualmente la empresa dueña del producto permite una variación de volumen de 0,5% considerado como el límite máximo permisible.

Con los datos obtenidos en la descarga de los productos según recorrido, considerando el B/L de cada puerto de descarga y tomando en cuenta el límite máximo permisible se realizará el Balance Volumétrico de esta Operación de Transferencia de Custodia y se determinará cuál es la variación de volumen de todo el recorrido.

En el Apéndice 4 muestra el Resumen de la Carga y Descarga del Buque Tanque correspondiente a esta operación.

**Cálculos:**

- a. Se determinará el volumen en los puertos de carga:
  - a.1 Para determinar el Volumen total según refinería:

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{refineria}(B/L)}} = Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{refineria}(B/L) \\ \text{Talara}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{refineria}(B/L) \\ \text{Conchan}}}$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{refineria}(B/L)}} = 141,222 + 50,038$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{refineria}(B/L)}} = 191,260 \text{barriles} \dots\dots\dots(A)$$

- a.2 Para determinar el Volumen total según buque:

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{buque}}} = Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{buque} \\ \text{Talara}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{buque} \\ \text{Conchan}}}$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{buque}}} = 140,710 + 50,072$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{buque}}} = 190,782 \text{barriles}$$

El resumen se encuentra en el siguiente cuadro:

VOLUMENES EN PUERTOS DE CARGA			
	Volúmenes Embarcados (Bts) (1)	Remanente a Bordo (ROB) del viaje anterior (2)	TOTAL (1) + (2)
Volumen Total según Refinería (B/L)	191,260.00	0	191,260
Volumen Total según Buque	190,782	0	190,782

**Nota:**

Remanente a Bordo (ROB): es el volumen que no fue descargado en ningún puerto, se mantiene en el buque en tránsito, hasta que el dueño del producto decida su destino.

- b. A continuación se determinará el volumen total descargado en los puertos designados según terminal:

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{recibido} \\ \text{terminal}}} = Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Eten}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Conchan}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Callao}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Salaverry}}}$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{recibido} \\ \text{terminal}}} = 61226.97 + 21,318.75 + 60,974.82 + 46,946.83$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{recibido} \\ \text{terminal}}} = 190,476.37 \text{barriles} \quad \dots\dots(B)$$

- c. Luego se determinará el volumen total descargado en los puertos designados según buque:

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{recibido} \\ \text{buque}}} = Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Eten}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Conchan}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Callao}}} + Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{Salaverry}}}$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{recibido} \\ \text{buque}}} = 61,297 + 21,158 + 61,400 + 47,027$$

$$Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{recibido} \\ \text{buque}}} = 190,882 \text{ barriles}$$

- d. Para determinar el porcentaje de la descarga se realiza el balance volumetrico.

$$\sum Volumenes_{carga} = \sum Volumenes_{descarga}$$

En teoria la diferencia de volúmenes entre la carga y la descarga debe ser cero.

$$\sum Volumenes_{carga} - \sum Volumenes_{descarga} = 0$$

En la realidad esta teoria no se cumple, la diferencia la vamos a llamar **Variación<sub>volumen</sub>**.

$$Variacion_{volumen} = \sum Volumenes_{carga} - \sum Volumenes_{descarga}$$

$$Variacion_{volumen} = 190,476.37 - 191,260$$

$$Variacion_{volumen} = (792.63) \text{ barriles}$$

- e. Para determinar el porcentaje de la descarga aplicamos:

$$\% Descarga = \frac{Variacion_{volumen}}{Volumen_{\substack{\text{total} \\ \text{segun} \\ \text{BTL}}}} \times 100$$

$$\% Descarga = \frac{792.63}{191,260} \times 100$$

$$\% Descarga = 0.41\%$$

- f. El resumen de todos los calculos realizados desde item b hasta el item f, se aprecian en el siguiente cuadro resumen

<b>VOLUMENES TOTALES DESCARGADOS EN LOS TERMINALES</b>						
<b>Comparación de Tierra Vs B/L</b>				<b>Comparación de Tierra Vs Buque</b>		
<b>Total Recibido en Terminal (3)</b>	<b>B/L (4)</b>	<b>Diferencia (3) - (4)</b>	<b>%</b>	<b>Total Descargado según buque (5)</b>	<b>Diferencia (3) - (5)</b>	<b>%</b>
190,467.37	191,260	(792.63)	(0.41)	190,882	(414.63)	(0.22)

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La determinación del volumen físico del producto contenido en tanques de almacenamiento sigue un procedimiento que comprende la medición del nivel de producto, determinación del corte de agua, medición de la temperatura y muestreo; con estos valores se obtiene el volumen neto a 60°F de producto.
2. Las tablas de cubicación de tanques de almacenamiento son documentos oficiales donde se consignan los volúmenes de producto para cada pulgada y pie de altura en el tanque. Es importante su actualización, de existir modificaciones en el tanque de almacenamiento, es necesario que se visen en OSINERGMIN. El uso adecuado de estas tablas nos permite calcular el volumen de barriles de producto y agua a temperatura observada.
3. Cualquier disturbio del material en un tanque que será muestreado puede afectar adversamente el carácter representativo de la(s) muestra(s). Por lo tanto, la operación de muestreo debería ser realizada antes de una acción perturbadora.
4. El volumen calculado de producto depende de la exactitud en la medición de niveles, temperatura, y del API del producto.
5. El error en la medición de la temperatura ocasiona un inventario diferente al real existente, como se observa en el siguiente cuadro:

Datos	Temperatura Real	Volúmenes con error en la medición de temperatura				
Temperatura	167 °F	168 °F	169 °F	170 °F	171 °F	172 °F
Inventario actual a Temp. Obs., Bls	26,275	26,275	26,275	26,275	26,275	26,275
FCV	0.9574	0.9570	0.9566	0.9562	0.9558	0.9554
Inventario actual a 60 °F, Bls	25,156	25,145	25,135	25,124	25,114	25,103
Diferencia inventario, Bls	0	-11	-21	-32	-42	-53

6. Un error en la medición de nivel ocasiona un inventario diferente al real existente, para evitar estos errores es importante verificar el estado de la winchas de medición y de la plomada que se usa en la operación de fiscalización, además se recomienda que en la fiscalización inicial y en la fiscalización final usen los mismos instrumentos de medición.

7. Los errores en el muestreo de productos conducen a un error en la determinación del API, las muestras son enviados al laboratorio para su análisis correspondiente, como las muestras no son representativas del producto almacenado, el resultado del API calculado en el laboratorio no es el real, como resultado los cálculos en la determinación del volumen produce diferencias.

Volumen crudo @ T observada	59,326 Barriles
Temperatura observada	90 °F
API equivocado	20.0
Factor de corrección con API equivocado	0.9882
Volumen crudo @ 60 °F con API equivocado	58,626 Barriles
API correcto	18.8
Factor de corrección con API correcto	0.9884
Volumen crudo @ 60°F con API correcto	58,638 Barriles
<b>Diferencia de volumen por cambio de API</b>	<b>12 Barriles</b>

El equipo de muestreo debe estar limpio previo al inicio de la operación de muestreo. Cualquier material residual remanente en un dispositivo de muestreo o contenedor de una muestra o de operación de limpieza previos pueden destruir el carácter representativo de la muestra. Es una buena práctica con productos de petróleo ligeros enjuagar el contenedor con el producto a ser muestreado previo al llenado de las muestras.

8. La programación de volúmenes pequeños de descarga origina que el porcentaje de variación en volumen sean altas, debido a la longitud de las líneas de descarga por lo que se recomienda de ser posible programar volúmenes más altos para evitar diferencias altas en volumen.
9. Los lineamientos de aspecto técnico, operativo y administrativo descritos para la estandarización en la Medición de Combustibles Líquidos en operaciones de transferencia de custodia son aplicables en terminales y plantas de abastecimiento.

Apéndice 1: Formato de Cantidades en Tierra: Ejemplo Aplicativo



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
ORGANIZACIÓN DE PROTECCION RECONOCIDA



REPORTE DE CANTIDADES EN TIERRA

Terminal: GMT MOLLENDO			Producto : GASOLINA 84		Buque : ISAREL BARRETO		Vieje : V-001-2006		Fecha : 9-9-2006		Inspección N° : UNI-TI/RI-001-2006			Operación: DESCARGA				
Tanque N°	Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	*API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)	Factor Tabla 11	TN Larga	Factor Tabla 13	TN Métrica
					Sonda	Volumen						%	Bls					
12	08/09/2006	7:45	08.01.3	16014,41	0	0	16014,41	64,0	63,5	0,9972	15969,57	0	0	15969,57	0,11326	3373,83	0,11508	1837,75
	09/09/2006	5:40	24.08.6	46888,37	0	0	46888,37	65,0	61,3	0,9965	46724,26	0	0	46724,26	0,11455	4906,33	0,11639	4984,96
TOTAL TANQUE				30873,96		0,00	30873,96				30754,69			30754,69		1.532,50		3.147,21
TOTAL TANQUE																		
TOTAL TANQUE																		
TOTAL TANQUE																		
Vol Despachado Durante Descarga (Bls)																		
Vol en Línea Antes / Después de Descarga (Bls)																		
Vol. Total Descargado (Bls)				30873,96		0	30873,96				30754,69		0	30754,69		1.532,50		3.147,21

RESUMEN

FIRMAS Y SELLOS DE CONFORMIDAD

Vol. Total Obs. (Bls)	30873,96	Vol. Grueso Estándar (Bls)	30754,69	Vol. Neto Estándar (Gls)	1291697,02	<p>JAVIER SANCHEZ DEL GADO Representante del Terminal</p> <p>MARCO PELAEZ ORTIZ Inspector UNI-Terramar</p>
Agua Libre (Bls)	0	Agua y Sed. (Bls)	0	TN Largas	1.532,50	
Vol. Grueso Obs. (Bls)	30873,96	Vol. Neto Estándar (Bls)	30754,69	TN Métricas	3.147,21	

## Apéndice 2: Formato Cantidades en Tierra: Caso Práctico



# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA ORGANIZACIÓN DE PROTECCION RECONOCIDA



### REPORTE DE CANTIDADES EN TIERRA

Terminal:		GMT-ILO		Producto :		P.L 6		Buque :		ISABEL BARRETO		Viaje :		V-019-2004		Fecha :		13/10/2004		Inspección N° :		UNI-TI/RI-019-2004		Operación:		DESCARGA	
Tanque N°	Fecha	Hora	Altura Observada	Volumen Total Observado	Agua Libre		Volumen Grueso Observado	Temp. (°F)	*API @ 60 °F	FCV Tabla (6 B)	Volumen Grueso Estándar (Bls)	Contenido BSW		Volumen Neto Estándar (Bls)	Factor Tabla 11	TN Larga	Factor Tabla 13	TN Métrica									
					Sonda	Volumen						%	Bls														
12	13/10/2004	17:25	17.09.2	9324,42	0	0	9324,42	70,5	11,5	0,9960	9287,12	0	0	9287,12	0,15452	1435,00	0,15700	1458,03									
	14/10/2004	16:40	28.02.0	14690,03	0	0	14690,03	91,0	11,9	0,9881	14515,22	0	0	14515,22	0,15408	2236,56	0,15656	2272,45									
<b>TOTAL TANQUE</b>				5365,61			5365,61				5228,10			5228,10		801,56		814,42									
<b>TOTAL TANQUE</b>																											
<b>TOTAL TANQUE</b>																											
<b>TOTAL TANQUE</b>																											
Vol. Despachado Durante Descarga (Bls)																											
Vol. en Línea Antes / Después de Descarga (Bls)																											
<b>Vol. Total Descargado (Bls)</b>				5365,61	0	5365,61					5228,10	0	5228,10		801,56		814,42										

RESUMEN						FIRMAS Y SELLOS DE CONFORMIDAD	
Vol. Total Obs. (Bls)	5365,61	Vol. Grueso Estandar (Bls)	5228,10	Vol. Neto Estandar (Gls)	219580		
Agua Libre ( Bls )	0	Agua y Sed. (Bls)	0	TN Largas	801,56		
Vol. Grueso Obs. (Bls)	5365,61	Vol. Neto Estándar (Bls)	5228,10	TN Métricas	814,42		
						FERNANDO LUNA BAO Representante del Terminal	FERNANDO HUARCAYA UGARTE Inspector UNI-Terramar

### Apéndice 3: Copia del Conocimiento de Embarque (B/L)



#### CONOCIMIENTO DE EMBARQUE

CODIGO : 10001

025 - T

Por, ANDRÉS HERRERA

Capitán de BT "ISABEL BARRETO" - V/07

Que se halla anclado en el Puerto de TALARA/PERU he recibido a bordo bajo partida

de Registro y con las Marcas y números del margen de PETROLEOS DEL PERU S.A. NOROESTE

Por cuenta y riesgo del CONSIGNATARIO

De que me doy por recibido a mi entera satisfacción, y en los mismos términos llegando a salvamento con

dicho buque me obligo a entregar en el Puerto de CONCHAN A PETROLEOS DEL PERU S.A.

o a su orden, quien verificada mi fiel entrega, me ha de satisfacer por flete y conducción

a cuyo debido cumplimiento obligo a mi persona y bienes señaladamente el expresado buque, fletes aparejo y

lo mejor parado de el, según práctica y ley de comercio, firmado

UNO

conocimientos de este tenor: cumplido el uno los demás no valdrán.

MUELLE DE CARGA LIQUIDA

MARCAS	NUMEROS	BULTOS	CONTENIDO	Kilos NETOS	BRUTOS
	22102	734,12 722,52 <b>6.017,0</b> 252 714,0	TONELADAS METRICAS TONELADAS INGLESAS <b>BARRILES</b> GALONES DE: <b>GASOLINA 97</b>		
	22302	1.536,14 1.511,87 <b>13.000,0</b> 546 000,0	TONELADAS METRICAS TONELADAS INGLESAS <b>BARRILES</b> GALONES DE: <b>GASOLINA 90</b>		
	22402	897,21 883,04 <b>7.641,0</b> 320.922,0	TONELADAS METRICAS TONELADAS INGLESAS <b>BARRILES</b> GALONES DE: <b>GASOLINA 84</b>		

C.SCSA

FLETE  
ACEPTADO

FECHA

TALARA, 22 DE ABRIL DE 2,009

P. PETROLEOS DEL PERU

CAPITAN

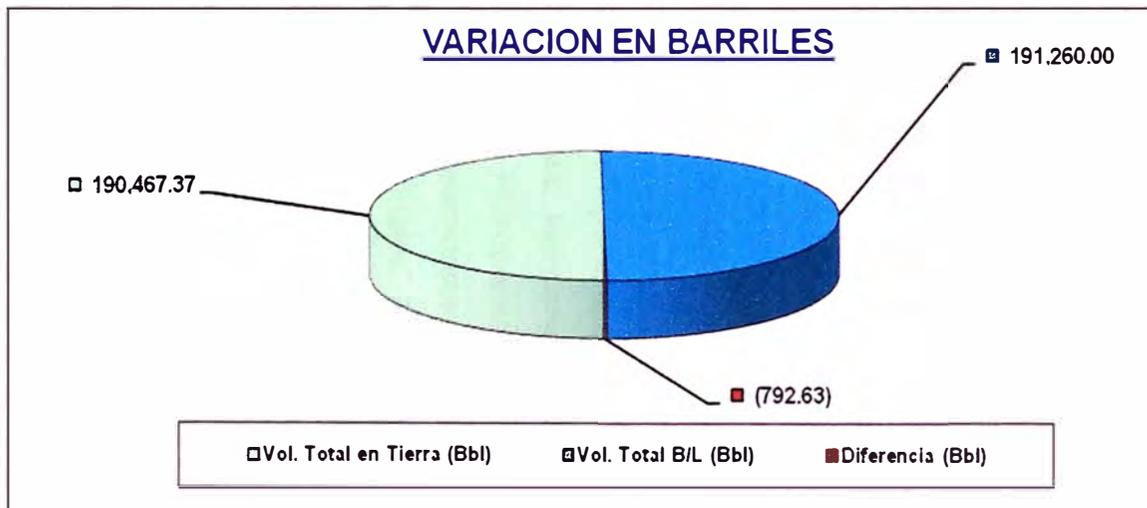
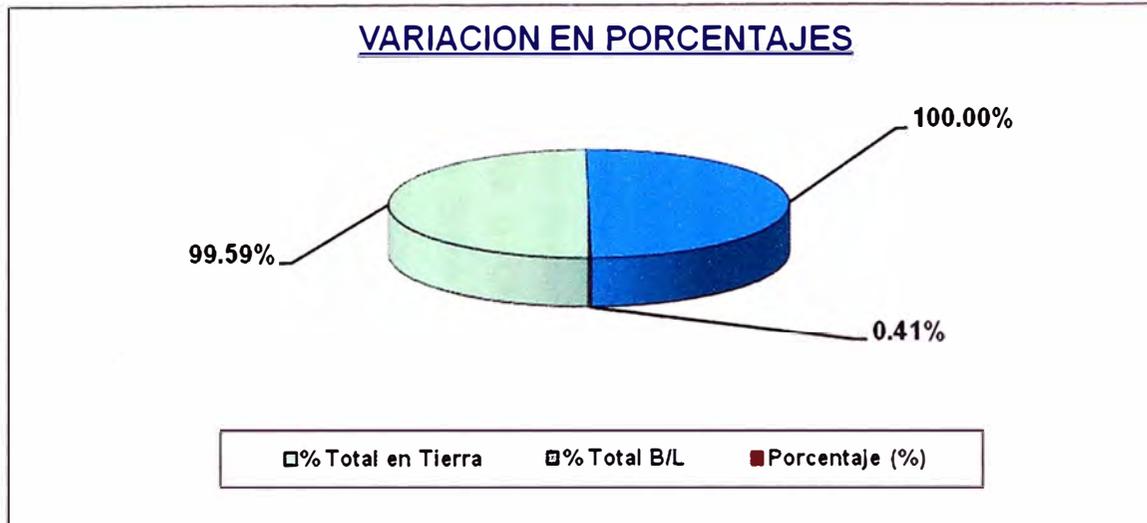
TETRAMAR UNO  
 FRENTE A SU BUQUE  
 Dpto. Talara

### Apéndice 4: Cuadro Resumen de Carga y Descarga del Buque Tanque

PRODUCTO	CARGA										DESCARGA						
	TALARA (19/02/2006)					CONCHAN (24/02/2006)					ETEN (21/02/2006)						
	B/T	REFINERIA	CONSIGNACION (B/L)	DIF	%	B/T	REFINERIA	CONSIGNACION (B/L)	DIF	%	TERMINAL (1)	B/T (2)	B/L (3)	(1)-(3)	% (B/L)	(1)-(2)	% (B/T)
GASOLINA GRAQUEADA	9,031	9,109.54	9109	(78)	(0.86)												
GASOLINA 97	15,098	15,197.37	15197	(99)	(0.65)												
GASOLINA 90	5,093	5,025.95	5026	67	1.33						2,036.46	2,134	2,000	36	1.82	(98)	(4.57)
GASOLINA 84	8,050	8,027.88	8028	22	0.27						4,013.69	3,985	4,000	14	0.34	29	0.72
SOLVENTE 3	9,085	9,122.27	9122	(37)	(0.41)												
TURBO A1	5,105	5,198.08	5198	(93)	(1.79)						5,166.76	5,120	5,198	(31)	(0.60)	47	0.91
KEROSENE	8,034	8,088.68	8089	(55)	(0.88)						4,989.13	4,973	5,089	(100)	(1.96)	16	0.32
DESEL 2	81,214	81,452.63	81453	(239)	(0.29)	34,900	3,480.93	34,861	39	0.11	45,020.93	45,085	45,453	(432)	(0.95)	(84)	(0.14)
RESIDUAL 6						15,172	15,176.81	15,177	(5)	(0.03)							
<b>TOTAL</b>	<b>140,710</b>	<b>141,222.40</b>	<b>141,222</b>	<b>(512)</b>	<b>(0.36)</b>	<b>50,072</b>	<b>18,657.74</b>	<b>50,038</b>	<b>34</b>	<b>0.07</b>	<b>61,226.97</b>	<b>61,297</b>	<b>61,740</b>	<b>(513)</b>	<b>(0.83)</b>	<b>(70)</b>	<b>(0.11)</b>

PRODUCTO	DESCARGA																				
	CONCHAN (23/02/2006)							CALLAO (25/02/2006)							SALAVERRY (27/02/2006)						
	TERMINAL (1)	B/T (2)	B/L (3)	(1)-(3)	% (B/L)	(1)-(2)	% (B/T)	TERMINAL (1)	B/T (2)	B/L (3)	(1)-(3)	% (B/L)	(1)-(2)	% (B/T)	TERMINAL (1)	B/T (2)	B/L (3)	(1)-(3)	% (B/L)	(1)-(2)	% (B/T)
GASOLINA GRAQUEADA	9,115.90	9,016	9,109	7	0.08	100	1.11														
GASOLINA 97	12,202.85	12,142	12,197	6	0.05	61	0.50	2,901.33	2,972.00	3,000.00	(99)	(3.29)	(71)	(2.38)							
GASOLINA 95																					
GASOLINA 90															2,875.55	2,975	3,026	(150)	(4.97)	(99)	(3.34)
GASOLINA 84															3,971.24	4055	4028	(57)	(1.41)	(84)	(2.07)
SOLVENTE 3								9,049.93	9,087	9,122	(72)	(0.79)	(37)	(0.41)							
TURBO A1																					
KEROSENE								2,955.15	3,062	3,000	(45)	(1.50)	(107)	(3.49)							
DESEL 2								35,988.40	36,136	36,000	(12)	(0.03)	(148)	(0.41)	35,100.80	34,989	34,861	240	0.69	112	0.32
RESIDUAL 6								10,080.01	10,143	10,005	75	0.75	(63)	(0.62)	4,999.24	5,008	5,172	(173)	(3.34)	(9)	(0.17)
<b>TOTAL</b>	<b>21,318.75</b>	<b>21,158</b>	<b>21,306</b>	<b>13</b>	<b>0.06</b>	<b>161</b>	<b>0.76</b>	<b>80,974.82</b>	<b>81,400</b>	<b>81,127</b>	<b>(162)</b>	<b>(0.25)</b>	<b>(425)</b>	<b>(0.69)</b>	<b>46,846.83</b>	<b>47,027</b>	<b>47,087</b>	<b>(140)</b>	<b>(0.30)</b>	<b>(80)</b>	<b>(0.17)</b>

## Apéndice 5: Grafica de las Variaciones de Volúmenes



## Apéndice 6: Definiciones

Las definiciones detalladas en el presente anexo están dadas en el Decreto Supremo 030-98-EM y 045-2001-EM "Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros Productos derivados de los Hidrocarburos"

**"Consumidor Directo:** Persona que adquiere en el país o importa Combustibles y/o Otros Productos Derivados de Hidrocarburos para uso propio y exclusivo en sus actividades y que cuenta con instalaciones para recibir y almacenar los referidos productos con capacidad mínima de 1m<sup>3</sup> (264.17 gal).

**"Distribuidor Mayorista:** Persona jurídica que adquiere en el país o importa grandes volúmenes de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, con el fin de comercializarlos a Consumidores Directos, Consumidores Directos con Instalaciones Móviles, Comercializador de Combustibles de Aviación, Comercializador de Combustibles para Embarcaciones, otros Distribuidores Mayoristas, Distribuidores Minoristas y Establecimientos de Venta al Público de Combustibles. Asimismo, podrá exportar los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos."

**"Distribuidor Minorista:** Persona que utilizando un medio de transporte (camión cisterna o camión tanque) adquiere del Distribuidor Mayorista: kerosene, diesel, petróleo industrial u Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos para comercializarlo a Grifos Rurales, Grifos de Kerosene, Consumidores Directos, Consumidores Directos con Instalaciones Móviles y usuarios finales. El volumen máximo que podrán vender por cliente y por producto en forma mensual no excederá de 113,56 m<sup>3</sup> (30 000 galones)".

**"Plantas de Abastecimiento:** Instalación en un bien inmueble donde se realizan operaciones de recepción, almacenamiento, transferencia, agregado de aditivos y despacho de combustibles y de Otros Productos Derivados de Hidrocarburos. En el país también se les denomina Plantas de Venta.

**"Embarcación:** Artefacto flotante propulsado o de remolque. Puede ser nave de pasajeros o de carga."

**"Combustibles:** Mezclas de Hidrocarburos utilizados para generar energía por medio de combustión que cumplen con las normas NTP para dicho uso o normas internacionales en lo no previsto por aquellas."

**"Combustibles Residuales de Uso Marino:** Combustibles, cuyas características especiales están determinadas en una Norma Técnica Peruana, utilizados por Embarcaciones. Normalmente son mezclas de combustibles

residuales con destilados medios efectuados en línea o en los tanques del consumidor.”

“**Comercializador de Combustible para Embarcaciones:** Persona que comercializa combustible para embarcaciones a través de Plantas de Abastecimiento, Terminales, de otras embarcaciones u de otras instalaciones apropiadas para el Despacho de los mismos, aprobadas por OSINERG.”

“**Terminal:** Instalación en un bien inmueble que cuenta con tanques de almacenamiento, líneas submarinas o muelles para recepción o despacho de hidrocarburos líquidos y facilidades relacionadas con actividades de almacenamiento y recepción y/o despacho de hidrocarburos líquidos a/o de embarcaciones. Normalmente se encuentran como parte de ductos para petróleo, otros hidrocarburos líquidos o gas natural licuado, campos de producción, refinerías u otras plantas de proceso”.