

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



**MÉTODOS EMPLEADOS EN LA SUPERVISIÓN DE
CARGAS Y DESCARGAS DE HIDROCARBUROS
LÍQUIDOS EN EL LITORAL PERUANO**

**TITULACION MEDIANTE EXPERIENCIA PROFESIONAL PARA
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

Félix Humberto CHAPOÑÁN ARICOCHÉ

PROMOCION 1991 - II

LIMA – PERU

2005

DEDICATORIA

Dedico éste trabajo a mi mamá Isabel, a mi papá Humberto a mi tía Josefa, a mi tío Fortunato y a mis hermanos que me apoyaron en todo momento para lograr mi Titulación como Ingeniero de Petróleo.

*De igual manera a mi esposa Martha y a mi Hijo Víctor, a todos,
¡MUCHAS GRACIAS!*

METODOS EMPLEADOS EN LA SUPERVISIÓN DE CARGAS Y DESCARGAS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL LITORAL PERUANO

1. INTRODUCCIÓN

2. OBJETIVO.

3. ALCANCES

4. ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

- 4.1. *Productos a transportar*
- 4.2. *Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos en Terminales Marítimos y/o Fluviales*
 - 4.2.1. *Tanques Atmosféricos (sin*
 - 4.2.2. *presión)*
 - 4.2.3. *Tanques a presión*
 - 4.2.4. *Tanques de Almacenamiento refrigerado*
 - 4.2.5. *Tanques enterrados*
- 4.3. *Medios de Transporte*
 - 4.3.1. *Buques tanques*
 - 4.3.2. *Barcazas*
 - 4.3.3. *Oleoducto*
- 4.4. *Comercialización*

5. EQUIPOS DE MEDICIÓN Y METODOS PARA SU UTILIZACIÓN.

- 5.1. *Importancia de la medición*
- 5.2. *Equipos*
 - 5.2.1. *Cinta de Medición*
 - 5.2.2. *Plomadas*
 - 5.2.3. *Termómetro de líquido en vidrio*
 - 5.2.4. *Termómetro Electrónico*

6. METODOS PARA OBTENER MUESTRAS DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS DEL MISMO (Método ASTM D4057)

- 6.1. *Muestreo Manual en Tanques*
- 6.2. *Muestreo Automático*
- 6.3. *Muestra representativa.*

7. PROCEDIMIENTOS PARA CARGAR Y DESCARGAR HIDROCARBUROS DE BUQUES TANQUES, A REFINERÍAS Y TERMINALES TERRESTRES EN EL LITORAL PERUANO.

- 7.1. *OPERACIONES DE EMBARQUE DE HIDROCARBUROS*
 - 7.1.1. *Antes del Embarque*
 - 7.1.1.1. *Operaciones en el Terminal o Refinería (Planta).*
 - 7.1.1.2. *Operaciones en Buque.*
 - 7.1.2. *Durante el Embarque*
 - 7.1.2.1. *Comunicación*
 - 7.1.2.2. *Muestras de Línea de Carga y de los Tanques de Carga.*

- 7.1.3. *Inspección final del Embarque*
 - 7.1.3.1. *En el Terminal Terrestre o Planta y Refinería.*
 - 7.1.3.2. *En el Buque.*
- 7.2. **OPERACIÓN DE DESCARGA DE HIDROCARBUROS**
 - 7.2.1. *Antes de la descarga*
 - 7.2.2. *Durante la descarga*
 - 7.2.3. *Inspección final de la descarga.*
 - 7.2.3.1. *En Planta o Tierra.*
 - 7.2.3.2. *En buque.*
- 7.3. **OPERACIÓN DE ALIJE**
 - 7.3.1. *Buque Madrina o Buque a ser Alijado*
 - 7.3.2. *Buque Cabotaje o Buque receptor*

8. APLICACIÓN CUANTITATIVA DE UN EMBARQUE DE CRUDO

- 8.1. **EMBARQUE DE CRUDO LORETO EN TERMINAL BAYOVAR**
 - 8.1.1. *Del Embarque - Planta*
 - 8.1.2. *Del Embarque - Buque*
 - 8.1.3. *Documentación a presentar.*

9. APLICACIÓN CUANTITATIVA DE UNA DESCARGA DE DIESEL 2

- 9.1. **DESCARGA DE DIESEL 2 EN REFINERÍA CONCHAN**
 - 9.1.1. *Antes de la descarga - Planta*
 - 9.1.2. *Después de la descarga - Planta*
 - 9.1.3. *Antes de descargar el buque*
 - 9.1.4. *Después de descargar buque.*
 - 9.1.5. *Documentación a presentar.*

10. ENFOQUE GENERAL DE LOS MÉTODOS DE LABORATORIO COMÚNMENTE APLICADOS A HIDROCARBUROS LIQUIDOS EN OPERACIONES DE CARGA Y DESCARGA.

- 10.1. **IMPORTANCIA DEL USO DE METODOS DE LABORATORIO**
- 10.2. **METODOS EMPLEADOS.**
 - 10.2.1. *ASTM D 86-04b.*
 - 10.2.2. *ASTM D 93-02^a.*
 - 10.2.3. *ASTM D 97-04*
 - 10.2.4. *ASTM D 189-01*
 - 10.2.5. *ASTM D 287-92(2000)*
 - 10.2.6. *ASTM D 323-99a*
 - 10.2.7. *ASTM D 445-04*
 - 10.2.8. *ASTM D 473-02*
 - 10.2.9. *ASTM D 976-91 (2000)E1*
 - 10.2.10. *ASTM D 1298-99E2*
 - 10.2.11. *ASTM D 1500-03*
 - 10.2.12. *ASTM D1796-97 (2002)*
 - 10.2.13. *ASTM D 3230-99 (2004)*
 - 10.2.14. *ASTM D 4006-81 (2000)E1*
 - 10.2.15. *ASTM D 4007-02*
 - 10.2.16. *ASTM D 4294-03.*

11. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES.

12. ANEXOS

12.1. ANEXO N° 01: DEFINICIONES IMPORTANTES

12.2. ANEXO N° 02: APLICACIÓN CUANTITATIVA DE UN EMBARQUE.

12.3. ANEXO N° 03: APLICACIÓN CUANTITATIVA DE UNA DESCARGA

12.4. ANEXO N° 04: GRAFICOS ILUSTRATIVOS.

13. BIBLIOGRAFÍA

1. INTRODUCCIÓN

En la Industria del Petróleo un aspecto de vital importancia es considerar el TRANSPORTE del Petróleo Crudo y sus derivados a los diferentes puntos de Comercialización, es decir desde que se extrae del subsuelo hasta que éste llega a manos del consumidor.

Es por esta razón que este trabajo explica la importancia de conocer, los métodos o normas aplicados a embarques y descargas del petróleo crudo y de los diferentes derivados líquidos del mismo, en embarcaciones denominadas Buques Tanques y almacenada en Tanques Cilíndricos Verticales en Terminales Terrestres, Refinerías a lo largo del Litoral Peruano.

Este trabajo tomará en cuenta los diferentes métodos que te permiten determinar volúmenes a condiciones estándar, la calidad de los hidrocarburos líquidos que son transportados desde el Terminal Bayovar vía marítima (Buques Tanques) a las Refinerías de Talara, Conchan y también se consideran la Importación de Petróleo Crudo y derivados a nuestro país. El mercado actual en nuestro país es exigente tanto en cantidad como en calidad, es por esa razón que no se puede dejar desabastecida ninguna planta o parte de nuestro país principalmente todo aquel terminal ubicado en nuestro litoral que cuenta con una demanda constante de dichos productos. A nivel Nacional existen embarcaciones Buque Tanques (B / T) que transportan los derivados del petróleo a los diferentes puntos establecidos y estos son:

B / T ISABEL BARRETO, CAPAHUARI, PAVAYACU, SAMIRIA, ANDOAS.

B.A.P TALARA, y B.A.P. LOBITOS.

Cada una de estas naves se caracterizan por transportar productos tales como:

B/T Isabel Barreto: Gas 90., Gas 84, Gas 95, Gas 97, Kerosene, Turbo A1, Diesel 2, PET.IND 6 Y PET. IND. 500

B/T Pavayacu: Gas 90. , Gas 84, Gas 95, Gas 97, Kerosene, Turbo A1, Diesel 2, PET.IND 6 Y PET.IND. 500

B/T Samiria: Gas 90. , Gas 84, Gas 95, Gas 97, Kerosene, Turbo A1, Diesel 2, PET.IND 6 Y PET.IND. 500 (Nave contratada exclusivamente por Refinería La Pampilla).

B/T “ANDOAS”: Transporta productos de igual manera que el B/T “Samiria”

B.A.P. “TALARA”: PET. IND. 6 PET. IND. 500, PET. CRUDO.

B.A.P Lobitos: Gas 90, Gas 84, Gas 95, Kerosene, Turbo A1, Diesel 2.

B/T Capahuari: Petróleo Crudo, PET.IND 6. PET.IND. 500, KEROSENE, Y DIESEL 2

Los Terminales Terrestre cuenta con una determinada cantidad de tanques de almacenamiento para almacenar los diferentes productos que transportan las naves, una vez que estas son Amarradas en el Terminal submarino respectivo se conectan a las líneas submarinas (2, una para productos blancos y la otra para negros) procediéndose luego al bombeo respectivo por

parte de la nave con los productos consignados para dicho terminal y recibirlo en los tanques respectivos.

La calidad del producto a descargar es un factor muy importante a considerar, este debe ser chequeado en el laboratorio del Terminal y comparar sus resultados con el Informe de calidad del laboratorio donde se produjo el embarque, se compara, se toma en cuenta si el producto o productos están o no en especificación, y de acuerdo a ello se tomará la decisión de descargar o no él o los productos respectivos. Si existiera algún cambio con las características del producto esto debe reportarse de inmediato para tomar las medidas del caso.

Cada Terminal de almacenamiento de Hidrocarburos cuenta con sus respectivas tablas de cubicación para cada tanque de almacenamiento, certificadas por OSINERG y/o el Ministerio de Energía y Minas, siendo éstas tablas las que predominan para la liquidación final de volúmenes almacenados y/o embarcados en la operación de Carga y Descarga de Hidrocarburos y en el Buque Tanque se cuenta con tablas de cubicación para sus bodegas de carga y puede descargar en un Terminal uno o mas productos.

2. OBJETIVO

Este trabajo tiene como objetivo mostrar la metodología empleada en las operaciones de Carga y Descarga de Buques tanqueros en operaciones realizadas en el Litoral Peruano. Considero que la mejor óptica para enfocar este tema es el trabajo que realiza un Inspector Independiente (Surveyor) tanto a bordo de un Buque Tanquero como, en las instalaciones de un Terminal Terrestre o Refinería, Los inspectores son las personas encargadas de velar por la cantidad y calidad del producto que se carga, descarga y asesora a las partes sobre la operación.

3.- ALCANCES

El trabajo de Inspectoría de Cargas y Descargas de Hidrocarburos líquidos involucra todas las actividades de una inspección con estos fluidos, particularmente conformadas por dos partes muy importantes, las operaciones en Buques Tanques y las operaciones en Terminales, Plantas de Almacenamiento y Refinerías. Ambas operaciones se complementan de tal manera que el producto final (la Inspección) debe arrojar que los volúmenes transferidos estén dentro de los límites permisibles (Buque – Tierra o Tierra – Buque) , que la calidad del producto este dentro de especificación y que durante todo el proceso se aplique la metodología y las normas Nacionales e Internacionales vigentes.

4.- ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.

4.1.- PRODUCTOS A TRANSPORTAR.

Los principales productos transportados son:

1) GASOLINA:

- Gasolina PETROPERU SUPER 95 SIN PLOMO
- Gasolina PETROPERU 84 BAJO PLOMO.
- Gasolina Super Extra 97 SIN PLOMO
- Gasolina PETROPERU SUPER 90, SIN PLOMO
- Gasolina CRAQUEDA.

2) PETROPERU DIESEL 2

3) KEROSENE PETROPERU

4) TURBO A-1

5) PETRÓLEO INDUSTRIAL 6

6) PETRÓLEO INDUSTRIAL 500

8) RESIDUAL ASFALTICO

9) GAS OLEO PESADO

10) CRUDOS (Oriente, Caño Limón, South Blend, Vasconia, Napo, Loreto, Mayna, etc.), en operaciones de Alijo.

4.2. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN TERMINALES TERRESTRES y/o FLUVIALES.

Los tanques de almacenamiento son recipientes que tienen formas diferentes, de capacidades variables y almacenan hidrocarburos líquidos de diferentes clases. Los líquidos podrán ser almacenados en diversos sistemas, clasificándose de manera general en **“sistemas convencionales”** y **“sistemas no convencionales”**.

Los almacenamientos denominados **“convencionales”** consisten en tanques superficiales y tanques enterrados. Los tanques Superficiales son aquellos cuyas paredes laterales y techo están en contacto directo con la atmósfera, se sub. clasifican en tanques atmosféricos, tanques a presión y tanques refrigerados. Los tanques enterrados, son aquellos cubiertos con material sólido y expuesto a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea.

El almacenamiento **“no convencional”**, es todo sistema que requiere consideraciones especiales en su proyecto, construcción y mantenimiento. Los almacenamientos **“no convencionales”** pueden ser:

- a) *Almacenamiento de pozas abiertas*
- b) *Almacenamiento flotante*
- c) *Almacenamiento de cavernas*
- d) *Almacenamiento en tanques de concreto pretensado*
- e) *Almacenamiento en plataformas marinas.*

4.2.1.- TANQUES ATMOSFÉRICOS.

Los Atmosféricos son usados para almacenar líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0,914 Kg/cm² abs (13 psia) a nivel de mar. Por cada 300 metros de elevación la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0,035 Kg/cm² abs (0,5 psia).

Estos tanques atmosféricos (sin presión) pueden ser:

- a.- *Tanques de techo fijo*
- b.- *Tanques de techo flotante*

a) TANQUES DE TECHO FIJO:

Los tanques atmosféricos de techo fijo, pueden tener techo autosoportado o por columnas, la superficie del techo puede tener forma de domo o cono. El tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos. Ventilaciones en el techo permiten la emisión de vapores y que el interior se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica pero produciéndose pérdidas de respiración. Los tanques de techo fijo son usados para almacenar líquidos en los cuales los tanques de techo flotante no son exigidos. Ver fig. 01, Anexo 04

b) TANQUES DE TECHO FLOTANTE:

Son aquellos en que el techo flota sobre la superficie del líquido, eliminándose el espacio para los vapores. Estos tanques sufren únicamente pérdidas por escasez de producto debido a la dificultad que hay para que el techo ajuste perfectamente contra la pared del tanque. Estos tanques son quizás los más eficientes que se ofrecen para servicio corriente para reducir las pérdidas por evaporación y por desplazamiento.

Estos tanques son muy costosos en comparación con los tanques de techo cónico de la misma capacidad. En general su uso es económico si la cantidad de combustible que pasa a través de los tanques es considerable, teniendo en cuenta que la evaporación en estos tanques es constante y no depende de la cantidad de combustible que entre o salga. Estos tanques serían utilizados en:

- *Almacenamiento de líquidos con presión de Vapor Reid mayor a 0,281 Kg/cm² abs.).*

- *Cuando un líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8,3 °C (15°F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.*
- *En tanques cuyo diámetro excede los 45,0 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.*
- *Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno.*

De acuerdo a su construcción, los tanques de techo flotante pueden ser:

- *Tanques de techo flotante de estructura: Presentaba deficiencias por la acumulación de nieve o liquido de lluvias en el techo, originando inclinaciones en el mismo. Ver Fig. 02*
- *Tanques de Techo de pontón o puente: De uno o dos puentes. Tiene el techo formado por pontones o cámaras o puentes de doble cubierta que los hace insumergibles. Ver Fig. 02 y 03 del Anexo 04.*

4.2.2. TANQUES A PRESIÓN

Los tanques a presión son utilizados para líquidos con presión de vapor mayor o igual a 0,914 Kg /cm² abs. (13 psia) a nivel del mar, los principales tipos de tanques a presión son recipientes cilíndricos y esferas.

- a) Los recipientes cilíndricos son de acero, se usan para almacenar cualquier gas licuado a su temperatura crítica y presión requerida. Su montaje en posición horizontal se hace sobre dos o más apoyos y si es en posición vertical se hace sobre un fuste. Se consideran económicos almacenamientos con dimensiones de hasta 4,50 m. De diámetro y capacidades de agua hasta 800 metros cúbicos (m³).*
- b) Las esferas son otra forma de almacenar líquidos similares. Consisten de un recipiente esférico formado por gruesas paredes de acero, con seis o más columnas. Se consideran económicas las esferas con capacidad de agua a partir de los 800 m³.*

4.2.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO REFRIGERADO

Los tanques de almacenamiento refrigerados son utilizados para almacenar gases licuados, en rangos del etileno al butano, que tienen un punto de ebullición entre -126,6 °C a -1,1 °C (-260°F a 30°F). Los principales tipos de tanques refrigerados son: recipientes a presión, esferas a presión y tanques cilíndricos verticales.

- a) Los recipientes a presión refrigerados se utilizan para el almacenamiento de gases a alta presión como GLP u otros gases criogénicos para los almacenamiento a presión a temperatura ambiente no es factible. Límites prácticos de estos recipientes son de 4,5 m., de diámetro.*

b) *Las esferas a presión refrigeradas se utilizan para almacenar volúmenes intermedios de líquidos.*

c) *Tanque cilíndrico vertical refrigerado es la forma más común de almacenar grandes volúmenes de líquidos refrigerados. Puede ser de paredes simples o dobles. El de pared simple es similar a los tanques atmosféricos, excepto que dispone un fondo plano; la cara exterior del cilindro tiene un aislamiento térmico y el techo puede ser en forma de domo o de sombrilla, para operar con presiones ligeramente mayores a la atmosférica de 0,035 a 0,105 Kg./cm² (0,5 a 1,5 psig). Los tanques de pared doble se asemejan a los tanques atmosféricos, excepto que el cilindro está compuesto por dos paredes concéntricas con un material aislante que ocupa el espacio anular, el que se encuentra a una ligera presión positiva mediante el uso de un gas inerte como el nitrógeno.*

d) *Tanques térmicos son instalaciones para mantener una adecuada temperatura que permita el flujo de líquidos de alta viscosidad. Se recomienda que los líquidos sean mantenidos a una temperatura mayor en 8,3 °C a la de su punto de escurrimiento o que la viscosidad cinemática sea mayor a 300 cSt.*

4.2.4.- TANQUES ENTERRADOS

Los tanques enterrados se utilizarán cuando los requerimientos de almacenamiento por producto son relativamente pequeños. En caso que estos volúmenes excedan aproximadamente los 57 m³ (1.500 galones) por productos, el almacenamiento en tanques superficiales es el más adecuado.

4.3.- MEDIOS DE TRANSPORTES.

El Transporte de hidrocarburos se realiza de diferentes maneras, estas están dependiendo de los requerimientos tanto de los productores (vendedores), compradores o de mutuo acuerdo de las partes. Para el tema que nos involucra detallaremos lo relacionado a los Buques Tanques, naves que nos permiten transportar grandes cantidades de hidrocarburos a diferentes locaciones tales como: Refinerías, Terminales Terrestres de almacenamiento, Ventas.

A continuación describiremos:

4.3.1. BUQUES TANQUES.

Son buques que tienen la capacidad de almacenar en sus bodegas Petróleo Crudo y los diferentes derivados del petróleo en volúmenes muy considerables. Los volúmenes a cargar por estas naves están sujetos a los requerimientos del comprador, la seguridad que le puede dar en el transporte, y los costos del mismo. A continuación describimos algunas partes importantes de un Buque Tanque:

A1.- Bodegas de Almacenamiento o Bodegas de Carga: Estas en numero variable están dependiendo del diseño de la nave, consistente en una serie de tanques pequeños separados por mamparos e interconectados por válvulas y tuberías que corren a lo largo y ancho del buque. En estos tanques individuales permiten albergar o recibir diferentes tipos de carga líquida, dependiendo de su diseño y de los requerimientos del fleteador. En el Perú existen naves que transportan hidrocarburos líquidos en todo el Litoral Peruano, las cuales son cargadas en Refinería Talara, Refinería Conchan, Refinería La Pampilla (Repsol), Terminal Bayovar y descarga los productos embarcados en los diferentes puertos del litoral de acuerdo a los requerimientos de cada Planta o Refinería. En la navegación de los buques tanques, ellos requieren mantener un determinado calado de igual manera poder ingresar a un Terminal es también importante que la nave cuente con el calado adecuado.

Bajo ésta premisa toda nave debe de realizar la operación de lastrado y deslastrado, que consiste en llenar determinados tanques del buque (de carga o de lastre segregado) con agua, con el objeto de lograr el calado adecuado para la operación que realice. Existen naves que cuentan con Tanques de Lastre Segregado que son tanques totalmente independiente de los tanques de carga, permitiéndole a la nave y al fleteador un mayor grado de seguridad con el producto que transporta. Estos tanques están en el perímetro de los tanques de carga generalmente.

Las naves que realizan Operaciones de Cabotaje, están a disposición de PETROPERU S.A. o RELAPASA (Charateadores o Fleteadores) y constan de 22 bodegas (como máximo), siendo distribuidas de la siguiente manera:

8 bodegas en Babor, 8 en Estribor y 6 al centro.

Los volúmenes que almacenan las bodegas de Babor y Estribor están en un promedio de 9.000 Bbls Gruesos a temperatura observada y en las bodegas del centro varían de 9.000 Bbls a 18.000 Bbls. Gruesos a temperatura observada .

A2.- Bodegas de Combustible, son parte importante de la nave y no son consideradas como bodegas de carga. Estas bodegas de combustible almacenan combustibles tal como Diesel 2 y Fuel Oil, que son utilizados en equipos electrógenos y en sus maquinas respectivamente, son en numero variable dependiendo de la nave.

a3.- Otros:

- Sala de Maquinas, Consola de carga, edificio vivienda, torre de mando (puente) etc..

4.3.2. - BARCAZAS.

Son embarcaciones que transportan petróleo crudo y derivados del petróleo generalmente en las zonas de selva. Constan de un máximo de 12 bodegas, no existen las bodegas del centro y son desplazadas mediante remolcadores.

4.3.3. - OLEODUCTO.

*En el Año de 1974 se suscribieron los contratos de construcción del **Oleoducto Nor Peruano** y con ello el inicio de la construcción del mismo en la localidad de San José de Saramuro a orillas del río Marañón, con una inversión total de 671 millones de dólares y su financiamiento se realiza con la Corporación Financiera de Desarrollo del Perú.*

El consorcio Williams - Sedco - Home construyó las estaciones 1,5 y realizó el tendido de los tramos I y II, desde San José de Saramuro (Dpto. de Loreto) hasta las inmediaciones del Pongo de Retama (Dpto. de Amazonas), sobre una longitud de 465 Km.

La Compañía Techint construyó las estaciones 6, 7 y ejecutó el tendido de la tubería de los tramos III y IV, comprendidos entre Montenegro, en el Dpto. De Amazonas, y Bayóvar en el Dpto. de Piura, con lo que quedó cubierta la longitud total de 1.106 Km. del Oleoducto Nor Peruano con una capacidad de 200 mil Barriles por día. La Compañía COSAPI, construyó las estaciones 8, 9 y Bayóvar, mientras que la Compañía británica George Wimpey, ejecutó el contrato de la Construcción del Muelle de Bayóvar.

El 31 de Diciembre de 1976, se recibió petróleo en la estación 1 (San José de Saramuro) y comenzó a discurrir por la tubería el 14 de Enero de 1977, llegando a la costa (Bayóvar), el 24 de Mayo de 1977(131 días).

El almacenamiento, es el proceso que consiste en reunir el petróleo que se recibe en las estaciones 1, 5, Andoas y Bayovar, para su posterior despacho a los buques-tanques o barcazas. Bayovar consta actualmente con 14 tanques de almacenamiento (todos operativos) en sus instalaciones y tienen una capacidad de 2 millones de barriles de crudo aproximadamente (actualmente en cada tanque se almacenan aproximadamente 120 mil barriles de Crudo a 60 °F, manteniendo un margen de seguridad). Ver gráfico Oleoducto Nor Peruano Anexo 04.

En el terminal Bayovar se realiza el despacho de Crudo, proceso que consiste en embarcar el petróleo en buques-tanques y ser transportado vía marítima, con destino a las diferentes Refinerías del país y del extranjero. Actualmente se embarcan Crudo Mayna, Crudo Loreto ambos productos pertenecen a PLUSPETROL NORTE S.A. y Residual de Primaria que pertenece a PETROPERU S.A.

Los eventos más importantes en un embarque en Bayovar son:

Operaciones Portuarias

Fiscalización del Crudo a Embarcar (Planta – Buque)

Calidad del Producto a Embarcar y Embarcado.

Plan Operativo de embarques.

En Bayovar pueden acodear buques de hasta 250 mil toneladas de peso muerto. Cuatro brazos hidráulicas permiten un caudal de carga de Petróleo Crudo a los buques-tanques de hasta 100 mil barriles por hora y se puede atender naves las 24 horas del día.

4.4.- COMERCIALIZACIÓN.

Entendemos como la Actividad de Comercialización de Hidrocarburos a la Importación, Exportación, almacenamiento, transporte, distribución y/o venta de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.

Se debe tener en cuenta que para la actividad de Comercialización lo siguiente:

- *Los requisitos para establecer y operar instalaciones para el almacenamiento, distribución, transporte y venta al público de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.*
- *Las condiciones de seguridad a que debe de someterse las instalaciones para el almacenamiento, distribución, transporte y venta de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.*
- *Las disposiciones sobre calidad y procedimientos de control volumétrico de los combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.*
- *El régimen de precios a que están sometidos los combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos.*
- *Las relaciones de las personas naturales y jurídicas que participan en Actividades de Comercialización de Hidrocarburos entre si; así como con el Estado, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), las Municipalidades y los particulares.*

Tomando en cuenta el entorno Comercial Nacional exclusivamente en nuestro Litoral, las operaciones comerciales se llevan acabo en las siguientes etapas:

- 1.- *Primera Etapa; De las instalaciones donde se procesa el Crudo, Almacena y se vende al público los derivados como: Refinería Talara, Conchan, Iquitos, El Milagro y La Pampilla, se procesa la materia prima y los productos son transportados a las diferentes Plantas de Almacenamiento para su posterior comercialización.*
- 2.- *Segunda Etapa; Tomando en cuenta la distribución de los productos en nuestro Litoral en B/T, cada Buque Tanque descarga los productos en las Plantas de Almacenamiento actualmente administradas por CONSORCIO TERMINALES GMT, donde PETROPERU S.A. y REFINERÍA LA PAMPILLA S.A., son los dueños de los productos almacenados.*

3.- Tercera Etapa, Dado que el transporte está íntimamente asociado a plantas de Almacenamiento , este a su vez a plantas de ventas y finalmente al consumo de combustibles por el usuario, se han establecido Plantas de venta en los mismos lugares donde están las Plantas de Almacenamiento. Así, en la zona NORTE, se cuenta con plantas de ventas en los puertos de Eten, Salaverry, Chimbote y Supe. En el CENTRO, hay lugares idóneos para operaciones comerciales en la Planta del Callao, Conchan, Pisco y Cerro de Pasco, por el SUR, en los puertos de Ilo y Mollendo. Cabe mencionar que en cada una de las Refinerías existen también Plantas de Ventas y adicionalmente en algunos otros puntos estratégicos.

En el interior del país, la Zona Norte queda cubierta con las plantas de venta de Piura, Yurimaguas y Tarapoto, mientras que en el Centro se cuenta con las de Ica y Cerro de Pasco. Las del Sur quedan en Cuzco, Juliaca y puerto Maldonado.

Por otro lado, junto a cada Refinería se realizan operaciones de ventas, como primer punto de contacto entre la producción y la comercialización. De este tipo hay plantas en Iquitos, La Pampilla, Talara, Pucallpa, El Milagro y Conchan. Ver Gráfico Facilidades de Almacenamiento, Anexo 04.

5. EQUIPOS DE MEDICIÓN Y MÉTODOS PARA SU UTILIZACIÓN.

Para poder Cuantificar volúmenes de petróleo es necesario contar con los equipos adecuados y con los conocimientos de las Normas Técnicas adecuadas para dicho fin. A continuación describiremos algunos de los equipos de medición, muestreo y forma de como deben de ser usados.

5.1. IMPORTANCIA DE LA MEDICIÓN

Las políticas y practicas recomendadas mínimas para la medición manual y automática para cantidades de volúmenes de Crudo y productos de Petróleo que son transferidos de un punto a otro por ejemplo, a bordo de buques Tanques, de tanques de tierra, de buque a tierra y de tierra a buque, y en donde la participación de los productores, compradores, vendedores, operadores de terminales de terrestres, propietarios de buques (armadores) y sus tripulantes, Autoridades Aduaneras, Inspectores Independientes (Surveyors), tienen una relación muy importante con la medición de volúmenes de Petróleo y las cantidades finales a comercializar..

La medición de Petróleo Crudo o productos de Petróleo conllevan a realizar las siguientes acciones:

- 1. –Realizar la medición del volumen del producto de petróleo que esta almacenado en un tanque cilíndrico vertical, cilíndrico horizontal, realizando esta operación de medición con una wincha metálica debidamente calibrada.*
- 2. –La toma de temperatura del volumen medido (en grados °F ó °C) con un termómetro de líquido en vidrio o un termómetro electrónico de tal manera que este valor con el API del producto, nos permita corregir el volumen de temperatura observada a un volumen a temperatura Standard 60°F, el cual es norma en toda la Industria del Petróleo, para cuantificar volúmenes.*

Las unidades de medición de volúmenes de petróleo están dadas en U.S. BARREL (Barril de Petróleo Norteamericano), en Metros Cúbicos, Galones Norteamericanos y Litros, que son las unidades mas comunes, adicionalmente a ello se requiere de las tablas de cubicación de los tanques de almacenamiento del buque y de tierra debidamente certificadas que al realizar los cálculos de los volúmenes obtenga resultados confiables.

5.2. EQUIPOS

5.2.1. -LA CINTA DE MEDICIÓN.

Con la cinta de medición nos permite realizar medidas directas e indirectas basadas en la Norma ASTM D 1085 /MANUAL DE PETRÓLEO API Capitulo 17 Sección 2. La cinta de medición será de longitud continua, graduada sobre uno o ambos lados en pies y

pulgadas y/ o metros y centímetros o ambos. El uso de cintas ensortijadas o empalmadas no está permitido. Cada cinta se complementa con una plomada de bronce de 2,6 lb. de peso en un extremo que le permite a la cinta bajar a la profundidad deseada, adicionalmente el conjunto debe ser calibrado por el ente respectivo por ejemplo INDECOPI. Las cintas que tienen un error que excede 1/16 de pulgada sobre una longitud de 50 pies no debería, ser usada. Ver Fig. 04 del Anexo 04.

La cinta de medición se usa para realizar dos tipos de medición:

a.- La medida por sonda (medida directa).

b.- La medida por vacío (medida indirecta)

Ver Figura N° 04. Anexo 04.

5.2.2. - LA PLOMADA.

La plomada es hecha de bronce, de 2,6 lb. de peso debe estar en buen estado sin el desgaste excedente de lo normal en la punta o argolla de giro. Ellas pueden ser cilíndricas o cuadradas y deben estar graduadas en pulgadas y/ o centímetros.

Se prefieren las plomadas grabadas en bajo relieve que reduzca la migración ascendente del agua sobre la marca de la pasta de agua.

Ver Figura N° 04 del Anexo 04.

5.2.3. – TERMÓMETRO DE LÍQUIDO EN VIDRIO (COPA).

La toma de temperaturas están bajo la Norma ASTM D 1086 /MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17 Sección 2, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7. El tipo más común de termómetro usado es, el termómetro estándar de Copa, que está conformado por una varilla de líquido en vidrio instalado en un soporte de madera, protegidos con latón, cobre o acero inoxidable Ver Fig. 05 Anexo 04. Se debe tener el cuidado con el soporte para que no ayude a que se construya una chispa y cause que el producto reaccione siendo medido. La copa de madera tiene una seria desventaja, una vez que el barniz que cubre la madera se ha visto retirado, la madera llega a ser porosa y retendrá productos sucios, tal como crudo o, químicos peligrosos posiblemente lisos. Por lo tanto, debería tomarse el cuidado necesario para evitar estos riesgos de salud o contaminación y ser minimizados.

Habiendo determinado las posiciones de la toma de temperaturas, se baja el termómetro con la cubierta de copa dentro del líquido, hasta que el nivel se alcance. El termómetro deberá permanecer en ésta posición un tiempo mínimo requerido de inmersión dependiendo de lo que indique la Norma.

Tiempos de Inmersión de Termómetros de líquido en vidrio en recipiente de Copa:

Tiempos de Inmersión recomendados (minutos)

MANUAL DE PETRÓLEO API Gravedad a 60°F	En inmersión	Estacionario
> 50	5	10
40 a 49	5	15
30 a 39	12	25
20 a 29	20	45
< 20	45	80

Si tomamos en cuenta los productos que se almacenan en tanques fríos o muy fríos como Crudos por ejemplo, donde los tiempos de reposo del producto en los tanques tienden a estratificar el mismo, éste, está directamente ligado a la calidad del mismo, como al tiempo de reposo que se le da. Cuando la situación es sospechosa, mediciones de temperaturas extras deberían ser tomadas. Sobre productos con alto calor como el asfalto, puede ser difícil obtener temperaturas representativas pero con el uso de termómetros de copa o electrónicos portátiles y aplicando la norma se puede lograr obtener valor de temperatura representativos; claro está que para estos casos también puede ser necesario aplicar un procedimiento interno o algún dispositivo de medición de temperatura. El uso de algún dispositivo de medición instalado permanentemente permitiría anotar en un reporte en periodos de tiempo horario como está variando la temperatura y adjuntando también como y cuando fue verificado el instrumento.

PRECAUSIÓN: Temperaturas tomadas cerca de elementos calientes pueden distorsionar el perfil de temperaturas.

Los termómetros de líquido en vidrio a usarse serán de un tipo de inmersión total, con una rango de - 30 °F a 100 °F, 0°F a 180 °F, ó 60°F a 240°F. Las marcas están dadas de grado en grado °F y subdivisión con graduaciones grandes a intervalos de 5 grados y marcadas con números cada 10 grados.

El termómetro es construido de un material resistente con marcas grabadas en la superficie y marcado de un pigmento colorado oscuro. El relleno del termómetro es de mercurio o alcohol coloreado claramente visible contra un Fondo reflectivo.

Con anterioridad a su uso, los termómetros deberán compararse con un termómetro de laboratorio estandarizado en ambos extremos, el rango inferior y el rango superior. Si el error en cualquier punto excede +/- 0,5 °F, el termómetro no debería usarse.

Todos los termómetros cumplen con las normas ASTM.

El petróleo crudo y productos de petróleo son comercializados basándose en volúmenes a 60,0 °F o 15,6 °C. es, por lo tanto, esencial obtener una temperatura precisa a fin de corregir el volumen observado a volumen Standard calculado a 60,0 °F.

Esta sección contiene el método correcto para tomar la lectura de una temperatura. Todos los procedimientos deberían seguir las Normas de la Industria como se especifica en el MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7.

PROCEDIMIENTO

Previo a la toma de temperaturas se realiza la medición del nivel del líquido. Con anterioridad a tomar la temperatura del producto en un tanque de tierra.

Para esto, se acopla el termómetro a un extremo de la wincha a medir o a un cordel anudado a longitudes conocidas bajándolo por la escotilla de medición.

Los tiempos mínimos de inmersión para termómetros de líquido en vidrio en copa, están dependiendo de la Viscosidad Saybolt Universal según el siguiente cuadro:

Retire el termómetro rápidamente después que este ha estado dentro del producto por el tiempo requerido. Nos aseguramos que la copa que rodea el bulbo del termómetro esté llena y no se derrame, manteniéndola dentro de la boca de la escotilla de medición para que el viento no logre cambiar la temperatura, y leyendo rápidamente hasta el 0,5°F más próximo. El cuadro siguiente representa niveles donde tomar la temperatura.

ALTURA DEL ACEITE:	TEMPERATURA	UBICACIÓN
0 – 10 pies.	1	Al punto medio
10 – 15 pies.	2	A 3 pies del nivel del producto emerger y 3 pies desde el fondo del tanque.
15 pies o más	3	A 3 pies del nivel del producto emerger 3 pies desde el fondo del tanque y en el centro del producto.

5.2.4. - TERMÓMETRO ELECTRÓNICO PORTÁTIL (TEP),

El Termómetro Electrónico Portátil ha llegado a ser el equipo más común en años recientes en la medición de la temperatura de hidrocarburos en los buques, Terminales Terrestres y Refinerías. Esencialmente estos son dispositivos electrónicos que usan una sonda, conectada por el cable a un circuito que convierte ondas eléctricas en una lectura digital. Ver Fig. 06 Anexo 04.

Con anterioridad a cada uso, El TEP debe verificarse contra un termómetro Standard calibrado en el laboratorio. Si este se encuentra excedido en +/- 0,2°F a cualquier parte de su rango no debería usarse hasta recalibrado por un técnico experimentado en estos equipos.

El cable de sondeo al cuerpo principal del instrumento se marca frecuentemente con líneas o otros dispositivos para que se sondee el nivel adecuado, bajándose en el líquido para poderse determinar. Con fin de reducir el riesgo de explosión debido a la electricidad estática, un cable conectando a tierra es adjuntado al cuerpo principal para eliminar dicha electricidad formada en la superficie del líquido, la tenaza de este cable debe conectarse en un lugar que no tenga pintura donde el contacto esté bien hecho.

El bulbo del termómetro en el fondo del líquido al nivel requerido, permite alcanzar una temperatura constante como se indica en la lectura digital. El subir y bajar el bulbo 2 pies por cada 1 minuto nos permite alcanzar rápidamente la temperatura del producto en el nivel deseado, teniendo en cuenta que para la lectura final el bulbo debe estar estacionario en el nivel requerido. Como la temperatura puede leerse sin retirar el bulbo del líquido, este puede desplazarse a diferentes niveles y realizar las lecturas del caso. Este tipo de medida de temperatura con este dispositivo es ventajoso por que reduce considerablemente el factor tiempo en medir temperaturas a diferentes niveles.

Niveles de Medición de Temperaturas en Líquidos, Requerimientos para Termómetros Electrónicos Portables.

Tanques de Almacenamiento Atmosféricos. Capacidad del Tanque / Nivel del Líquido.	Tapa	Centro	Fondo
<i>Capacidad del Tanque menor que o igual a 5000 Bbls.</i>		X	
<i>Capacidad del tanque mayor que 5000 Bbls. Nivel < 10 pies.</i>		X	
<i>Nivel Mayor a 10 pies</i>	X	X	X

6. METODO PARA OBTENER MUESTRAS DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS DE PETRÓLEO. (Método ASTM D – 4057, Manual de Petróleo Mediciones Standards API Capítulo 8)

6.1. MUESTREO MANUAL EN TANQUES

Existen varios tipos de muestreo, pero cada uno de ellos tiene como único fin obtener una muestra representativa del producto almacenado y ésta ser posteriormente analizada en el laboratorio que se designe. Estos tipos de muestreo son:

6.1.1. El muestreo manual en tanques de tierra siguiendo el Método ASTM D – 4057, se realiza principalmente por niveles de preferencia tres (3) ubicados en los puntos medios de cada tercio de producto en el tanque, de ser necesario y por acuerdo de las partes ésta cantidad de niveles de muestreo se puede incrementar si existe alguna particularidad del producto que lo amerite.

6.1.2. También existe el muestreo manual denominada muestra corrida que nos indica que el muestreador debe bajarse en el producto no tapado (no encorchado), recorriendo la altura del producto en su descenso y en el ascenso de tal manera que el muestreador debe salir con producto menor al 85% de su volumen total.

6.1.3. Muestra a todo nivel, es aquella muestra que es tomada bajando el muestreador encorchado hasta una profundidad equivalente a 0,3 metros por encima del nivel de agua libre encontrado en el producto, se descorcha y el muestreador debe recorrer toda la altura del producto y éste muestreador debe salir con producto entre el 70 al 85% de la capacidad del mismo.

Cuando productos no homogéneos son muestreados se consideran niveles, superior, medio y muestras del nivel del fondo son usualmente obtenidos. Si la estratificación es sospechada, es fuertemente recomendable tomar muestras a niveles adicionales. Si alguna parte del producto en el tanque puede ser usado para la carga, entonces muestrear la zona de carga puede ser tomada desde la parte del tanque en la que está inmersa la transferencia.

Específicamente en el reporte de inspección indicar la numeración del tanque y el tipo de muestreo usados. El reporte de inspección podría también decir si el tanque fue equipado con mezclador, un sistema de circulación, o sifón y debe notarse la extensión de la mezcla que fue realizada en el tanque.

6.2. MUESTREO AUTOMATICO

El muestreo automático es el método preferido en una transferencia de carga marina. Si un sistema de muestreo automático es instalado, este podría ser puesto en funcionamiento en concordancia con las normas API.

Los equipos probados y usados para el muestreo automático usados para la medida de traslado de custodia marinas propuestas, se localizan en el mar. Mientras algunos buques tienen instalados permanentemente muestreadores automáticos usados a bordo del buque son del tipo portátil que se conectan al manifold del buque al momento de la conexión de la manga. En cualquier caso, el diseño y la performance de todo equipo de muestreo automático debe estar en concordancia con las normas API.

Este método cubre procedimientos para obtener muestras representativas manuales de productos de petróleo de un líquido, semi-líquido, o estados sólidos cuya presión de vapor a condiciones ambientales por debajo de 101 KPa (14,7 psi).

Este procedimiento también cubre el muestreo de petróleo crudo de petróleo no uniforme en embarques. Sin embargo, grados diferentes de uniformidad o la presencia de agua y sedimentos presentes, dificultan el muestreo manual, entonces puede afectar la naturaleza representativa de la muestra final.

6.3. - MUESTRA REPRESENTATIVA.

Muestra de petróleo y productos de petróleo son examinadas por varios métodos de prueba para la determinación física y características químicas. La muestra debe ser representativa del petróleo o productos del petróleo en cuestión. Las precauciones tomadas aseguran el carácter representativo de la muestra que son numerosas y dependen sobre el tipo de material muestreado del tanque, cisternas, container, o líneas de las cuales la muestra es obtenida. El principio básico de cada procedimiento es obtener una muestra o una compositiva de varias muestras de la misma manera y de las mismas locaciones en el tanque u otro container, entonces la muestra o la compositiva serán verdaderamente representativa del petróleo o productos del petróleo. Ver los diferentes tipos de saca muestras Ver Fig. 7 y 7ª Anexo 04.

7. PROCEDIMIENTOS PARA CARGAR Y DESCARGAR HIDROCARBUROS DE BUQUES TANQUES A REFINERÍAS Y TERMINALES TERRESTRES EN EL LITORAL PERUANO.

7.1. OPERACIONES DE EMBARQUES DE HIDROCARBUROS.

Las operaciones a realizarse en un embarque constan de dos partes fundamentales, la primera de ellas es la que se realiza en la Planta, Terminal o Refinería (TIERRA) y la segunda en la nave o buque tanque. Analizaremos ambas partes desde el punto de vista de las funciones que cumple un Inspector Independiente (Surveyor), cuando éste tiene a su cargo supervisar la Cantidad y Calidad del producto a embarcar.

7.1.1. ANTES DEL EMBARQUE

7.1.1.1. OPERACIONES EN EL TERMINAL O REFINERÍA (PLANTA)

El Surveyor, una vez en la Refinería o Planta, coordina con el jefe de guardia o Supervisor de turno encargado de las operaciones del embarque a realizarse, la fiscalización de tanques que han sido designados para el embarque, el muestreo, los análisis en el laboratorio, etc.. A continuación pasos a seguir:

- a) Previo al ingreso del buque al Terminal o Refinería se fiscaliza los tanques designados para el embarque se toman muestras de los tanques designados para el embarque (Método: ASTM D-4057 / 2000), y de las líneas con el producto antes de que ingrese a la nave, siendo estas llevadas al laboratorio para ser analizadas y conocer de esta manera si están o no en especificación, participando el Surveyor, el representante del Terminal, el dueño del producto o cualquier otra persona interesada en la operación.*
- b) Si los análisis en el laboratorio del producto a embarcar se encuentran en especificación entonces se procede a embarcar, pero si el producto no cumpliera con especificaciones del caso se informa a las partes y nuevamente se obtienen muestras de los mismos tanques o de otros tanques.*
- c) A continuación se procede a sellar las válvulas de salida o despacho de los tanques designados para el embarque previamente certificados hasta la hora que se produzca éste.*
- d) Antes de iniciar el embarque se realiza la fiscalización inicial (medición) de los tanques designados para el embarque (Método ASTM 1085, MANUAL DE PETRÓLEO API CAPÍTULO 17.1, 17.2), se toma temperaturas (Método ASTM 1086, MANUAL DE PETRÓLEO API CAPÍTULO 7), y cortes de agua (Método ASTM 1085, MANUAL DE PETRÓLEO API CAPÍTULO 17.1, 17.2). Tomar en cuenta que este paso debe realizarse antes del muestreo.*

e) Se realizan cálculos iniciales, para obtener la cantidad total del producto en los tanques de embarque, se usan las tablas ASTM de corrección de volumen, 6A: Para crudos, 6B: para productos refinados y 6D: para lubricantes, la Tabla 11: para convertir barriles a Toneladas Largas (Long Tons) y la Tabla 13: para convertir barriles a Toneladas Métricas (Metric Ton).

f) Antes del inicio del embarque se verifican las condiciones físicas de las líneas de carga, que estén llenas con el producto a embarcar y si es necesario se realizarán los desplazamientos pertinentes del producto antes de la fiscalización.

g) Una vez que todo el sistema está alineado en Planta se coordina con el Oficial de la nave a cargo del embarque, se inicia la operación respectiva, la cual todas las partes tienen participación directa.

7.1.1.2. - OPERACIONES EN BUQUE.

Una vez que el Surveyor se encuentra a bordo, debe coordinar con el Primer Oficial o el Capitán de la nave y el Representante de planta (Loading Master) que esta en el buque, todas las operaciones a realizarse, siguiendo las normas establecidas para estas operaciones. No se está detallando en este texto las operaciones de amarre y desamarre del buque, recepción, despachos, autoridades a bordo etc., por ser funciones exclusivamente del Loading Master (Representante de la carga por parte del Terminal).

A continuación los pasos a seguir:

a) EL Surveyor, el Loading Master y el primer oficial procede a tener una reunión de coordinación muy importante de cómo se realizará toda la operación de embarque, a ésta reunión se le denomina Conferencia Pre Transferencia (Key Meeting). En ella se coordina por ejemplo el volumen a embarcar, la calidad del mismo, el régimen de carga solicitada por el buque o cual puede ser el régimen que proporcionará el Terminal, el plan de estiba del buque, etc., luego como primer paso el Surveyor procede a inspeccionar los tanques de carga que fueron designados por el primer oficial de la nave de acuerdo a su plan de estiba, visualmente o por sonda, para verificar si están aptos para recibir el producto a ser embarcado.

b) En el caso de encontrarse algún remanente (O.B.Q.), se cuantifica el mismo, usando las tablas de cubicación del buque o aplicando la formula de la cuña (Wedge formula), según sea el caso. Este volumen encontrado o remanente es reportado (O.B.Q. REPORT)

c) Luego de la inspección de tanques, se prepara el documento donde se reporta como se encontraron los mismos, basándose en la información de proporcionada

por el Capitán de la nave o por el Primer Oficial, de tal manera que nos indique si los tanques de carga están aptos para cargar verificándose las tres últimas cargas que han tenido dichos tanques y si estos han sido lavados o preparados para determinar la compatibilidad con el producto a embarcarse.

d) El VEF es una recopilación del historial de TCV medidos en el buque, ajustado por el OBQ o el ROB, comparado con el TCV medidos por tierra.

Separados VEFs podrían desarrollarse para ambas operaciones cargas y descargas. Información usada a calcular un VEF podría estar preferentemente basada sobre documentos que siguen aceptadas en las prácticas normales de la Industria, tal como los reportes de las Compañías de Inspección.

Cuando sea posible, el manual de medidas del buque podría ser usado para las determinaciones de volúmenes. Sistemas automáticos de medición con medidas precisas, con tolerancias igual ha o mejor que aquellas medidas manuales a ser usadas por las transferencias de custodias por acuerdo entre todas las partes interesadas.

Todos los procedimientos de cálculo, como aquellos de temperatura, factor de corrección de volumen, ROB, OBQ, Wedge, o factor de trimado, deben ser consistentes. NO USAR TONELADAS LARGAS Y MÉTRICAS. Las cantidades serán expresadas en barriles o metros cúbicos a temperaturas Standard, pero no deben ser combinadas.

Información de todas las cargas y descargas de los terminales pueden ser usadas para calcular el respectivo VEFs. Si la información está disponible, el VEF estará basado en los datos de la misma carga o descarga del Terminal.

Algunos viajes que califiquen deben ser usados en la compilación de un VEF. Un mínimo de cinco viajes calificados es necesario para el cálculo del VEF; sin embargo, un mayor número es deseable. La definición de un viaje calificado es uno que reúne los siguientes criterios:

➤ *Cualquier viaje que este dentro de 0,0030 de la razón promedio de todos los viajes listados (como un ejemplo, si el promedio de todos los viajes listados es 1,00105, todos los viajes que estén dentro del rango de 0,99805 al 1,00405 habría calificado.*

➤ *Se excluye todos los viajes previos a alguna modificación estructural que ha afectado la capacidad de carga del buque.*

➤ *Se excluye datos de cargas o descargas donde las medidas de tierra no están disponibles.*

e) Se realiza el cierre y luego el precintado de la válvula de mar y la válvula de descarga al mar, adicionalmente se lleva a cabo una inspección inicial de los tanques de combustibles del buque (se efectúan mediciones, toma de temperaturas y cálculos para determinar cantidades, se verifican consumos y opcionalmente se toman muestras).

f) Se verifica la conexión de mangueras de las líneas de tierra a las bridas del múltiple o manifold del buque.

g) El Surveyor de planta (Loading Master), que se encuentra a bordo, comunica al supervisor de turno de planta cuando el buque se encuentra listo para cargar.

h) Se inicia la carga.

7.1.2. DURANTE EL EMBARQUE

7.1.2.1. COMUNICACIÓN

El Capitán del Buque o su primer Oficial debe tener comunicación con el Supervisor de turno del Terminal con radios portátiles Intrínsecamente seguras y en la misma frecuencia de tal modo que les permita a ambos informarse de cómo se va desarrollando la carga.

7.1.2.2. MUESTRAS DE LINEA DE CARGA Y DE LOS TANQUES DE CARGA

La muestra en línea son normalmente tomadas para un control de calidad. Para algunos productos, es necesario diseñar una línea de muestreo que me permita comunicarme con la carga. Esta muestra puede ser tomada también en el manifold del buque.

La primera muestra es requerida y podría ser tomada cuando el nivel del producto en el tanque esté a 1 pie o a 0,3 m., con la finalidad de dar conformidad con las especificaciones de la carga. Si la muestra indica una contaminación potencial, no se adiciona mas carga y se realiza la investigación del caso para determinar responsabilidades.

7.1.3. INSPECCIÓN FINAL DEL EMBARQUE

7.1.3.1. EN EL TERMINAL O PLANTA Y REFINERÍA

Al finalizar la carga, ésta se realiza previa coordinación entre el Operador o, Supervisor del Terminal con el primer oficial, oficial de carga o con el bombero de la nave con conocimiento del Surveyor que está en el buque.

a) Finalizado el embarque se lleva acabo la fiscalización final de los tanques utilizados en tierra para el embarque,

b) Se realizan los cálculos finales utilizando las tablas de cubicación de los tanques de tierra certificados oficialmente por la autoridad competente y las tablas ASTM.

c) Se comparan las cantidades obtenidas en tierra con las cantidades reportadas por buque y la diferencia no debe exceder los márgenes pertinentes (0,5%). Si se da el caso que existen diferencias que superan los límites permisibles se procede a analizar el por que de dichas diferencias y si éstas persisten se presentará una carta protesta al buque o al Terminal por las mismas.

d) Finalmente se firman los documentos de la carga (reportes, informes, cartas de Protesto, etc.).

7.1.3.2. EN EL BUQUE

Después de iniciada la carga en el buque se sigue con los siguientes pasos:

a) Al iniciarse la carga, el personal de la nave va verificando horaria mente el volumen cargado hasta ese momento y se compara con el volumen embarcado de tanques de tierra, con la finalidad de mantener un control cuantitativo del producto que se está embarcando.

b) Finalizada la carga, se inicia con la medición de los tanques (Método: ASTM D-1085), medición de agua libre (Método ASTM D-1085), MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17 Sec. 2 y toma de temperaturas (Método: ASTM D-1086), MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7,0 en el caso de quedar algunos tanques sin carga, se verifican visualmente o por sonda si están vacíos.

c) A continuación se realizan los cálculos a fin de establecer el volumen total embarcado, utilizando las tablas de cubicación existentes en el buque (Método: ASTM D-1250) y las tablas 6A: si se trata de crudo y 6B: si se trata de productos refinados, para la corrección por volumen.

d) Se toman muestras de los tanques cargados formándose compósitos por cada producto(s) embarcado(s), siendo estas embolsadas, precintadas y son distribuidas a todas las partes interesadas.

e) Se comparan las cantidades medidas abordo con las cantidades reportadas en tierra, la diferencia no debe exceder los márgenes permitidos (0,5%). En caso contrario se procede a rechequear medidas e inspeccionar nuevamente las bodegas de carga y de persistir las diferencias se presentará una carta protesta.

f) Luego se realiza la inspección final de los tanques de combustible del buque de la misma manera como se realizó al inicio.

g) Se chequean si las válvulas de mar del buque están precintadas, no estarlo se precintan.

h) Se verifica la desconexión de los brazos de carga o las mangueras de tierra de la brida o manifold del buque.

i) Todo lo acontecido en el embarque se registra en el reporte de hechos o reporte de horario del buque.

j) Se firman los documentos de embarque por el Capitán del buque o el Primer oficial (Informes, reportes, Cartas de Protesto, etc.), documentos que se van preparando durante el cargamento a fin de evitar contratiempos en el despacho de la nave.

7.2. OPERACIONES DE DESCARGAS DE HIDROCARBUROS.

Las operaciones a realizarse en una descarga constan de dos partes fundamentales, la primera de ellas es la que se realiza en la Planta o Terminal (TIERRA) y la segunda en la nave o buque. Analizaremos ambas partes desde el punto de vista de las funciones que cumple un Inspector Independiente (Surveyor), cuando éste tiene a su cargo la descarga de Hidrocarburos de un Buque Tanque.

7.2.1. ANTES DE LA DESCARGA

7.2.1.1. OPERACIONES EN PLANTA O TIERRA.

El Inspector Independiente (Surveyor), una vez en la Refinería o Terminal, coordina con el jefe de guardia o supervisor de turno encargado de las operaciones de descarga cual será la secuencia de recepción de descarga a seguir, para ello se procede de la siguiente manera:

a) Previo a la llegada del buque o Antes de iniciar la descarga se lleva a cabo la medición de los tanques de tierra designados por el Método de Sonda o por Vacío y cortes de agua (Método ASTM D- 1085 / 90), MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17 Sección 2, se toman Temperaturas (Método ASTM D- 1086, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7,0).

b) Se toman muestras de los tanques que recibirán el producto o los productos previa coordinación con el Supervisor de planta, con la finalidad de ver la calidad del producto existente en los tanques del Terminal o Planta.

c) Se procede a sellar las válvulas de salida o despachos del producto (toma alta, toma baja y drenaje) de los tanques de tierra designados para recibir la descarga.

d) Se realizan los cálculos pertinentes para saber cuanto producto existen en los tanques antes de recibir, con las tablas de cubicación oficiales del tanque.

e) Así mismo antes de iniciar la descarga se verifican las condiciones de las líneas de descarga, si éstas están llenas con el producto a descargar o con otro fluido y si es necesario realizar desplazamientos.

f) Previo a la descarga, se analiza la muestra compositiva obtenida de los tanques de carga del buque. Si el producto se encuentra dentro de especificación, se procede a iniciar la descarga.

g) Una vez que todo esta alineado (Tierra - Buque) y en coordinación con el primer oficial de la nave a cargo de la descarga y el supervisor del Terminal y el Inspector Independiente se procede a dar el inicio de la descarga.

7.2.1.2. OPERACIONES EN BUQUE.

Las operaciones de Descarga realizadas por un Buque Tanque se inician con el arribo de la nave al Puerto respectivo, las operaciones que involucran el amarre, recepción, despachos, personal gavillero, rutinas de lancha, etc., no es tema de nuestro trabajo pero comento que dichas operaciones lo ve otras personas tales como el Loading Master, la Agencia Marítima, etc. La responsabilidad de Inspector Independiente (Surveyor) se detalla a continuación:

a) RECEPCIÓN DE DOCUMENTOS: el Inspector Independiente (Surveyor) y el representante a bordo de Planta reciben del Capitán o del Primer Oficial, los documentos provenientes del puerto de embarque, si faltara alguno se presentará la correspondiente carta de protesto al Capitán del Buque.

b) Se toman muestras de los tanques de carga que contienen el producto a descargarse, se etiquetan y se precintan; Se solicita la contra muestra del buque remitida del puerto de carga al Primer Oficial y se envía al laboratorio de Planta. En algunos Terminales o Plantas se solicita la contra muestra y una compositiva obtenida en el mismo puerto de descarga para ser analizada en el laboratorio de la Planta, cuando se trata de un solo producto a descargar. Si son varios productos se sacan las muestras respectivas de acuerdo a requerimientos de planta o de acuerdo a Norma, en algunos casos muestras compositivas por producto y en otros casos muestra corrida por tanque y las compositivas se preparan en el laboratorio del Terminal por productos (si son productos blancos).

c) Antes de dar inicio a la descarga se efectúa la medición del producto, Método de Vacío (Ullages) y cortes de agua aplicando (MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17,0 sección 2) y se toman Temperaturas (Método ASTM D- 1086, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7,0), para determinar el volumen total abordo.

- d) Se efectúan los cálculos a fin de establecer el volumen total que hay abordo, utilizando las tablas de cubicación de los tanques de buque y las tablas ASTM.*
- e) Se comparan las cantidades encontradas abordo en el puerto de descarga con las cantidades encontradas a bordo en el puerto de carga, la diferencia no debe exceder de los márgenes permitidos (0,5%). En caso contrario se rechequean medidas o se presentará una carta protesta al buque por la diferencia.*
- f) Luego se lleva acabo una inspección inicial de los tanques de combustible de la nave. Se efectúan mediciones, tomas de temperaturas y cálculos para determinar cantidades, se verifican consumos y opcionalmente se toman muestras, cuando la carga comercial sirva de combustible para la nave (Fuel Oil o Diesel 2).*
- g) Se determina el Factor de Experiencia del buque (V.E.F) con información proporcionada por el primer oficial del buque y se emite el reporte correspondiente.*
- h) Se verifica la conexión de las mangueras a las bridas del múltiple del buque.*
- i) Se comunica al Supervisor de Planta cuando el buque está listo para iniciar la descarga.*
- j) A continuación se da inicio a la descarga.*

7.2.2. DURANTE LA DESCARGA

7.2.2.1. COMUNICACIÓN

Un recurso confiable de comunicación (Radio portátil intrínsecamente seguro) entre tierra y buque debe ser utilizados. Personal de Buque y de Tierra o personal designado para atender la descarga, debe notificar de algún problema presentado durante la transferencia para poder tomar las acciones correctivas pertinentes y debe de ser reportado en el reporte hechos.

Cuando mas de un producto es descargado, la comunicación entre personal de tierra y buque debe de ser muy fluida, con la finalidad de evitar algún problema como, contaminaciones, diferencias, las separaciones de un producto u otro, etc

7.2.2.2. PRESIÓN DE DESCARGA

Se realiza un registro cronológico de las presiones y los regímenes en el buque durante la descarga y estos son comparados con los regímenes encontrados en el Terminal. Debe de indicarse en que lugar del buque se hace la lectura de las presiones, generalmente estas son tomadas en el Manifold del Buque (Manómetro).

7.2.3. INSPECCIÓN FINAL DE LA DESCARGA

Finalizada la operación de descarga de uno o varios productos designados a descargarse en ese puerto se procede finalmente de la siguiente manera:

7.2.3.1. EN PLANTA O TIERRA

a) Al término de la descarga se lleva acabo la medición final de los tanques utilizados en tierra Método de Sonda o por Vacío y cortes de agua (Método ASTM D- 1085, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17 sección 2), se toman Temperaturas (Método ASTM D- 1086, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17 sección 2, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7).

b) Se efectúan los cálculos finales utilizando las Tablas de cubicación de tanques de tierra debidamente certificados y complementados con las tablas ASTM D – 1250.

c) Se comparan las cantidades obtenidas en tierra con las cantidades reportadas en el Conocimiento de Embarque o la cantidad consignada a descargar y la diferencia no debe exceder el margen permitido (0,5%). Si el caso lo amerita, se presentará una carta de protesta al terminal o al buque por la diferencia.

d) Se firman los documentos de la descarga (informes, reportes, cartas de protesta, etc.).

7.2.3.2. EN BUQUE

a) Una vez finalizada la descarga se procede a realizar la Inspección de los tanques de carga comercial. En caso de encontrarse algún remanente, este se cuantifica usando las tablas de calibración del buque o aplicando la fórmula de la cuña (Wedge formula); Este remanente debe de reportarse y descontarse a la cantidad inicial obtenida en la medición para determinar la cantidad descargada según medidas del buque.

b) Luego se realiza la inspección final de los tanques de combustible del buque, se efectúan mediciones, toma de temperaturas y cálculos para determinar cantidades, se verifican consumos y opcionalmente se toman muestras cuando la carga comercial sirva de combustible para la nave (Fuel Oil o Diesel Oil).

c) Se verifica la desconexión de mangueras conectadas a las bridas del múltiple del buque.

d) Se registran todos los acontecimientos ocurridos durante toda la operación de descarga, desde que arribó la nave hasta su zarpe (Hoja de tiempo).

e) Finalmente se firman documentos de la descarga (Informes, reportes, cartas de protesta, etc.); documentación que debe de ser preparada durante la descarga con la finalidad de evitar demoras en el despacho de la nave.

7.3. OPERACIÓN DE ALIJE.

Es una operación mediante la cual se realiza un trasvase de Petróleo o un derivado de Petróleo de un buque tanque (Buque madrina o Buque a ser alijado) a otro (Buque cabotaje o Buque alijador) en la bahía de un puerto es decir en la zona designada para alijos establecido previamente. El objetivo es aligerar el peso o llevar un determinado volumen a otro puerto (Refinería) a ser descargado.

7.3.1. - BUQUE MADRINA O BUQUE A SER ALIJADO.

PROCEDIMIENTO.

a) La nave a su llegada al Puerto de descarga se le designa el lugar donde debe fondear, luego de ello, es recepcionada por las autoridades de puerto y personal de la agencia correspondiente.

b) Una vez recepcionada la nave el Supervisor de Turno en Planta coordina con su representante a bordo, con el Inspector Independiente (Surveyor), con el Primer Oficial de la nave las operaciones a realizar para el alije (Conferencia pre transferencia o Key Meeting).

c) El Práctico designado por Planta realiza las operaciones de abarloadamiento ubicando la nave cabotaje a recibir el producto en posición adecuada para realizar el alije.

d) Se acondicionan la nave para la operación, colocando las boyas o fenders de protección, las reducciones si este fuera el caso para conectar las magas en cada manifold de los buques (de 3 ó 4 paños en cada manga, cada paño de aproximadamente 8 m. de largo).

e) Se coordina con el primer oficial para que autorice a sacar las muestras del Buque Madrina, el producto que trae la nave preparándose un compósito, de tal manera que de las tres muestras, la primera de ellas es analizada por el laboratorio y si está en especificación se da inicio a la descarga, la segunda queda como contra muestra, y la tercera queda en poder del Surveyor Independiente (por un periodo de 45 días como mínimo a 3 meses como máximo).

f) Se procede a la tomar medidas de los tanques de carga, aplicando Método de Sonda o por Vacío y cortes de agua (Método ASTM D - 1085, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 17 sección 2) y la toman de Temperaturas (Método ASTM D- 1086, MANUAL

DE PETRÓLEO API Capítulo 7,0. Tener presente que todos estos tanques deben estar inertizados.

g) *Luego se hacen los cálculos con las tablas de cubicación del buque, corrección por trimado y las tablas ASTM 6A o 6B según sea el caso, con la finalidad de establecer el volumen total abordo.*

h) *Se comparan las cantidades encontradas a bordo con las cantidades encontradas a bordo en el puerto de carga, la diferencia no debe exceder los márgenes permitidos (0,5%). En caso contrario se presentará una carta protesta al buque por la diferencia.*

i) *Luego se lleva a cabo una inspección inicial de los tanques de combustible de la nave. Se efectúan mediciones, tomas de temperaturas y cálculos para determinar cantidades, se verifican consumos y opcionalmente se toman muestras, cuando la carga comercial sirva de combustible para la nave (Fuel Oil y Diesel 2).*

j) *Se determina el Factor de Experiencia del buque (V.E.F) y se emite el reporte correspondiente.*

k) *Se verifica las conexiones de las mangueras de una y otra nave en las bridas respectivas.*

l) *Se le comunica al Supervisor de planta, al oficial encargado de carga en el buque cabotaje y al Inspector Independiente (Surveyor) que el buque madrina se encuentra listo para dar inicio al trasvase o descarga.*

m) *Tomar en cuenta que deben tomarse todas las medidas de seguridad por ambas naves ya que la operación en sí es considerada de alto riesgo y las coordinaciones de la Operación de Alije (transvase), debe estar realizadas por los primeros oficiales de cada nave. El chequeo del régimen de descarga del buque, la hora de inicio, las presiones, etc., deben registrarse en el reporte de hechos de cada nave.*

n) *Una vez finalizada la descarga se procede a la medición de los tanques de carga, luego se procede a hacer los cálculos y se determina cuanto fue el volumen de producto que se descargó o trasvasó a la otra nave cabotaje. Luego se compara cantidades, la diferencia no debe exceder lo permisible (0,5%).*

p) *Se realiza la desconexión de las mangueras las cuales no deben permanecer en la nave cabotaje por que ésta se trasladará al nuevo puerto de descarga.*

q) *Se registran todos los hechos ocurridos durante el Alije (descarga), en el reporte de registro horario del buque.*

r) *Se firman los documentos del Alije (descarga).*

7.3.2. BUQUE CABOTAJE O BUQUE RECEPTOR.

PROCEDIMIENTO:

- a)** *La nave llega al puerto o terminal donde realizará el alije previamente fondea y es recepcionada por las autoridades del Puerto, Agentes Marítimos.*
- b)** *Después de ser recepcionada la nave se le ordena al capitán de la misma dirigirse al lugar designado para el alije, para lo cual el práctico se encarga de realizar las maniobras correspondientes teniendo en cuenta que el buque a alijar (Buque Madrina) se debe encontrar fondeado en una zona en donde los capitanes de ambas naves consideraron como pertinentes (permite fondear sin dificultad, permite realizar las maniobras de atraque y desatraque del buque alijador).*
- c)** *Una vez amarrado ambos buques se procede a la conexión de mangueras, pero se deben estar preparados para amarrar y desamarrar rápidamente en caso de alguna emergencia. Los tramos de manguera a utilizarse deben tener la suficiente longitud para evitar tensiones o daños durante las operaciones teniendo en cuenta el movimiento de los buques y estas deberán estar en perfectas condiciones de uso y probadas a una presión de 10 Kg./cm².*
- d)** *Después de conectar las mangueras o en forma paralela se coordina con el primer oficial del buque alijador la inspección de los tanques que recibirá la carga, en forma visual o bajando la wincha (método de sonda). Si se da el caso de encontrar producto en un tanque o más se procederá a calcular el volumen de dicho producto (O.B.Q. o remanente abordo antes de la carga), aplicando el método de Sonda o por vacío o aplicando la fórmula de la cuña o de WEDGE.*
- e)** *El oficial de la nave chequea la conexión de mangueras de ambas naves, los cabos, se toman todas las medidas de seguridad y se comunica con el oficial de la nave a ser Alijada para dar inicio a la operación de alije (trasvase) comunicándole el caudal máximo que podrá recibir teniendo en cuenta sus instalaciones y el diámetro de las mangueras utilizadas.*
- f)** *El inicio de la operación de trasvase se efectuará a bajo caudal inicialmente, para permitirle al buque receptor controlar el ingreso de producto a sus bodegas si es normal y verificar que todo evoluciona correctamente, evitando los problemas generados por no aperturas de válvulas que daría como resultado el incremento de la presión, que las mangas no estén obturadas. Por medidas de seguridad se debe exigir que los tanques de carga deben estar con gas inerte durante toda la operación. El final del trasvase lo debe indicar el buque que recibe la carga (Buque Cabotaje), pudiendo previamente solicitar reducción de su caudal de tal manera de llegar a los niveles finales adecuados.*

g) Una vez finalizado el trasvase se procede a la medición de los tanques de carga comercial aplicando el Método de Sonda o por Vacío, se toman Temperaturas, y cortes de agua y sacar muestras del buque para ser analizadas en el laboratorio de tal manera que se conozca cual es la calidad del producto alijado y hacer el reporte correspondiente.

h) Se realizan los cálculos respectivos determinando el volumen de producto que fue alijado, comparando volúmenes descargados y recepcionados no excediendo lo permisible (0,5 %), pero si eso no fuera el caso se presentará una carta de protesta al buque alijado.

i) A continuación se firma toda la documentación pertinente por el Capitán del Buque, la Inspector Independiente (Surveyor), al representante del Comprador o el Loading Master (Petróleos del Perú), al representante del vendedor y los documentos del caso de los Agentes Marítimos respectivos.

j) Se desconectan las mangueras, previo drenado de las mismas y posteriormente son transferidas al Buque Madrina de ser el caso. Luego, previo al inicio del desabaruamiento ambas naves deberán estar libres de obstrucciones y las amarras deberán ser soltadas a medida que lo necesite el buque alijador (Buque Cabotaje).

El éxito de la operación de alije dependerá de las buenas condiciones operativas de los buques y de los elementos usados en la operación; el buen adiestramiento del personal participante y de que se apliquen estrictamente las medidas de seguridad establecidas.

8. APLICACIÓN CUANTITATIVA DE UN EMBARQUE DE CRUDO.

8.1. EMBARQUE DE CRUDO LORETO EN TERMINAL BAYOVAR.

8.1.1.- DEL EMBARQUE – EN PLANTA.

La presencia de nosotros como Inspectores Independientes (Surveyor) en Terminal Bayovar se realizó el día 10.09.04 a las 17:45. Luego se procede a la reunión de coordinación de la operación de Embarque con el Jefe del Terminal el Ing. A gusto Quesada, el Representante de Pluspetrol Norte el Sr. David Perez y los Inspectores Independientes el Sr. Félix Chapoñán A. y el Sr. Cesar Cordova R.

A continuación detallo lo ocurrido:

- a) En dicha reunión el representante del Terminal proporciona a todas las partes el Programa Tentativo de Embarque, en el cual se indica cual es la secuencia del embarque a seguir de cada uno de los tanques designados, el volumen total a embarcar por parte del Terminal tomando en cuenta el volumen designados por el comprador (PETROPERU) y vendedor (PLUSPETROL NORTE) y la calidad del producto que se embarcará en lo concerniente al API, BSW y SAL.*
- b) De esta reunión se resalta por todas las partes que el primer tanque a embarcar es el 11-D-105 y que finalizado dicho tanque se procederá a cerrar su válvula de pie para luego aperturar la válvula de pie del tanque 11-D- 106.*
- c) Del párrafo anterior, ¿Cuál fue la razón de realizar ésta operación si se sabe que los dos tanques se pueden embarcar en forma simultanea en batería?. La razón principal es que los dos tanques tienen niveles de productos diferentes, solo se realiza embarques de dos tanques continuos en simultaneo si previamente ambos tanques se llegaron a nivelar por el principio de vasos comunicantes. En esta oportunidad no se llevó acabo dicho procedimiento por que los fondos de cada tanque se arremolinan y esto altera la calidad del producto de cada tanque y por lo tanto de la compositiva final de embarque.*
- d) Lugo se procedió a fiscalizar el tanque 11-D-105, antes de subir al tanque verifique que la válvula de pie del tanque este abierta y la del tanque continuo cerrada, se fiscalizo con la presencia del representante de PETROPERU OEODUCTO, el representante de PLUSPETROL NORTE y el Inspector Independiente. Se inicia la fiscalización con la medición (Método ASTM D 1085, MANUAL DE PETRÓLEO API CAP 17.1 Sec. 2) que en ésta oportunidad fue por sonda, el corte se agua libre, luego la toma de*

- temperatura (Método ASTM D 1086, MANUAL DE PETRÓLEO API CAPÍTULO 7) a tres niveles, luego el muestreo (Método ASTM 4057) y el procedimiento interno en Terminal Bayovar (mínimo 5 niveles) que para el caso se tomaron muestras a 5 niveles y 2 litros por nivel (10 litros), hora final de fiscalización antes del embarque fue el 10.09.04 a las 20.30 hrs.*
- e) Luego procedimos a fiscalizar el tanque de desplazamiento el 11-D-119 (Residual de Primaria) que es el producto con el que quedó la línea de carga al final del embarque de Crudo Loreto, para fiscalizar a este tanque se procedió de la misma manera que con el tanque 11-D-105, la única variación fue el muestreo, que consiste en sacar una muestra (1 lit.) a 3 pies del fondo del tanque a ser analizada, por lo demás se procede de la misma manera. Este tanque se fiscalizó antes del embarque el 10.09.04 a las 21.15 hrs.*
- f) Terminada la fiscalización de estos dos tanques se procedió a sacar la muestra de línea de carga ubicada en el patín de medidores, ésta se realizó con la presencia del representante del Terminal y el Inspector Independiente, lo primero a realizar es abrir la válvula del medidor uno (1) con el objetivo de restablecer la presión de la línea, se drena un determinado volumen de producto (5 galones aproximadamente) y luego se saca 1 galón de muestra.*
- g) Con las muestras obtenidas de los tanques fiscalizados y la línea de carga se procede a realizar los análisis de laboratorio de cada una de la muestras, para ello el Terminal cuenta con su laboratorio y con el analista respectivo para realizar las pruebas, para el caso, los resultados que se indican en el Reporte de Laboratorio de calidad son validos, por que el Inspector Independiente estuvo presente en la realización de cada una de las pruebas para cada una de las muestras y por lo tanto certifica dichos resultados. Cabe hacer mención que en este caso no se realizó el análisis del producto en el tanque 11-D-106 y de la compositiva del Embarque por que dicho tanque se fiscalizó después de embarcar el 11-D-105.*
- h) El tanque 11-D-106 se fiscaliza al finalizar el 11-D-105 que fue el día 11.09.04 a las 10:40 hrs. El procedimiento de fiscalización del tanque 11-D-106 es análogo al realizado al tanque 11.D-105 en todos los sentidos, ésta fiscalización finalizó el día 11.09.04 a las 12:15 hrs.*
- i) Finalmente la muestra de este último tanque fiscalizado se lleva al laboratorio y se analiza, se dan los resultados y adicionalmente se analiza la muestra compositiva del Crudo Loreto. Con estos resultados se elabora finalmente el Reporte de Calidad.*

- k) *El embarque inicio a las 04.45 del 11.09.04 bajo los regímenes indicados por el oficial de Carga del buque. Esta se desarrolló normalmente hasta las 09:35 hrs., que es donde Terminal da la parada del embarque por haber concluido con embarcar todo el producto designado del tanque 11-D-105, de inmediato se procede a la fiscalización final de dicho tanque considerando, medición por sonda, corte de agua libre y la toma de una sola temperatura. La premura de la fiscalización de este tanque es que fue requerido para recibir crudo del Oleoducto.*
- l) *Finalizada la fiscalización final del tanque 11-D-105 se procede a realizar la fiscalización del tanque 11-D-106, el procedimiento de fiscalización es análogo al realizado en el tanque 11-D-105 inicialmente, dicha fiscalización terminó a las 12:15 hrs., y de inmediato el Inspector Independiente procedió a autorizar al operador del Terminal para que reinicie el embarque con dicho tanque.*
- m) *El tanque 11-D-106 terminó de embarcar a las 17.:20 hrs., luego se realiza el cambio de tanque al 11-D-119 de Residual de Primaria, con la finalidad de desplazar el Crudo Loreto existente en la línea de carga, siendo este producto con el que debe quedar la línea para el siguiente embarque. Finaliza toda la operación del embarque a las 18.15 hrs.*
- n) *El siguiente paso fue recoger la muestra compositiva del buque y la muestra del Sampler para ser analizadas en el laboratorio, los resultados obtenidos nos indicaron que la muestra del buque tiene pequeñas variaciones en la sal y en el agua y sedimentos en comparación con la muestra compositiva de tanques de tierra, pero que está dentro de los rangos permisibles (ver Reporte de Laboratorio de Calidad Anexo 02). Finalizado este paso se procede a la fiscalización de los tanques de tierra pendientes (final) concluyendo a las 19:00 hrs. y luego a realizar cálculos para conocer cual fue el volumen que se embarcó.*
- ñ) *Las cantidades obtenidas están registradas en el Reporte de Cantidades de Tierra (ver Anexo 02) que solo difieren de las cantidades de buque en 32 Bbls. G.S.V. Adicionalmente cabe mencionar que el Inspector Independiente elaboró un reporte de Cantidad donde indica los volúmenes embarcados en Barriles GOB., N.S.V., Galones, Toneladas Largas, Toneladas Métricas y el MANUAL DE PETRÓLEO API de la muestra compositiva de tanques de tierra que son los valores oficiales que se reportaron en el CONOCIMIENTO DE EMBARQUE y que elaboró el vendedor (PLUSPETROL NORTE S.A.),*

finalmente el Jefe del Terminal firma los documentos del Inspector Independiente.

8.1.2. - DEL EMBARQUE - BUQUE.

La nave arribó el 10.09.04 a las 19.50 hrs., amarró a muelle a las 21:50 hrs., el buque fue recibido por las autoridades de puerto a las 22:00 hrs. Luego se procede a la descripción de la operación por el Inspector Independiente:

- a) Se realizó la reunión de la Conferencia PRE- transferencia con la participación del Representante del Terminal, del oficial del Buque y del Inspector Independiente tan luego la nave fue recibida por las autoridades del puerto a las 22:00 hrs., dicha conferencia se realizó el 10.09.04 de 22:02 hrs., a las 22:17 hrs., en ella se trato del volumen de Crudo Loreto que la nave puede recibir en este embarque (158.500 Blas. GOB.), en que tanques recibirá el producto, la secuencia de carga en el buque, se coordina quien da la parada de la carga (Buque dio la parada), el régimen de carga que solicita la nave para el embarque (solicitó como máximo 16.000 Bbls./ HR.) como también cuanto puede entregar el Terminal (65.000 Bbls. / hr.), la calidad del producto a embarcar básicamente el MANUAL DE PETRÓLEO API(18,7) para que el oficial del buque realice el cálculo de cuanto tonelaje la nave puede soportar como máximo, información de las tres últimas cargas que la nave realizó (Crudo Mezcla, Crudo Mezcla – Residual de Primaria, Crudo Oriente – Pet. Ind. 6) y finalmente cuantas horas de deslatre realizará la nave para luego dar inicio al Embarque (05: 25 hrs.).*
- b) Finalizado el deslatre de la nave se procede a realizar la inspección de los tanques de carga por el Inspector Independiente en forma visual o por sonda para certificar si están vacíos y poder recibir el producto, adicionalmente se conectan los brazos de carga (2) de tal manera que al finalizar la inspección de tanques todo este listo para iniciar el embarque. El inspector Independiente finalizó su inspección a las 04:40 hrs.*
- c) Todo queda listo y a las 04.45 hrs., se da inicio al Embarque. El bombero de la nave solicita al Terminal que se inicie el embarque con un régimen de 2.000 Bbls por línea, con la finalidad que el buque constate que el producto está ingresando a las bodegas designadas inicialmente (1,3,5 y 7 Laterales), luego de verificar que el producto está ingresando normalmente se solicita que se aumente el régimen a 4.000 Bbls. / hr. por línea, posteriormente a 5 y finalmente a 8.000 Bbls. / HR. por línea en donde se estabiliza.*

- d) *El operador del Terminal mantiene el régimen solicitado por la nave, mientras esto sucede personal del buque constató que se estaba embarcando a 16.000 Bbls. / hr., La comunicación entre el buque, el Operador de Muelle, el Operador del Terminal y el Inspector Independiente debe ser fluida y sin interferencias durante toda la operación de Embarque.*
- e) *Se realizó la primera parada por cambio de tanque el 11.09.04 a las 09.35 y el buque queda en espera hasta que Terminal proceda a reiniciar el Embarque.*
- f) *Terminal informa 12:00 hrs., al oficial de carga del buque que está próximo el reinicio del Embarque y que comience a alinear para no demorar tiempo, y el oficial del buque responde que están alineados y a la espera del reinicio.*
- g) *Se reinicia el Embarque a las 12:15 hrs., el oficial del buque solicita que los regímenes de carga se incrementen gradualmente como se produjo al iniciar el embarque. Faltando 01 HR., para el termino del embarque el oficial del buque solicita al operador del Terminal que bajen el régimen de embarque de 16MB a 10 MB la razón, es que el buque está topeando bodegas, y posteriormente va solicitando menos regímenes de tal manera que a las 18.15 hrs., el oficial del buque solicita al operador del Terminal que se de la parada del embarque por haber completado el volumen establecido.*
- h) *Luego en el buque el Inspector Independiente procedió a sacar las muestras de cada una de las bodegas que embarcó (Método ASTM D 4057, MANUAL DE PETRÓLEO API 17,1 Sec. 1 y 2) y se preparó la compositiva del buque, que luego es llevada al laboratorio para ser analizada.*
- i) *El siguiente paso es fiscalizar cada una de las bodegas de carga del buque (Método MANUAL DE PETRÓLEO API17.1 Sec. 1 y 2), aplicando la medición por vacío (Ullages), el corte de agua libre, toma de temperatura (Método MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 7) a tres niveles en cada tanque, adicionalmente se miden los tanques de lastre y el de slop terminando a las 19:30 hrs. Luego de obtener toda la información del caso se procede a realizar los cálculos de los volúmenes de Crudo en G.S.V. a las 20.15 hrs.*
- j) *Obtenidos los volúmenes en G.S.V. se procede a comparar con los obtenidos en tierra en las mismas unidades, obteniéndose una diferencia en barriles de 32 (+) embarcados por Terminal.*
- k) *Finalmente se procede a completar la documentación del caso y a las 22:30 hrs. se firman todos los documentos del caso por el Capitán del buque.*
- l) *El buque queda desamarrado a las 22:55 hrs., y zarpa con dirección a Refinería Conchan a las 23:30 hrs.*

8.1.3.- DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR (Como mínimo).

- *Certificado de cantidad*
- *Mediciones cantidades de tanques de tierra y resumen.*
- *Reporte de Laboratorio de Calidad*
- *Reporte de la Conferencia pre Transferencia (Key Meeting)*
- *Reporte del historial de cargas del buque*
- *Reporte del Factor de Experiencia del Buque*
- *Reporte de Remanente a Bordo (O.B.Q)*
- *Reporte de Inspección de tanques vacíos del buque antes de la carga.*
- *Reporte de Ullages o cantidades embarcadas en el buque y resumen.*
- *Reporte de muestras (Buque – Tierra)*
- *Hoja de tiempo o de estadía.*

9. APLICACIÓN CUANTITATIVA DE UNA DESCARGA DE DIESEL 2

9.1. DESCARGA DE DIESEL 2 EN REFINERÍA CONCHAN

9.1.1. ANTES DE DESCARGAR - PLANTA

El Inspector Independiente (el autor) una vez que se informo que la nave arribó a puerto Callao, 11.05.04 a las 12:00 calcule mi tiempo para estar presente en Refinería Conchan e iniciar mi trabajo correspondiente. Mi ingreso se produjo a las 15.00 hrs. con la finalidad de estar presente antes de que las muestras obtenidas del buque en puerto Callao lleguen a Refinería, el cual se produjo a las 17:25 hrs., luego se coordinó con los analistas del laboratorio y se procedió a realizar las pruebas del caso, cuyos resultados se indican en el Reporte de Calidad del Laboratorio (Ver Anexo 03, Terminando dichas pruebas a las 20:35 hrs.

A continuación se realiza la reunión de coordinación con el supervisor de turno de Movimiento de Productos, para la Fiscalización de los tanques que recepcionarán el Diesel 2. Los tanques designados son el 51 y 35, y de inmediato se procede a realizar la fiscalización de los mismos con la participación del representante de Refinería y el Inspector Independiente, finalizando a las 21:30 hrs. y 21.45 hrs., respectivamente. El procedimiento de fiscalización se realizó de la siguiente manera:

a) *Medidas iniciales tomadas de los tanques de tierra N° 51 y el N° 35 sigue la siguiente secuencia:*

a1) *Medición por sonda (Método ASTM D 1085, Manual de Petróleo API Capítulo 3)*

a2) *Toma de corte de agua libre (Método ASTM D 1085, Manual de Petróleo API Capítulo 3)*

a3) *Toma de temperaturas (Método ASTM 1086, Manual de Petróleo API Capítulo 7)*

a4) *Se sacan muestras iniciales de cada tanque a recibir (Método ASTM D-4057, MANUAL DE PETRÓLEO API Capítulo 8), siendo estas analizadas en el laboratorio del terminal respectivamente. Las pruebas más comunes a realizar son la ASTM D86, ASTM D93, ASTM D287, ASTM D976, ASTM D1500, ASTM D-3230, ASTM D-4294.*

b) *Se calculan los volúmenes de producto con las tablas de cubicación del tanque debidamente selladas y firmadas por un representante del Ministerio de Energía y Minas (D.G.H.) o por OSINERG.*

c) *Se calcula los volúmenes de agua con las tablas anteriormente mencionadas.*

d) *De las tablas de corrección por volumen, Tabla 6A ó 6B, se determina el factor de corrección por volumen en base al API del producto y la temperatura del mismo.*

e) Se calcula el volumen Gross (Bruto) a 60°F y Netos a 60°F

9.1.2. - DESPUÉS DE DESCARGAR -PLANTA

a) Se le dio un tiempo prudencial de reposo al producto dentro del tanque

b) En este caso no se drenó ningún tanque por que en ningún momento el buque desplazo el producto en línea con agua.

c) Se toman las medidas correspondientes aplicando los métodos anteriormente descritos:

c1) Toma de medidas por sonda

c2) Toma de temperaturas

c3) Toma de cortes de agua

c4) Se sacan muestras finales, que son llevadas al laboratorio para realizarle los análisis correspondiente (Se aplica método ASTM D-4057).

d) Se hicieron los cálculos correspondientes, y se comparan cantidades

f) Finalmente se liquida la descarga con el Supervisor de turno.

9.1.3. ANTES DE DESCARGA - BUQUE

La nave arribó el día 11.05.04 al puerto Callao a las 12:00 hrs., el Inspector Independiente abordó la nave a las 14:01 hrs., luego de ser recibida por las autoridades respectivas. Se coordina con el oficial de la nave y se procede a tomar las muestras respectivas finalizando a las 14:50 hrs., se bajan las muestras y la nave procede viaje al amarradero de Conchan arribando a las 18:10 hrs.,

Una vez amarrada la nave en el amarradero submarino se procede a calcular el volumen de producto de los tanques del buque aplicando las mediciones Standard del Manual de Petróleo API Capítulos: 3, 7, 8, 17 SEC. 1 y 2 de la siguiente manera:

a) Se toman medidas de ullages (medida por vacío) de cada uno de los tanques que tienen producto e inclusive los tanques de lastre (si no es segregado) y de Slop.

b) Se procede a la toma de temperaturas.

c) Se procede a la toma de corte de agua

d) Se procede a realizar los cálculos correspondientes, utilizando las tablas de cubicación de la nave, la tabla 6A ó 6B dependiendo del producto y la(s) tabla(s) por corrección por trimado.

e) Si es el primer puerto de descarga se hace la medición del combustible de sus carboneras, información de las tres ultimas cargas y el cálculo del Factor de Experiencia del Buque.

9.1.4. DESPUES DE DESCARGAR - BUQUE.

La descarga de Diesel 2 terminó a las 16:40 del 12.05.04 siendo ésta descarga parcial, por que la nave procede a descargar la diferencia restante al puerto de Callao, desde el punto de vista operativo se procede de la misma manera cuando se fiscalizó los tanques de carga antes de la descarga inicialmente aplicando:

- a) Se toman medida de Ullages (medidas por vacío) de cada uno de los tanques que aún tengan producto y los que lo tengan una inspección visual o por sonda para dar la conformidad de tanques vacíos.*
- b) Se toman temperaturas*
- c) Se toman cortes de agua*
- d) Se hacen los cálculos correspondientes y se comparan cantidades.*
- e) Como tiene producto a descargar en otro puerto la medición de las carboneas se realizará al finalizar su descarga en dicho puerto.*
- f) Se firman documentos a las 17.30 hrs., y la nave zarpa a las 18.30 hrs. del día 12.05.04. con destino al puerto de Callao Muelle 7.*

9.1.5 DOCUMENTACIÓN A PRESENTAR

9.1.6.1. EN REFINERÍA CONCHAN

La documentación presentada en esta Descarga es la siguiente:

- a) Análisis cuantitativo Total (se descargó una parte del volumen total a bordo del buque)*
- b) Análisis Cuantitativo parcial en Refinería Conchan.*
- c) Mediciones / Cantidades de Tanques de tierra y Resumen.*
- d) Reporte de Calidad.*
- e) Mediciones / Cantidades de Tanques de Buque antes de la Descarga y Resumen.*
- f) Mediciones / Cantidades de Tanques de Buque después de la Descarga y resumen.*
- g) Reporte de Factor de Experiencia del Buque.*
- h) Historial de las Tres últimas cargas.*
- i) Hoja de tiempo o de estadía*
- j) Reporte de presiones*
- k) Reporte de muestras.*

10. ENFOQUE GENERAL DE LOS MÉTODOS DE LABORATORIO FRECUENTEMENTE APLICADOS A HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN OPERACIONES DE CARGA Y DESCARGA.

10.1. IMPORTANCIA DEL USO DE MÉTODOS DE LABORATORIO.

Cada Método de Laboratorio aplicado a Hidrocarburos, tiene por finalidad determinar si el producto se encuentra en especificación o no, o si cumple con todas las características del caso para lo cual fue creado dicho producto (derivado).

10.2. MÉTODOS EMPLEADOS

10.2.1. MÉTODO DE PRUEBA STANDARD D86-04b, PARA LA DESTILACIÓN DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

1. ALCANCE

*1.1 Este método de la prueba cubre la destilación de productos de petróleo a presión atmosférica, usando en un laboratorio una unidad de destilación para determinar cuantitativamente las características del rango de calentamiento de tales productos como gasolinas naturales, destilados ligeros y medianos, combustibles de motores de automóviles de chispa-ignición, gasolinas de aviación, combustibles para turbina de aviación, Diesel normal 1-D y 2-D y bajo de azufre, aceites de petróleo especiales, **naftas, aceites blancos, kerosenes, y combustibles para quemadores de grado 1 y 2.***

1.2 Este método de prueba es diseñado para el análisis de destilados de combustibles; no es aplicable a productos que contienen cantidades apreciables de material residual.

1.3 Este método de prueba cubre los instrumentos manuales y automatizados.

Nota 1 *El consenso de pruebas Inter. laboratorios han sido datos obtenidos en los últimos años bajo el programa de CS92. La estadística equivalente entre el procedimiento manual y el automatizado está actualmente bajo estudio, basado en los datos de este programa obtenido entre 1994 y 1998.*

1.4 A menos que por otra parte se nombre, los valores declarados en las unidades del SI serán considerados como los Standard. Sólo los valores dados entre paréntesis se mantienen como información.

1.5 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.2. MÉTODO DE PRUEBA STANDARD D93 – 02ª, DEL PUNTO DE INFLAMACIÓN POR LA COPA DE PRUEBA CERRADA DE PENSKY-MARTENS

1. ALCANCE

1.1 Este método de la prueba cubre la determinación del Punto de Inflamación de productos de petróleo en el rango de temperatura desde 40° C a 360° C por un aparato manual de copa cerrada de Pensky - Martens o un aparato automatizado de copa cerrada de Pensky -Martens.

Note 1— La determinación del punto de Inflamación anteriormente a 250 °C puede realizarse, sin embargo, las precisiones no han sido determinadas sobre ésta temperatura. Para los combustibles residuales, las precisiones no han sido determinadas para los puntos de inflamación anteriores a 100°C.

1.2 El procedimiento "A" es aplicable a destilados de combustibles (el diesel, Kerosene, petróleo caliente, combustible de turbina), nuevos aceites lubricantes, y otros líquidos de petróleo homogéneos no incluidos en el alcance del Procedimiento B.

1.3 El procedimiento "B" es aplicable a los aceites combustible residuales, el residual mezclado o rebajado, aceites lubricantes usados, mezclas de petróleo líquido con sólidos, líquidos de petróleo que tienden a formar una película en la superficie bajo condiciones de prueba, o son petróleos líquidos de viscosidad cinemática tal que ellos no se calientan uniformemente bajo las condiciones de agitación y calentamiento del Procedimiento A.

Note 2--Líquidos que tienen viscosidades cinemáticas menores a 5,5 mm²/s (cSt) a 40°C (104°F), que no contenga sólidos en suspensión, o no tiene una tendencia a formar una película en la superficie aun bajo condiciones de prueba, puede probarse de acuerdo con el Método de la Prueba D56.

1.4 Este método de prueba es aplicable para la detección de contaminación relativamente monovolátil o materiales noninflamables con materiales volátiles o inflamables.

1.5 Los valores expuestos en unidades del SI deben ser registrado como Standard. Los valores dados en paréntesis son proporcionados solamente como información.

1.6 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.3. MÉTODO DE PRUEBA D97-04 PARA EL PUNTO DE ESCURRIMIENTO DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba es intencionado para el uso en cualquier producto de petróleo. Un procedimiento conveniente para muestras de negros, acción cilíndrica, y monodestilados de aceites combustibles es descrito en un procedimiento para probar la fluidez de un aceite combustible residual a una temperatura especificada.

1.2 Varios métodos de prueba ASTM ofrecen procedimientos alternativos para determinar el punto de escurrimiento usando equipos automáticos que está disponibles. Ninguno de ellos comparte el mismo número de designación como el Método de la Prueba D 97. Cuando un instrumento automático es usado, el método de prueba ASTM designa un número específico a la pequeña técnica a ser informada con los resultados.

10.2.4. MÉTODO DE PRUEBA STANDARD D189-01 DE RESIDUOS DE PETRÓLEO CONRADSON CARBONO (CCR)

1. ALCANCE

1.1 Este método de la prueba cubre la determinación de la cantidad de residuo del carbono (Nota 1) dejado después de la evaporación y pirólisis de un aceite, y es proyectado a proporcionar alguna indicación de la tendencia relativa de la forma del coque. Este método de prueba es generalmente aplicable a productos de petróleo relativamente monovolátiles que parcialmente se descomponen en la destilación a la presión atmosférica. Productos de petróleo contienen constitutivamente formas de cenizas determinado por el Método de Prueba D 482 ó IP Método 4 tendrá erróneamente un residuo del carbono alto, dependiendo en la cantidad de ceniza formadas (Nota 2 y Nota 4).

Nota 1—El término residuo de carbono se usa a lo largo de este método de la prueba para designar el residuo carbonoso formado después de la evaporación y pirólisis de un producto de petróleo. El residuo no está completamente compuesto de carbono, pero es un coque que puede cambiarse más allá por pirólisis. El término de residuo de carbono, sólo es continuo en este método de prueba en deferencia a su uso común extensamente.

Nota 2—Valores obtenidos por este método de prueba no son numéricamente igual que aquellos obtenidos por el Método de la Prueba D 524. Se han derivado las correlaciones aproximadas, pero, por necesidad no aplica a todos los materiales que pueden probarse porque la prueba de residuo de carbono se aplica a una variedad extensa de productos de petróleo.

Note 3—El resultado de la prueba es equivalente al Método de Prueba D 4530,

*Note 4—En combustible de diesel, la presencia de nitratos del alkyl como el nitrato del **amyl**, el nitrato del **hexyl**, o el nitrato del **octyl** causa un valor del residuo más alto observado en el combustible que puede llevar a conclusiones erróneas acerca de la tendencia a formarse coque del combustible. La presencia de nitrato de alkyl en el combustible puede ser detectado por el Método de la Prueba D 4046.*

2 Los valores expuestos están en unidades de SI a ser considerados como standard. Los valores dados en paréntesis sólo son para la información.

1.3 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.5. METODO DE PRUEBA STANDARAD D287-92(2000) PARA LA GRAVEDAD MANUAL DE PETRÓLEO APIDE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS DE PETRÓLEO (MÉTODO DEL HIDRÓMETRO)

ALCANCE

1 Este método de prueba cubre la determinación por medio de un hidrómetro de vidrio la gravedad MANUAL DE PETRÓLEO APIDE petróleo Crudo y productos de petróleo normalmente manejados como líquidos y teniendo una presión de vapor Reid (Método de la Prueba D323) de 26 psi (180 kPa) o menos. Las gravedades están determinadas en las 60°F (15.56°C), o convertido a 60°F, por medio de tablas standard. Estas tablas no son aplicables a monohidrocarburos o esencialmente hidrocarburos puros como los aromáticos.

Nota 1- La versión internacional de este método de prueba se describe en el Método de Prueba D1298.

1.2 Los valores son declarados en unidades de pulgada-libra a ser considerados como los standard. Los valores dados en paréntesis son proporcionados para propósitos de información.

1.3 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.6. METODO DE PRUEBA D323-99ª PARA LA PRESIÓN DE VAPOR DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO (MÉTODO DE REID)

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre los procedimientos para la determinación de presión de vapor (Ver Nota 1) de gasolina, petróleo crudo volátil, y otros productos de petróleo volátiles. El procedimiento "A" es aplicable a la gasolina y otros productos de petróleo con una presión de vapor de menores que 180 kPa (26 psi). El Procedimiento "B" también puede ser aplicable a estos otros materiales, pero sólo gasolina era incluido en el programa de prueba de interlaboratorio para determinar la precisión de este método de prueba. Ningún procedimiento es aplicable a gases de petróleo licuado o combustibles que contienen los compuestos oxigenados de otra manera que el metil - éter butyl (MTBE). El procedimiento "C" es para los materiales con una presión de vapor de mayor que 180 kPa (26 psi) y el Procedimiento "D" para gasolina de aviación con una presión de vapor de aproximadamente 50 kPa (7 psi).

Nota 1- Por que la presión atmosférica externa es neutralizada por la presión atmosférica inicialmente presente en la cámara de vapor, la presión de vapor Reid está una presión absoluta de 37.8°C (100°F) en kilo pascals (la libra-fuerza por pulgada cuadrada). La presión de vapor Reid difiere de la verdadera presión de vapor de la muestra debido a una pequeña vaporización de la muestra pequeña y la presencia de vapor de agua y aire en el espacio confinado.

La Nota 2 - para la determinación de la presión de vapor de gases liquados de petróleo se prefiere Probar el Método D1267. Para la determinación de la presión de vapor de gasolina-oxigenada las mezclas se prefieren Probar el Método D4953.

1.2 Los valores expuestos están en unidades de SI a ser considerados como standard. Los valores dados en paréntesis sólo son para la información.

1.3 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.7. MÉTODO DE PRUEBA D445-04 PARA LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DE LÍQUIDOS TRANSPARENTES Y OPACOS (Y EL CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DINÁMICA)

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba especifica un procedimiento para la determinación de la viscosidad cinemática “ v ”, de productos de petróleo líquidos, ambos transparentes y opacos, midiendo el tiempo por un volumen de líquido a flujo bajo gravedad, a través de un viscosímetro capilar de vidrio calibrado. La viscosidad dinámica “ η ”, puede obtenerse multiplicando la viscosidad cinemática por la densidad “ ρ ” del líquido.

Note 1—Para la medida de la viscosidad cinemática y viscosidad de betúnes, también ver los Métodos de Prueba D 2170 y D 2171.

1.2 El resultado obtenido de este método de prueba es dependiente de la conducta de la muestra y se piensa aplicarlos a líquidos para que principalmente el esfuerzo de corte y los regímenes de corte sean proporcionales (comportamiento del flujo Newtoniano). Si embargo, la viscosidad varía significativamente con el régimen de corte, pueden obtenerse resultados diferentes con diámetros de diferentes capilaridad. El procedimiento y los valores de precisión para combustible de petróleo residual, que bajo alguna condición de exhibición de conducta non-Newtonian, ha sido incluido.

1.3 El rango de Viscosidades Cinemática cubierto por este método de la prueba es de 0.2 a 300 000 mm²/s, a toda temperatura. La precisión sólo ha sido determinada para esos materiales, los rangos de viscosidad cinemática y temperaturas mostrados en las notas a pie de página en la sección de precisión.

1.4 Los valores declarados en las unidades de SI serán considerados como la norma.

1.5 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.8. MÉTODO DE PRUEBA D473-02 PARA EL SEDIMENTO EN LOS ACEITES CRUDOS Y ACEITES DE COMBUSTIBLE POR EL MÉTODO DEL EXTRACTO

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre la determinación de sedimentos en crudos de petróleo y combustibles por extracción por tolueno. La precisión aplica a un rango de niveles del sedimento de 0.01 a 0.40 % masa, aunque niveles más altos pueden ser determinados.

Nota1 — Precisión sobre petróleos reciclados y cajas de cigüeñal de petróleo es desconocida y pruebas adicionales es requerida para determinar esa precisión.

1.2 Los valores declarados en las unidades del SI serán considerados por la norma. Los valores dados en paréntesis sólo son para la información.

Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.9. METODO DE PRUEBA D976-91(2000)E1 MÉTODO DE PRUEBA ESTÁNDAR PARA EL CALCULO DEL INDICE DE CETANO DE DESTILADOS DE COMBUSTIBLES.

1. ALCANCE

1.1 La formula para el calculo del Indice de Cetano representa un medio para estimar el numero de cetano ASTM de destilados de combustibles desde la gravedad MANUAL DE PETRÓLEO API y el punto ebullición-medio. El valor del índice de Cetano, como el calculado por la fórmula, es determinado el Índice de Cetano calculado.

1.2 El Índice de Cetano Calculado no es un método opcional para expresar el numero de cetano ASTM. Es una herramienta suplementaria para predecir el numero de cetano usado cuando es debido de sus limitaciones.

1.3 La fórmula del índice de Cetano es particularmente aplicable a, destilación directa de combustibles, stock de craqueado catalítico, y mezclas de los dos.

1.4 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

Note 1-Este método de prueba es retenida temporalmente porque la propuesta de el U.S. EPA controla el diesel, concentraciones de combustible aromático vía un índice de Cetano mínimo de 40 calculado basado en la correlación entre el Método de la Prueba D976 y concentración de aromáticos. El Método de prueba D4737 es el método preferido como el estimador del número de cetano. El método de prueba D976 es proyectado a ser una carta votada para ser separada del libro de normas de 1993.

10.2.10. MÉTODO DE PRUEBA D1298-99E2 PARA DENSIDAD, DENSIDAD RELATIVA (GRAVEDAD ESPECÍFICA), O GRAVEDAD MANUAL DE PETRÓLEO API DE PETRÓLEO CRUDO Y DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO LÍQUIDOS POR EL MÉTODO DEL HIDRÓMETRO.

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre la determinación del laboratorio, que usa un hidrómetro de vidrio, de densidad, densidad relativa (gravedad específica), o gravedad MANUAL DE PETRÓLEO API de petróleo crudo, productos de petróleo, o mezclas de petróleo y productos de no petroleros normalmente manejados como líquidos, y que tengan una presión de vapor Reid de (Prueba D323, ó IP 69) de (179 kPa) 26 lbs o menos.

Los valores son medidos sobre un hidrómetro a temperaturas convenientes, lecturas de densidad son reducidas a 15°C, y lecturas de densidad relativa (gravedad específica) y gravedad MANUAL DE PETRÓLEO API a 60 °F, por medios de tablas estandars internacional. Por medio de estas mismas tablas, valores determinados en cualquiera de los sistemas de medición son convertibles a valores equivalentes en cualquiera de los otros dos así estas medidas son echas en las unidades de conveniencia local.

1.2 valores o están moderados en un hidrómetro en la temperatura de la referencia o a otra temperatura conveniente, y las lecturas corrigieron a la temperatura de la referencia por medio de las tablas de Medida de Petróleo; los valores obtenidos a de otra manera que la temperatura de la referencia que es las lecturas del hidrómetro y no las medidas de densidad.

1.3 Valores determinados como la densidad, densidad relativa, o gravedad MANUAL DE PETRÓLEO APIa los valores equivalentes en las otras unidades a las temperaturas de la referencia alternadas por medio de las tablas de Medida de Petróleo.

1.4 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso.

10.2.11. MÉTODO DE PRUEBA D1500-03 DEL COLOR ASTM DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO (ESCALA DE COLOR ASTM)

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre la determinación visual del color de una variedad ancha de productos de petróleo como lubricantes de petróleo, diesel, y ceras de petróleo.

Note 1—El Método de prueba D 156 es aplicable a productos refinados que tienen un color ASTM ligero de 0.5. El Método 17 IP incluye un procedimiento para medir el color claros, productos refinados como la gasolina, alcohol blanco, y kerosene por comparación con una serie de lunas Estándar del IP. También incluye un procedimiento por que productos de petróleo, excepto los petróleos negros y bitúmenes, pueden ser medido por tinte y profundidad del color en términos de unidades de Lovibond por una serie de vidrios rojo, amarillo, y azules.

1.2 Este método de prueba informa resultados específicos a el Método de prueba y registrarlo como "Color ASTM."

1.3 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso

10.2.12. MÉTODO DE PRUEBA D1796-97(2002) PARA EL AGUA Y SEDIMENTOS EN COMBUSTIBLES DE PETRÓLEO POR EL MÉTODO DE LA CENTRÍFUGA (Procedimiento de Laboratorio)

1. ALCANSE

1.1 Este método de prueba cubre la prueba del laboratorio para la determinación de agua y sedimento en combustible de petróleo usando el método de la centrífuga en el rango de 0 a 30% volumen. Este capítulo, junto con el MANUAL DE PETRÓLEO APIMPMS Capítulo 10.3 (Método de la Prueba D 4007, IP 359), reemplaza la edición anterior del Método de Prueba D 1796 (MANUAL DE PETRÓLEO APIStandard D 2548, IP 75).

Nota 1—Como algunos tipos de combustible de petróleo como los aceites de combustible residuales o destilados de combustible de petróleo que contienen componentes residuales, es difícil de obtener agua o volúmenes del sedimento con este método de la prueba. Cuando ésta situación es encontrada, el Método D 95 (MANUAL DE PETRÓLEO APIMPMS Capítulo 10.5) o Método de la Prueba D 473 (MANUAL DE PETRÓLEO APIMPMS Capítulo 10.1) puede usarse.

1.2 Contienen un procedimiento para saturar el tolueno con agua.

1.3 los valores declarados en las unidades de SI serán considerados como la norma. Los valores en los paréntesis sólo son para la información.

1.4 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso

10.2.13. MÉTODO DE PRUEBA D3230-99(2004) PARA LAS SALES EN PETRÓLEO CRUDO (MÉTODO ELECTROMETRICO).

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre la determinación del cloruro aproximado (sales) concentradas en el petróleo crudo. El rango de concentración cubierto es 0 a 500 mg/kg ó 0 a 150 lb /1000 Bbls. como concentración / volumen de cloruro en petróleo crudo.

1.2 Este método de prueba mide la conductibilidad en el petróleo crudo debido a la presencia de cloruros comunes, como el sodio, calcio, y magnesio. Otros materiales conductivos también pueden estar presentes en el petróleo crudo.

1.3 Los valores declarados en unidades del SI son considerados normal. Las unidades de concentración aceptables son g/m³ o PTB (lb/1000).

1.4 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso

10.2.14. MÉTODO DE PRUEBA D4006-81(2000)E1 PARA EL AGUA EN EL ACEITE CRUDO POR LA DESTILACIÓN

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre la determinación del agua en petróleo crudo por destilación.

1.2 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso

10.2.15. MÉTODO DE PRUEBA D4007-02 PARA EL AGUA Y SEDIMENTO EN EL ACEITE CRUDO POR EL MÉTODO DEL CENTRÍFUGO (EL PROCEDIMIENTO DEL LABORATORIO)

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba describe la determinación del agua y sedimento de petróleo crudos en laboratorios por medio del procedimiento de la centrifuga. Este método centrifugo para determinar el agua y sedimento en petróleos crudos no es completamente satisfactorio. La cantidad de agua detectada casi siempre es menor que el agua real contenida. Cuando se requiere un valor muy exacto, el procedimiento revisado es el agua por destilación, Método de Prueba D 4006 (MANUAL DE PETRÓLEO APIMPMS Capítulo 10.2) (Nota 1), y sedimento por extracción, Método de la Prueba D 473 (MANUAL DE PETRÓLEO APIMPMS Capítulo 10.1), se usará.

Note 1—El Método de prueba D 4006 (MANUAL DE PETRÓLEO APIMPMS Capítulo 10.2) se ha determinado para ser el preferido y método mas exacto para la determinación de agua.

1.2 Los valores declarados en unidades del SI son considerados estandard. Los valores que están en paréntesis sólo son para información.

1.3 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso

10.2.16. MÉTODO DE PRUEBA D4294-03 PARA EL AZUFRE EN PETRÓLEO Y PRODUCTOS DE PETRÓLEO POR ENERGÍA-DISPERSIVA DE FLUORESCENCIA ESPECTROMÉTRICA DE RAYOS X.

1. ALCANCE

1.1 Este método de prueba cubre la medida del azufre en hidrocarburos, como el diesel, la nafta, kerosene, residuales, bases de aceites lubricantes, aceites hidráulicos, los combustibles de motor a reacción, petróleos crudos, gasolina (todo sin plomo), y otros destilados. En adición, azufre en otros productos, como M-85 y M-

100, puede ser analizado usando esta técnica. El rango de concentración aplicable es 0.0150 a 5.00 % masa de azufre.

1.2 Los valores declarados en unidades del SI son considerados estandard. Las unidades de concentración preferida son % en masa de azufre.

1.3 Esta norma no pretende dirigirse a todos los involucrados en seguridad, sino a cualquiera, que este asociado con su uso. Es de responsabilidad del usuario que ésta norma establezca la seguridad apropiada, la práctica de la salud y determine la aplicabilidad de limitaciones reguladas previas a su uso

11. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

- 11.1. *El contar con tanques de almacenamiento en Terminales Terrestres, Planta de despacho y Refinerías que cuentan con diseños de Ingeniería altamente confiables a sido con el transcurrir del tiempo la mejor manera de almacenar volúmenes pequeños y grandes de hidrocarburos líquidos a granel, es por ello que el contar con tablas de cubicación debidamente certificadas, el realizarle el mantenimiento periódico adecuado el contar con todas las medidas de seguridad con planes de contingencias adecuados, nos permitirá contar con estos recipientes por mucho mas tiempo y sobre todo nos permita seguirlos considerando como confiables.*
- 11.2. *Un Tanque de almacenamiento en un Buque Tanque requiere de un diseño de estructuras muy especial y complejas que tienen que soportar grandes esfuerzos y que están dependiendo de un conjunto de factores tales como la calidad y volúmenes del producto que transportan, de las estadías en puertos cuando carga y descarga, cuando está fondeado con producto o sin él, en navegación, adicionalmente estas naves cuentan con tanques que tienen capacidades variables y que forman parte del todo, deben de mantener sus sistemas de válvulas operativas, sus líneas de igual manera. Todo esto da como resultado un medio de transporte eficiente, brindándonos todas las medidas de seguridad que amedita transportar hidrocarburos.*
- 11.3. *Una operación de Carga o Descarga es exitosa, si se cumple con todas Normas Nacionales e Internacionales para la fiscalización en Planta como en Buque, se cumplan todas la medidas de seguridad existentes tanto en Buque como en los Terminales, las regulaciones existentes por capitania de puerto como también por el código ISPS (International Ship & Port Security).*
- 11.4. *En toda nave que transporta Petróleo Liquido debe contar con un sistema de Gas Inerte operativo todo el tiempo, que esté conectado con cada uno de los tanques de carga tratando de lograr que el porcentaje de Oxigeno en estos espacios sea menor al 5% / vol. y con ello reducir al mínimo posibles incendios en una embarcación de esta naturaleza (Buques Tanques).*
- 11.5. *Las Normas descritas para la medición, toma de temperatura y de muestreo respectivamente, deben ser aplicados con toda la rigurosidad del caso por que de ello depende si calculamos volúmenes reales a condiciones standard y si preparamos*

muestras compositivas de productos que se carguen o descarguen representativas. La exactitud de mediciones realizadas en tierra son las que predominan en una comercialización de estos productos, ya que las medidas que se toman en las naves son referenciales por estar influenciadas por el balance que proporciona el mar.

11.6. En una Operación de Alijo el buque alijador (el que recibe el producto del buque alijado), solo en este caso, es considerado como un Tanque de Tierra flotante, estas operaciones muy pocas veces se realizan y son consideradas de alto riesgo, es por eso que deben de demorar el menor tiempo posible y aplicar todas las medidas de seguridad al máximo a tal punto que el o los remolcadores deben de estar cerca de las naves de tal manera que de presentarse cualquier contingencia éstas deben de desabarluar en el menor tiempo posible.

11.7. Un equipo de medición en buenas condiciones, calibrado y a su vez contar con el personal que manipule adecuadamente éstos, me da como resultado una fiscalización buena, si una de estas partes falla los resultados son catastróficos.

11.8. La calidad de un producto queda definida mediante las Pruebas de Laboratorio, si están o no en especificación dependerá del responsable definir si es embarcado o descargado en un determinado Terminal. Si las muestras fueron tomadas adecuadamente y la elaboración de la muestra representativa fue preparada correctamente, estas reflejaran la calidad del producto cualesquiera que fuera el volumen embarcado o descargado.

11.9. Los tiempos considerados para una carga y una descarga son variables y estos dependerán de los volúmenes a ser considerados en cada caso.

11.10. En una operación de Carga o Embarque se debe llevar una secuencia muy estricta y coordinada en todo momento con todas las partes involucradas en dicha operación, en el caso muy particular del embarque de Crudo Loreto de 160.000 Barriles que presento en este trabajo, las partes involucradas son, personal operativo de PETROPERU del Terminal Bayovar tanto en Planta como en Buque, el representante del dueño del producto Plus Petrol Norte S.A. y el Surveyor o Inspector Independiente que deben estar presente en todas las operaciones tanto en Planta como en Buque.

En este embarque la calidad del producto estuvo dentro de los márgenes que solicita el comprador, la nave en su última carga había cargado también Crudo Loreto

permitiendo así realizar el embarque con la seguridad del caso, no existía remanente en el momento de inspeccionar los tanques, el factor de experiencia fue calculado sobre la base de información proporcionada por el Primer Oficial y todo ello conlleva a que el volumen embarcado por tierra comparado con lo que recibió la nave esta dentro de los márgenes permisibles, de igual manera la calidad de la muestra del buque analizada.

11.11. Cuando se realiza la Descarga de un producto de Importación se debe tener en cuenta los requerimientos de la Planta o Terminal como uno de los requisitos importantes. En el ejemplo práctico presentado en este trabajo, éste involucra dos etapas, una Descarga en Refinería Conchan cuyo volumen designado fue de 120 MB y una descarga en el Terminal del Callao. Cada operación en forma independiente cumplió con todos los requisitos, normas establecidas de operación y de seguridad, para así concluir finalmente que la descarga de Diesel 2 que se trató de una Importación fue descargada en forma exitosa.

Toda Evaluación Económica tiene un punto de partida como en todo proyecto, es decir responder a la siguiente interrogante; ¿Qué beneficioso o rentable resulta la inversión a realizar en el siguiente proyecto?.

La respuesta a la interrogante anterior para el tema que estamos tratando, está orientado al tema de Transporte, Almacenamiento e Inspectoría de Hidrocarburos Líquidos, para ellos se debe tener en cuenta varios factores de los cuales mencionaremos los siguientes:

- Volúmenes promedios de combustibles que se transportan anualmente a nivel Nacional por ejemplo de Mayo 2003 a Abril 2004 fue de 74.339.000 Bbls. (fuente, MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS)*
- Contratación de Buques Tanques para el Transporte.*
- De cuantos Buques Tanques debe contar la entidad para poder transportar su producción o los requerimientos del mercado, a los diferentes Terminales Terrestre en donde inicialmente se almacenan dichos combustibles.*
- Los gastos de almacenaje, administración, despachos y ventas de los combustibles en cada punto de almacenamiento.*
- Los gastos colaterales adicionales tales como la contratación de Agencias Marítimas, Prácticos, el asesoramiento e Inspectoría de cargas y descargas de hidrocarburos líquidos por compañías inspectoras..*
- Las diferencias de volúmenes positivas o negativas que se pueden presentarse en el transporte, en la descarga y en la carga.*

Queda demostrado que el realizar el transporte de Hidrocarburos Líquidos en Buques Tanqueros, es mas rentables que por cualquier otro medio de transporte teniendo en cuenta la ubicación de los puntos de almacenamiento y los volúmenes que se requieren en cada locación básicamente en el Litoral Peruano. Para las otras locaciones que no están el litoral el transporte se realiza vía cisternas y vagones tanques.

ANEXOS

ANEXO N° 01

DEFINICIONES IMPORTANTES :

La terminología utilizada frecuentemente en Operaciones de Cargas y Descargas de hidrocarburos está en Ingles, pero para el caso presento las definiciones respectivas en español - Ingles :

- **AGUA DE SENTINAS (BILGE WATERS):** La sentina de un buque es la cavidad inferior, que está sobre la quilla, donde se reúnen las aguas que filtran de las diferentes procedencias por los costados y cubierta del buque y donde también confluyen las filtraciones y residuos de lubricantes, combustibles y aguas de lavado de la sala de maquinas. Se trata de mezclas oleosas que se acumulan continuamente de todo buque y es necesario descargarlas al mar o a instalaciones de recepción en tierra.
- **AGUA LIBRE(FREE WATER):** Es el volumen de agua presente en un tanque que no está en suspensión en el contenido líquido del petróleo.
- **MANUAL DE PETRÓLEO API GRAVITY (relative density),** es un medio usado por la Industria del petróleo para expresar la densidad del petróleo líquido. El MANUAL DE PETRÓLEO API es medido por un instrumento llamado Hidrómetro que tiene una escala graduada en grados API.
- **BABOR,** Lado izquierdo del buque, mirando de popa a proa.
- **BALLAST:** Es el agua tomada por un buque cuando está vacío o parcialmente cargado para incrementar su calado sumergir apropiadamente la hélice para mantener la estabilidad y el trimado.
- **BRAVEZA,** Es el tiempo que pierde el B/T en no poder amarrar al muelle o línea submarina por estar el mar movido. El 50% de este tiempo si se considera como Lay-Time.
- **BILGE WATERS (AGUAS DE SENTINAS) :** La sentina de un buque es la cavidad inferior, que está sobre la quilla, donde se reúnen las aguas que filtran de las diferentes procedencias por los costados y cubierta del buque y donde también confluyen las filtraciones y residuos de lubricantes, combustibles y aguas de lavado de la sala de maquinas. Se trata de mezclas oleosas que se acumulan continuamente de todo buque y es necesario descargarlas al mar o a instalaciones de recepción en tierra.
- **BUQUE (SHIP):** EL MARPOL 73/78 incluye dentro de este concepto a todo tipo de embarcación que opera en medio marino, incluidos los aliscafos, aerodeslizadores, sumergibles, artefactos flotantes y las plataformas fijas o flotantes. Sin embargo cuando el Convenio utiliza el término "buque" se refiere en general a los buques que enarbolan el pabellón de un Estado parte.

- **BUQUE DE CARGA COMBINADO (COMBINATION CARRIER)** : Es todo buque diseñado para transportar indistintamente hidrocarburos o cargamentos sólidos a granel. Este tipo de buques comprende a los OBO (Ore / Bulk / Oil Carrier), que pueden transportar minerales, carga a granel e hidrocarburos; y los O /O (Ore / Oil Carrier), que pueden transportar minerales e hidrocarburos.
- **CABO**, Conjunto de hilos de manilla o cáñamo que entrelazados entre sí, son utilizados en las diversas faenas del buque.
- **Calado (Draft)**, es la profundidad de un buque debajo de la línea de agua medida desde la superficie del agua al fondo de la quilla del buque.
- **CALIBRACION:** Se entiende por calibración al conjunto de operaciones que tienen por objeto determinar el valor de los errores de un patrón, instrumento o equipo de medida, expresándolos mediante tablas o curvas de corrección. Se llama también calibración a ciertos controles indirectos que muestran que el instrumento en cuestión está dentro de especificaciones. En algunos casos es posible además efectuar el ajuste en el instrumento, es decir tratar de minimizar sus errores.
- **CASCO**, Parte principal del buque que constituye la envoltura impermeable del mismo y que, normalmente está hecha de plancha de hierro o de madera. El casco se compone de la obra muerta, que es la parte que queda fuera del agua y de la obra viva que es la sumergida. La línea que divide ambas obras se denomina línea de flotación.
- **CILINDRO PATRÓN** : Medidor volumétrico Patrón con capacidad de cinco (5) galones de los Estados Unidos de América, utilizado para verificar y certificar los medidores de los surtidores y/o dispensadores, en la venta al público de combustibles. En el país se le denomina comúnmente con la palabra “**Serafin**”.
- **COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS:** Mezcla de Hidrocarburos utilizados para generar energía por medio de combustión y que cumplen con las normas nacionales para dicho uso. Estos se subdividen en:
 - Clase I.-** Cuando tienen puntos de inflamación menor de 37,8 °C (100 °F).
 - Clase II.-** Cuando tienen puntos de inflamación igual o mayor a 37,8 °C (100 °F), pero menor de 60°C (140°F).
 - Clase IIIA.-** Cuando tiene punto de inflamación igual o mayor a 60°C (140°F), pero menor de 93°C (200F).
 - Clase IIIB.-** Se incluye a aquellos que tienen un punto de inflamación igual o mayor a 93°C (200°F).
- **Corte de agua**, (Water Cut) es el procedimiento para localizar la interfase de producto/agua con el propósito de determinar el volumen de agua libre en un tanque de

tierra o compartimientos de buque. Es también usado para referirse a la línea de demarcación de la interfase de producto / petróleo agua.

- **DESCARGA (DISCHARGE)** : De acuerdo al MARPOL 73/78 es cualquier derrame de sustancias perjudiciales, o mezclas que las contengan, procedente de un buque por cualquier causa e incluye todo tipo de escapes, pérdidas, reboses, “achiques”, fugas, etc. En las administraciones marítimas de América Latina el término “descarga “ se lo relaciona mas frecuentemente con operaciones rutinarias del buque y con actitud intencional. En cambio, el término “**derrame**” se refiere al flujo de contaminantes hacia el mar como resultado de una emergencia o accidente marítimo u operacional. Es decir una “**descarga de hidrocarburos**” será generalmente un lastre sucio, un achique de sentinas, un agua de lavado de tanques, etc. y “**derrame de hidrocarburos**” será el resultado de una avería del buque por colisión, varadura o explosión, un rebose de un tanque de carga, un “reventón” (blow out) de un pozo petrolífero costa afuera, o la ruptura de un oleoducto.
- **DESLASTRE**, Es el tiempo que emplea el B/T para botar el agua de sus tanques que le permitieron navegar. No se considera en el Lay – Time.
- **DELIVERY**, Es el momento en que el inspector Independiente contratado por Petroperu recibe al B/T bajo el contrato de Charter o por tiempo y toma día y hora de arribo. Asimismo, toma los vacíos de los tanques del combustible de consumo de la nave y hará constar en su reporte, la cantidad ya sea en toneladas o barriles; de igual forma lo firmará el Capitán, dando de esta manera la iniciación al contrato por tiempo.
- **DEMURRAGGE**, Tiempo extra o fuera de contrato en las operaciones de carga y descarga de productos.
- **DETECTOR**- Dispositivo o sustancia que indica la presencia de un fenómeno sin proporcionar necesariamente un valor de una magnitud asociada. NOTAS: **1)** Una indicación puede producirse solamente cuando el valor de una magnitud alcanza un umbral dado, algunas veces llamado **límite de detección** del detector. **2)** En algunos campos, el término “detector” se utiliza para referirse al concepto de “sensor”.
- **DUMPING (VERTIMIENTO)** : Es una evacuación deliberada en el mar de desechos u otras materias desde buques, aeronaves, plataformas u otras construcciones en el mar (definición oficial del Convenio de Vertimiento de 1972).
- **DRAFT**: Es la profundidad de un buque bajo la línea de agua, medido desde la superficie de el agua a el fondo de la quilla del buque.
- **Cantidad a bordo**, (On board quantity –OBQ) es el material remanente en tanques del buque, espacios vacíos, y/o tuberías/líneas previas a la carga. Cantidad a bordo incluye agua, petróleo, slops, residuo de petróleo, emulsión de petróleo/agua, residuo y sedimento.

- **ETD**, Tiempo Estimado de salida del buque.
- **ETA**, Tiempo estimado de llegada del buque.
- **ESLORA**, Largo del buque.
- **ESTRIBOR**, Lado derecho del buque.
- **EXACTITUD DE LA MEDICIÓN**- Grado de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mesurado.
- **FACTOR DE EXPERIENCIA DEL BUQUE**, (Vessel Experience Factor – V.E.F) es una recopilación de la historia del total volumen calculado (TCV) de las mediciones del buque, ajustado por la
 - Cantidad a bordo (OBQ) o remanente a bordo (ROB), comparado con el TCV de mediciones de tierra.(Ver el formato VEF para mas detalles). Separados VEF's serian desarrollados para cargas y descargas. La información usada para calcular un VEF preferiblemente será basada en documentos que resultan de normas y prácticas aceptadas de la industria, tal como los reportes de compañías de inspección.

Nota : Para el propósito de calculo de la razón(ratio) del buque de carga y descarga, el TCV a bordo del buque incluye todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua, agua libre y slops encontrado después de la carga (TCV volumen de salida – sailing volumen) o antes de descarga (TCV volumen de arribo – arrival volume)

- **GAS NATURAL.-** Es una mezcla de hidrocarburos livianos, donde el principal componente es el Metano (CH₄) en un porcentaje del Orden del 80% . El porcentaje restante está conformado por Etano, Propano, Butano y otros hidrocarburos más pesados tales como, Pentano, Hexanos y Heptanos.

CLASIFICACIÓN:

GAS NO ASOCIADO(Yacimiento de gas)

GAS ASOCIADO(Yacimiento de PETRÓLEO)

a). -Gas Seco

b). -Gas Húmedo(diluido en petróleo)

COMPOSICIÓN: Más del 95% de hidrocarburo

a) *n*-hidrocarburo: más del 95% en volumen de metano, etano, propano, butano, etc.

b) Gases inertes: Nitrógeno, Helio, Argón.

c) Gases Corrosivos: Sulfuro de Hidrogeno, compuestos orgánicos, CO₂, etc.; Vapor de agua.

d) Otros: Agua, sólidos.

- Agua de pozo: El efecto que tiene es que reduce la capacidad de transporte y almacenamiento.

- Agua de transporte: Por corrosión y riesgo en los procesos de refinación y almacenamiento.

- Sólidos: Ensuciar equipos, pérdida de eficiencia.

H

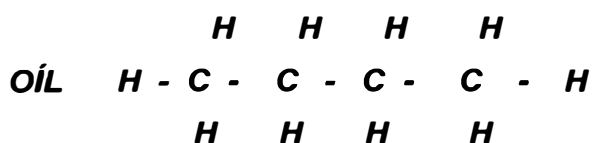
GAS: H - C - H

H

- **INSUMOS QUÍMICOS:** Productos utilizados como materia prima en las Industrias como son: Nafta Virgen, Hidrocarburos aromáticos, etc.
- **INSPECCION DE BUQUES (SHIP INSPECTION) :** Es una de las facultades y responsabilidades que entrega el MARPOL 73/78 a todo Estado del puerto que consiste en verificar si el buque porta los certificados válidos que exige el Convenio y sus códigos asociados.
- **Inertizar (Inerting),** es un procedimiento usado para reducir el contenido de oxígeno de los espacios de carga de un buque a 8% o menos por volumen por introducción de un gas inerte tal como nitrógeno o dióxido de carbono o una mezcla de gases tal como gas de combustión.
- **INNAGE GAUGE (dip or sounding):** Es la distancia medida desde la superficie del líquido a una placa fija o a el fondo del tanque.
- **El lastre (Ballast),** es el agua que es tomada cuando un buque esta vacío o parcialmente cargado para incrementar el calado para apropiadamente sumergir la hélice y mantener estabilidad y trimado.
- **LAY-TIME,** Tiempo fijo para realizar las operaciones de carga y descarga de productos.
- **LIST (heel):** Es la inclinación de un buque expresado en grados a babor o estribor.
- **MARPOL 73/78:** Proviene del ingles MARine POLLution, es un Instrumento Jurídico Integrado por el Convenio Internacional para la prevención del medio marino por buques tanques 1973
- **MANGA,** Ancho máximo del buque medido en el casco.
- (MARPOL 73), y su Protocolo de 1978, incluyendo sus Anexos y Apéndices. La OMI es el organismo internacional depositario de este convenio.
- **Mensurado-** Magnitud particular sujeta a medición.(ejemplo, presión de vapor de una muestra dada de agua a 20°C).
- **MEPC:** Sigla en ingles (Marine Environment Protection Committee) que corresponda al Comité de Protección del Medio Marino, órgano permanente de la Asamblea de al OMI, creado en noviembre de 1973 (Resolución A.297), y que se encarga de coordinar las actividades de la OMI encaminadas a la prevención y control de la contaminación del medio marino ocasionada por buques.

- **MSC:** Sigla en ingles (*Marine Safety Committee*) que corresponde al Comité de Seguridad Marina, órgano técnico permanente de la OMI que forma parte de la estructura de la Organización desde sus inicios en 1959.
- **Medida de vacío,** (*Vacio Gauge – or outage*) es la distancia medida desde la superficie de la carga líquida al punto de referencia.
- **NUDO,** Medida de velocidad. Equivalente a una milla marina por hora.
- **NORMALIZACIÓN,** Actividad que establece, frente a problemas actuales o potenciales, disposiciones destinadas a un uso común y repetido, con el fin de conseguir un grado óptimo de orden un contexto dado.
- **OMI (IMO):** Siglas que corresponden a la Organización Marítima Internacional (*International Maritime Organization*) establecida en enero de 1959. Es un Organismo especializado de las Naciones Unidas que se ocupa exclusivamente de asuntos marítimos y en particular del fomento de la Seguridad y eficiencia de la navegación, prevención de la contaminación del mar ocasionada por los buques.
- **ON BOARD QUANTITY (OBQ):** es el material remanente en un buque tanque, espacios vacíos, y/o líneas previas a cargar. El OBQ incluye agua , petróleo, slops, petróleo residual, agua en emulsión en petróleo, lodo y sedimento.
- **PATRON :** Medida materializada, instrumento de medición, material de referencia o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores de una magnitud, para que sirvan de referencia.
- **PETRÓLEO.-** Es un compuesto orgánico líquido formado de hidrocarburos más cantidades(en mayor o en menores cantidades)de O, S, N, etc.

COMPOSICIÓN: Carbono : 83 al 87% en Volumen
 Hidrógeno : 11 al 15% en Volumen



- a). **ORIGEN**(Teoría Admitida); Referida a la composición de la materia orgánica de la forma marina.
- b). **CAUSA DEL ORIGEN.-** Relaciones Bioquímicas por ausencias de aire, bacteria, presión y calor interno.
- c) **LUGAR.-** En rocas sedimentarias de cualquier edad.
- d) **MIGRACIÓN.-** De las rocas de origen hacia estratos más permeables y porosos.
- e) **CAUSA DE LA MIGRACIÓN.-** Principalmente por compresión, presiones, peso de las capas sedimentarias, capilaridad, gravedad, etc.
- f) **ACUMULACIÓN.-** En una capa sedimentaria, suficientemente permeable y porosa.

g) **FORMACIÓN DEL RESERVORIO.**- Es una estructura favorable del subsuelo donde el estrato poroso está abierto por capas impermeables.

h) **ESTRUCTURAS FAVORABLES DONDE PUEDE EXISTIR EL PETRÓLEO.**- Anticlinales, sinclinales, estratos sellados por fallas, domos, límites de arena.

i) **CONTAMINANTES:**

Azufre: 6% en peso(máx) corrosivo

Nitrógeno: 0,5% en peso(máx) afecta a los catalizadores.

Oxígeno: 2% en peso(máx) afecta a los catalizadores.

Metales: 0,1% en peso(máx) corrosivos; Vanadio(alta temperatura),

Na(corrosión húmeda), afectan la calidad del producto.

- **PETROLERO (OIL TANKER)** : Es un buque construido o adaptado para transportar principalmente hidrocarburos a granel en sus espacios de carga. Este término incluye a los buques de carga combinados o a los quimiqueros cuando están transportando hidrocarburos a granel. También se los denomina “**buques tanques**” aunque este término es más amplio y comprende también a buques tanques que transportan líquidos distintos de los hidrocarburos. Según el tipo de hidrocarburo de transportan, el MARPOL 73/78 Distinguen tres tipos de Petroleros: - Petroleros para crudos (crude oil tankers); - Petroleros para productos petrolíferos (product carriers); - Petroleros para crudos y productos petrolíferos (crude oil / product carrier).
- **Peso Standard Neto** (Net Standard Weight – N.S.W) es el peso total de todos los líquidos de petróleo, excluyendo sedimento, agua y agua libre, determinado por deducir el peso de agua sedimento del Peso Standard Bruto (Gross Standard Weight – G.S.W).
- **PRESIÓN DE VAPOR:** La presión de vapor es una propiedad física importante de líquidos volátiles. El método de prueba usado para determinar la presión de vapor es el ASTM D 323 a 37,8 ° C (100°F) de productos de petróleo y petróleos crudos con punto inicial de calentamiento sobre 0°C (32°F). La presión de vapor de petróleo crudo es de importancia al productor de crudo y al refinero para el calentamiento general y para el tratamiento inicial en la refinería. La presión de vapor es también usado como una medición directa del régimen de evaporación de solventes volátiles de petróleo.
- **PROA**, Parte delantera del buque.
- **POPA**, Parte posterior del buque.
- **EL PUNTO DE REFERENCIA (The reference point):** Es el punto desde el cual la altura referencial es determinada y desde el cual la sonda / vacío son tomados.

- **¿Qué es luz / Día?**, Es el tiempo que pierde la nave cuando las autoridades del puerto por seguridad del B/T no le permite el atraque o desatraque al muelle o línea submarina para realizar sus operaciones de noche. No se considera en el Lay- Time.
- **QUILLA**, Pieza de hierro o madera que va colocada en el fondo del casco y en sentido longitudinal, de proa a popa. Se le considera la columna vertebral del buque. Es lo primero que se arma para construir un navío.
- **RECONOCIMIENTO DE BUQUES (SHIP SURVEYS)** : Es una detallada inspección que debe hacer la Administración de todos los buques que enarbolan su pabellón de acuerdo a ciertos lineamientos especificados por el Convenio y el MEPC.
- **Remanente a bordo** (Remaining on board – ROB), es el material remanente en tanques de buque, espacios vacíos, y/o líneas después de la descarga. La cantidad de remanente a bordo incluye agua, petróleo, slops, residuos de petróleo, emulsiones de agua/petróleo, residuo y sedimento.
- **Repetibilidad**- Aptitud de un instrumento de medición para dar indicaciones muy próximas durante la aplicación repetida del mismo mensurado en las mismas condiciones de medición.
- **SLOP TANKS (TANQUES DE DECANTACION)** : Son aquellos tanques de un petrolero destinados a recibir las mezclas contaminadas con hidrocarburos que se originan en operaciones de lastrado de tanques de carga (lastre sucio, luego de haber eliminado la fase agua), y las aguas de lavado de tanques.
- **SHIP (BUQUE)** : EL MARPOL 73/78 incluye dentro de este concepto a todo tipo de embarcación que opera en medio marino, incluidos los aliscafos, aerodeslizadores, sumergibles, artefactos flotantes y las plataformas fijas o flotantes. Sin embargo cuando el Convenio utiliza el término “buque” se refiere en general a los buques que enarbolan el pabellón de un Estado parte.
- **SHIP INSPECTIONS (INSPECCION DE BUQUES)** : Es una de las facultades y responsabilidades que entrega el MARPOL 73/78 a todo Estado del puerto que consiste en verificar si el buque porta los certificados válidos que exige el Convenio y sus códigos asociados.
- **SHIP SURVEYS (RECONOCIMIENTO DE BUQUES)** : Es una detallada inspección que debe hacer la Administración de todos los buques que enarbolan su pabellón de acuerdo a ciertos lineamientos especificados por el Convenio y el MEPC.
- **SOLAS 74**: Nombre abreviado del Convenio Internacional sobre la Seguridad de la vida humana en el Mar, 1974. La sigla SOLAS proviene del nombre del Convenio en Ingles,

significado (*Safety of Life at Sea*). Este es el convenio mas importante de la OMI y de su aplicación dependen en un importante grado el logro de los objetivos del MARPOL 73/78.

- **SOLVENTES:** Hidrocarburos derivados del petróleo, como el solvente 1, solvente 3, hexano, bencina, etc., que tiene usos diferentes al de los combustibles.
- **TANQUES DE LASTRE SEGREGADO (“SBT” del ingles Segregated Ballast Tanks) :** Son aquellos tanques de los buques petroleros reservados exclusivamente para llevar agua de lastre. Dado que no son usados para el transporte de hidrocarburos y tienen sistemas de bombas y tuberías separadas de los sistemas de carga y descarga, las aguas de lastre que transportan no se contaminan (son lastres limpios), y con ello se reduce el potencial de contaminación operacional del petrolero.
- **TANQUES DE DECANTACIÓN (SLOP TANKS) :** Son aquellos tanques de un petrolero destinados a recibir las mezclas contaminadas con hidrocarburos que se originan en operaciones de lastrado de tanques de carga (lastre sucio, luego de haber eliminado la fase agua), y las aguas de lavado de tanques.
- **TRAZABILIDAD:** Propiedad del resultado de una medición o de un patrón tal que pueda relacionarse con referencias determinadas, generalmente a patrones nacionales e internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones, teniendo todas las incertidumbres determinadas. (Calibración de termómetros de líquido en vidrio).
- **Termómetro de inmersión total:** Es el termómetro diseñado para indicar correctamente la temperatura cuando el bulbo y la columna hasta 10 mm a 12 mm por debajo de su menisco son expuestos a la temperatura que se está midiendo.
- **Termómetro de inmersión parcial:** Es el termómetro diseñado para indicar correctamente la temperatura cuando el bulbo y la porción específica de la columna son expuestos a la temperatura que se está midiendo. La columna emergente debe estar a la temperatura especificada para ella.
- **Termómetro de inmersión completa:** Es el termómetro diseñado para indicar correctamente la temperatura cuando todo el termómetro está expuesto a la temperatura que se está midiendo.
- **Termómetro faden:** Es el termómetro de líquido en vidrio cuyo bulbo es construido de gran longitud, típicamente de 5 cm a 12 cm a fin de medir la temperatura de la columna emergente de los termómetros de líquido en vidrio.
- **Tiempo neto de Cargamento,** Es el tiempo que toma el B/T, desde el inicio de su carga hasta la el término de ésta. Si se considera en el Lay-Time.
- **Trimado, (Trim)** es la condicion de un buque con referencia a su posición longitudinal en el agua. Es la diferencia entre los calados delantero (proa) y posterior (popa).

La corrección por trimado es la corrección aplicada a la medida observada o volumen observado cuando un buque no está “en equilibrio – o an even keel”, siempre que el líquido está en contacto con todos los mamparos en el tanque. Corrección por trimado puede ser hecha por referencia de las tablas de trimado para cada tanque o por cálculo matemático.

- **Tiempo de operación de Carga y Descarga**, Es el tiempo que emplea el Inspector para tomar los Vacíos del cargamento, conectar mangueras y desconectarlas, desplazamiento de líneas, toma de temperatura de los productos o análisis de éstos. Si se considera en el Lay-Time.
- **TOVA LOP**, Signo contra la contaminación por petróleo y derivados al mar.
- **VERTIMIENTO (DUMPING)** : Es una evacuación deliberada en el mar de desechos u otras materias desde buques, aeronaves, plataformas u otras construcciones en el mar (definición oficial del Convenio de Vertimiento de 1972).
- **VITA**, Soporte de hierro que se usa para sujetar los cabos de los buques o lanchas.
- **Volumen Standard Bruto/Grueso** (Gross standard Volume – G.S.V) es el volumen total de todos los líquidos de petróleo y sedimento y agua, excluyendo agua libre, corregido por el apropiado factor de corrección de volumen por la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa, o densidad a una temperatura standard tal como 60°F o 15°C, es aplicable, corregido por el factor de presión y factor de medida (meter).
- **Volumen Standard Neto** (net Standard Volume – NSV) es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, excluyendo sedimento y agua y agua libre, corregido por el apropiado factor de corrección de volumen por la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa, o densidad a temperatura standard tal como 60°F o 15°C, si se aplica, corregido con factor de corrección de presión y factor de contómetro.
- **Volumen Total Calculado**, (Total Calculated Volume – TCV) es el volumen total de todos los productos líquidos y sedimento y agua, corregido por el apropiado factor de corrección de volumen, por la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa, o densidad a temperatura standard tal como 60°F o 15°C, si se aplica, corregido con factor de corrección de presión y factor de contómetro y toda el agua libre medida a temperatura y presión observada (Volumen Standard Grueso mas agua libre)
- **Volumen Total Observado**, (Total Observed Volume – TOV) es el volumen total medido de todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua, agua libre a temperatura y presión observada.

ANEXO N° 02

Aplicación Cuantitativa de un Embarque de Crudo Loreto realizado en el Terminal Bayóvar.

Consta de los siguientes reportes:

- *A02-01. Reporte de Cantidades de Tierra.*
- *A02-02. Reporte del buque de Capacidad de vacío (Ullages) y sondeo.*
- *A02-03. Reporte de laboratorio de Calidad.*
- *A02-04. Certificado de Cantidad*
- *A02-05. Tabla 6A, para determinar el Factor de Corrección por volumen.*

Report of Shore Quantity

Indicate: Load Port Discharge port

Vessel: **B/T "TALARA"** Port / Terminal: **BAYOVAR** Cargo: **LORETO CRUDE OIL** Voyage N°

Tank Number	At load port tank opening data entered in first row. At disc port tank		Reference Height	Observed Height	Ullage / Innage (ft / m)	Total Observed Volume (Bbls.)	Free Water		Gross Observed Volume (Bbls.)	Temp. (°F / °C)	° API @ 60°F or Density @ 15°C	VCF Table (6A/6B)	Gross Standard Volume (Bbls.)	B.S.W. % / Vol.	Net Standard Volume (Bbls.)
	Date	Time					Innage (ft / m)	Volume (Bbls.)							
11-D-105	10.09.04	20:30	61'04"3	61'04"3	32'00"7	76.433,11	0'00"1	120,55	76.313	78,0	19,0	0,9930	75.779	0,05	75.741
	11.09.04	10..40	61'04"3	61'04"3	02'09"2	6.434,15	0'00"1	120,55	6.314	75,0	19,0	0,9942	6.277	0,05	6.274
Totals this tank						69.998,96			69.999				69.502		69.467
11-D-106	11.09.04	11:15	61'05"0	61'05"0	53'10"3	129183,06	0'00"1	150,25	129.033	76,5	18,5	0,9937	128.220	0,05	128.156
	11.09.04	18:30	61'05"0	61'05"0	21'04"6	51180,41	0'00"1	150,25	51.030	80,0	18,5	0,9923	50.637	0,05	50.612
Totals this tank						78.002,65			78.003				77.583		77.544
11-D-119	10.09.04	21:15	61'08"6	61'08"6	16'03"4	38.835,07	0'00"1	76,39	38.759	75,0	22,5	0,9939	38.523	0,18	38.454
	11.09.04	19:00	61'08"6	61'08"6	11'05"2	27.167,61	0'00"1	76,39	27.091	75,0	22,5	0,9939	26.926	0,18	26.878
Totals this tank						11.667,46			11.668				11.597		11.576

Gross standard volume (Bbls.)	158.682	Net standard volume (m3/l)	---	Signatures ----- Terminal Representative Surveyor Representative
Free Water (Bbls.)	347	Net standard volume (Bbls.)	158.587	
Total calculated volume (Bbls.)	159.029	Composite (shore/vessel) (API gravity 60°F / density 15° C)	18,7	
Percent sediment and water	0,05	Weight conversion factor (Table 13)	---	
Sediment and water (Bbls.) vessel/shore	95	Weight (MT), NET.	23.654,37	

Vessel Ullage / Sounding and Capacity Report

Load Before After
 Discharge to Vessel
 Lighter

Vessel: **B.A.P. "TALARA"** Port / Termin **BAYOVAR** Cargo **C. LORETO** Voyage N° **V24-04** Date / Time Gauged **SET. 11 TH., 04**

Tank Number	Reference Height	Observed Height	Ullage (ft / m)	Trim/List Correct Ullage	Total Observed Volume (Bbls)	Free Water		Gross Observed Volume (Bbls.)	Temp. (°F / °C)	API@ 60°F	VCF (Table 6A/6B)	Gross Standard Volume (Bbls.)
						Innage/Ullage (ft/m)	Volume (Bbls.)					
PORT												
1			EMPTY									
2	---	---	2,42	1,71	8.095	NIL	0	8.095	77,5	18,7	0,9933	8.041
3	---	---	2,54	1,79	8.199	NIL	0	8.199	77,5	18,7	0,9933	8.144
4	---	---	4,50	3,76	6.715	NIL	0	6.715	76,5	18,7	0,9937	6.673
5	---	---	4,40	3,65	6.810	NIL	0	6.810	78,0	18,7	0,9931	6.763
6	---	---	3,54	2,79	7.445	NIL	0	7.445	77,0	18,7	0,9935	7.397
7	---	---	2,42	1,65	8.206	NIL	0	8.206	77,5	18,7	0,9933	8.151
8	---	---	1,52	0,80	8.291	NIL	0	8.291	77,5	18,7	0,9933	8.235
STBD.												
1	---	---	EMPTY									
2	---	---	2,40	1,67	8.124	NIL	0	8.124	77,5	18,7	0,9933	8.070
3	---	---	2,60	1,63	8.178	NIL	0	8.178	77,5	18,7	0,9933	8.123
4	---	---	4,46	3,73	6.730	NIL	0	6.730	77,0	18,7	0,9935	6.686
5	---	---	4,66	3,95	6.629	NIL	0	6.629	78,0	18,7	0,9931	6.583
6	---	---	3,58	2,81	7.445	NIL	0	7.445	77,0	18,7	0,9935	7.397
7	---	---	2,39	1,62	8.198	NIL	0	8.198	77,5	18,7	0,9933	8.143
8	---	---	2,09	1,36	7.867	NIL	0	7.867	77,0	18,7	0,9935	7.816
CENT												
1	---	---	4,79	4,00	6.812	NIL	0	6.812	76,5	18,7	0,9937	6.769
2	---	---	3,55	2,76	15.365	NIL	0	15.365	77,0	18,7	0,9935	15.265
3	---	---	4,75	3,94	6.817	NIL	0	6.817	77,0	18,7	0,9935	6.773
4	---	---	4,81	3,99	6.762	NIL	0	6.762	77,0	18,7	0,9935	6.718
5	---	---	2,44	1,65	17.027	NIL	0	17.027	76,5	18,7	0,9937	16.920
6 SLOP	---	---	9,00	8,15	REFERENCIAL							

Capacity of vessel lines (Bbls) When this form is used for on-board quantity/remaining on board, transfer this number to the OBQ/ROB report.

Gross standard volume (m3/l)		Draft forward (ft/m)	30' 00"	Signatures Vessel Representative _____ Terminal Representative _____ Measurement Representative _____
Gross standard volume (Bbls.)	158.668	Draft aft (ft/m)	33' 00"	
Plus free water	0	List (degrees) P/S	0	
Total calculated volume	158.668	Sea valve seal numbers:		
API gravity 60°F / density 15°C	18,7	Port	987601	
Percent sediment and water	0,10	Starboard	987602	
Weight conversion factor (Table 13)		Overboard	987603	
TCW () tons.		Overboard Starboard	987604	

LABORATORY REPORT OF QUALITY

DATE:	SETEMBER 11 TH., 2004	SAMPLE FROM:	SHORE TANKS AND LINE LOAD
CLIENT :	PERU PETROLEUM CORPORATION	SAMPLE SUBMITTED BY:	SURVEYOR
PRODUCT:	LORETO CRUDE OIL	ANALYSIS PERFORMED BY:	TERMINAL REPRESENTATIVE
VESSEL:	B/T "TALARA"	OUR JOB N°	LAB.BAY. 0089-04
TERMINAL:	BAYOVAR (PERU)		

The above laboratory sample was examined and the following results obtained in our laboratory:

SAMPLE ORIGIN	TEST	METHOD	RESULTS
TANK 11-D-105	API GRAVITY AT 60° F	ASTM D-287/1298	19,0
	B.S. & W. PCT/VOL	ASTM D-4007	0,05
	SALT, PTB	ASTM D-3230	5,44
	SULPHUR, PCT 7 WT.	ASTM D-4294	---
TANK 11-D-106	API GRAVITY AT 60° F	ASTM D-287/1298	18,5
	B.S. & W. PCT/VOL	ASTM D-4007	0,05
	SALT, PTB	ASTM D-3230	5,65
	SULPHUR, PCT 7 WT.	ASTM D-4294	---
LINE OF LOAD	API GRAVITY AT 60° F	ASTM D-287/1298	18,0
	B.S. & W. PCT/VOL	ASTM D-4007	0,05
	SALT, PTB	ASTM D-3230	6,45
	SULPHUR, PCT 7 WT.	ASTM D-4294	---
TANK 11-D-119	API GRAVITY AT 60° F	ASTM D-287/1298	22,5
	B.S. & W. PCT/VOL	ASTM D-4007	0,18
	SALT, PTB	ASTM D-3230	5,60
	SULPHUR, PCT 7 WT.	ASTM D-4294	---
COMPOSITE SHORE TANKS	API GRAVITY AT 60° F	ASTM D-287/1298	18,7
	B.S. & W. PCT/VOL	ASTM D-4007	0,05
	SALT, PTB	ASTM D-3230	5,62
	SULPHUR, PCT 7 WT.	ASTM D-4294	1,20
COMPOSITE SHIP'S TANKS	API GRAVITY AT 60° F	ASTM D-287/1298	18,7
	B.S. & W. PCT/VOL	ASTM D-4007	0,10
	SALT, PTB	ASTM D-3230	7,98
	SULPHUR, PCT 7 WT.	ASTM D-4294	1,21

CERTIFICATE OF QUANTITY

SHORE QUANTITIES (LORETO CRUDE OIL)

GROSS STANDARD VOLUME		NET STANDARD VOLUME
158.682	U.S.BARRELS AT 60°F TOTAL	158.587
6.664.644	U.S. GALLONS AT 60°F	6.660.654
23.293,80	LONG TONS	23.279,90
23.668,48	METRIC TONS	23.654,37

SHIP'S QUANTITIES / LOADED

	GROSS STANDARD VOLUME	NET STANDARD VOLUME
U.S. BARRELS AT 60°F	158.668	--
U.S. GALLONS AT 60°F	6.664.056	--
LONG TONS	23.340,06	--
METRIC TONS	23.714,52	--

COMPARISON

	GROSS STANDARD VOLUME (U.S. BARREL AT 60 ° F)	NET STANDARD VOLUME
BILL OF LADING	158.682	--
RECEIVED IN VESSEL	158.668	--
DIFERENCE	14,00	--
PERCENTAGE	0,01	--

QUALITY:

	COMPOSITE	
	SHORE TANKS	SHIP'S TANKS
API Gravity at 60°F	18,7	18,7
BS&W, Pct/%	0,05	0,10
SALT, PTB	5,62	7,98
SULFUR, Pct/Wt.	1,20	1,21

TABLE 6A, GENERALIZED CRUDE OILS
VOLUME CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F										TEMP. F	
	15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5		20.0
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME TO 60 F												
75.0	0.9945	0.9945	0.9944	0.9944	0.9943	0.9943	0.9943	0.9942	0.9942	0.9942	0.9941	75.0
75.5	0.9943	0.9943	0.9942	0.9942	0.9942	0.9941	0.9941	0.9940	0.9940	0.9940	0.9939	75.5
76.0	0.9941	0.9941	0.9940	0.9940	0.9940	0.9939	0.9939	0.9938	0.9938	0.9938	0.9937	76.0
76.5	0.9939	0.9939	0.9939	0.9938	0.9938	0.9937	0.9937	0.9937	0.9936	0.9936	0.9935	76.5
77.0	0.9938	0.9937	0.9937	0.9936	0.9936	0.9935	0.9935	0.9935	0.9934	0.9934	0.9933	77.0
77.5	0.9936	0.9935	0.9935	0.9934	0.9934	0.9934	0.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9931	77.5
78.0	0.9934	0.9933	0.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9931	0.9931	0.9930	0.9930	0.9929	78.0
78.5	0.9932	0.9932	0.9931	0.9931	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929	0.9928	0.9928	0.9927	78.5
79.0	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929	0.9928	0.9928	0.9927	0.9927	0.9926	0.9926	0.9925	79.0
79.5	0.9928	0.9928	0.9927	0.9927	0.9926	0.9926	0.9925	0.9925	0.9924	0.9924	0.9923	79.5
80.0	0.9927	0.9926	0.9926	0.9925	0.9925	0.9924	0.9924	0.9923	0.9923	0.9922	0.9921	80.0
80.5	0.9925	0.9924	0.9924	0.9923	0.9923	0.9922	0.9922	0.9921	0.9921	0.9920	0.9919	80.5
81.0	0.9923	0.9922	0.9922	0.9921	0.9921	0.9920	0.9920	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	81.0
81.5	0.9921	0.9921	0.9920	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	0.9917	0.9917	0.9916	0.9916	81.5
82.0	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	0.9917	0.9916	0.9916	0.9915	0.9915	0.9914	0.9914	82.0
82.5	0.9917	0.9917	0.9916	0.9916	0.9915	0.9915	0.9914	0.9913	0.9913	0.9912	0.9912	82.5
83.0	0.9916	0.9915	0.9914	0.9914	0.9913	0.9913	0.9912	0.9911	0.9911	0.9910	0.9910	83.0
83.5	0.9914	0.9913	0.9912	0.9912	0.9911	0.9911	0.9910	0.9909	0.9909	0.9908	0.9908	83.5
84.0	0.9912	0.9911	0.9911	0.9910	0.9909	0.9909	0.9908	0.9908	0.9907	0.9906	0.9906	84.0
84.5	0.9910	0.9909	0.9909	0.9908	0.9908	0.9907	0.9906	0.9906	0.9905	0.9904	0.9904	84.5
85.0	0.9908	0.9908	0.9907	0.9906	0.9906	0.9905	0.9904	0.9904	0.9903	0.9902	0.9902	85.0
85.5	0.9906	0.9906	0.9905	0.9904	0.9904	0.9903	0.9902	0.9902	0.9901	0.9900	0.9900	85.5
86.0	0.9904	0.9904	0.9903	0.9903	0.9902	0.9901	0.9901	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	86.0
86.5	0.9903	0.9902	0.9901	0.9901	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9897	0.9897	0.9896	86.5
87.0	0.9901	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9897	0.9897	0.9896	0.9895	0.9895	0.9894	87.0
87.5	0.9899	0.9898	0.9898	0.9897	0.9896	0.9895	0.9895	0.9894	0.9893	0.9893	0.9892	87.5
88.0	0.9897	0.9896	0.9896	0.9895	0.9894	0.9894	0.9893	0.9892	0.9891	0.9891	0.9890	88.0
88.5	0.9895	0.9895	0.9894	0.9893	0.9892	0.9892	0.9891	0.9890	0.9889	0.9889	0.9888	88.5
89.0	0.9893	0.9893	0.9892	0.9891	0.9890	0.9890	0.9889	0.9888	0.9888	0.9887	0.9886	89.0
89.5	0.9892	0.9891	0.9890	0.9889	0.9889	0.9888	0.9887	0.9886	0.9886	0.9885	0.9884	89.5
90.0	0.9890	0.9889	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	0.9885	0.9884	0.9884	0.9883	0.9882	90.0

API GRAVITY = 15.0 TO 20.0

ANEXO N° 03

Aplicación Cuantitativa de un Descarga de Diesel 2 realizado en el Refinería Conchan.

Consta de los siguientes reportes:

- *A03-01. Reporte de Cantidades de Tierra.*
- *A03-02. Reportes de la capacidad del buque antes y después de la descarga aplicando el método de vacío (Ullages) y sondeo.*
- *A03-03. Reporte de laboratorio de Calidad*
- *A03.-04. Tabla 6B., para determinar el factor de corrección por volumen.*

Vessel Ullage / Sounding and Capacity Report												
			Before		After							
			Load	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
			Discharge	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
			Lightering	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	to		<input type="checkbox"/>	Vessel		
Vessel: M/T "BOWN PRIMAS" Port / Termin CONCHAN Cargo DIESEL 2 Voyage N° --- Date / Time Gauged MAY 11 TH., 2004												
Tank Number	Reference Height	Observed Height	Ullage (m)	Trim/List Correct Ullage	Total Observed Volume (Bbls)	Free Water		Gross Observed Volume (Bbls.)	Temp. (°F / °C)	API@ 60°F	VCF (Table 6B)	Gross Standard Volume (Bbls.)
						Innage/Ullage (ft/m)	Volume (Bbls.)					
PORT												
1	---	---	2,88	2,88	16.106,94	NIL	0	16.106,94	73,0	33,0	0,9941	16.012
2	---	---	EMPTY		0,00	NIL	0	0				0
3	---	---	1,86	1,86	21.313,90	NIL	0	21.313,90	73,0	33,0	0,9941	21.188
4	---	---	1,79	1,79	21.390,66	NIL	0	21.390,66	72,5	33,0	0,9943	21.269
5	---	---	1,85	1,85	21.332,80	NIL	0	21.332,80	72,5	33,0	0,9943	21.211
6	---	---	1,84	1,84	21.360,60	NIL	0	21.360,60	73,0	33,0	0,9943	21.239
7	---	---	3,45	3,45	18.912,70	NIL	0	18.912,70	74,0	33,0	0,9943	18.805
SLOP	---	---	EMPTY			NIL	0	0,00				0
STBD.												
1	---	---	2,31	2,31	16.784,35	NIL	0	16.784,35	73,0	33,0	0,9941	16.685
2	---	---	1,62	1,62	21.112,90	NIL	0	21.112,90	73,1	33,0	0,9941	20.988
3	---	---	1,85	1,85	21.421,75	NIL	0	21.421,75	73,2	33,0	0,9941	21.295
4	---	---	2,05	2,05	21.180,55	NIL	0	21.180,55	72,5	33,0	0,9943	21.060
5	---	---	1,85	1,85	21.421,70	NIL	0	21.421,70	72,2	33,0	0,9945	21.304
6	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0,00	0,0	0,0	0	0
7	---	---	3,27	3,27	19.280,10	NIL	0	19.280,10	74,5	33,0	0,9934	19.153
SLOP	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0	0,0	0	0	0
CENT												
SLOP	---	---	15,35	15,35	175,36	NIL	0	(FOR REFERENCE ONLY)		0	0	0
					0	NIL	0	0	0	0	0	0
Capacity of vessel lines (Bbls) When this form is used for on-board quantity/remaining on board, transfer this number to the OBQ/ROB report.												
Gross standard volume (m3/l)			----			Draft forward (ft/m)		10,55 m.		Signatures Vessel Representative _____ Terminal Representative _____ Measurement Representative _____		
Gross standard volume (Bbls.)			240.209			Draft aft (ft/m)		10,55 m.				
Plus free water			0			List (degrees) P/S		0				
Total calculated volume			240.209			Sea valve seal numbers:						
API gravity 60°F / density 15°C			33,0			Port		989901				
Percent sediment and water			0,00			Starboard		989902				
Weight conversion factor (Table 13)			0,13645			Overboard		989903				
TCW (tons.)			32776,550			Overboard Starboard		989904				

Vessel Ullage / Sounding and Capacity Report												
			Before	After								
			Load	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
			Discharge	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
			Lightering	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	to	<input type="checkbox"/>	Vessel			
Vessel: M/T "BOWN PRIMAS" Port / Termin CONCHAN Cargo DIESEL 2 Voyage N° --- Date / Time Gauged MAY 12 TH., 2004												
Tank Number	Reference Height	Observed Height	Ullage (m)	Trim/List Correct Ullage	Total Observed Volume (Bbls)	Free Water		Gross Observed Volume (Bbls.)	Temp. (°F / °C)	API@ 60°F	VCF (Table 6B)	Gross Standard Volume (Bbls.)
PORT												
1			EMPTY		0,00	NIL	0	0,00				0
2	---	---	EMPTY		0,00	NIL	0	0,00				0
3	---	---	1,86	1,86	21.339,00	NIL	0	21.339,00	73,0	33,0	0,9941	21.213
4	---	---	EMPTY		0,00	NIL	0	0,00				0
5	---	---	1,83	1,83	21.368,79	NIL	0	21.368,79	72,5	33,0	0,9943	21.247
6	---	---	6,75	6,75	14.115,65	NIL	0	14.115,65	74,0	33,0	0,9936	14.025
7	---	---	EMPTY		0,00	NIL	0	0,00				0
SLOP	---	---	EMPTY		0,00	NIL	0	0,00				0
STBD.												
1	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0,00				0
2	---	---	1,62	1,62	21.112,67	NIL	0	21.113	73,1	33,0	0,9941	20.988
3	---	---	1,85	1,85	21.410,45	NIL	0	21.410	73,2	33,0	0,9941	21.284
4	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0				0
5	---	---	1,86	1,86	21.397,78	NIL	0	21.398	72,2	33,0	0,9945	21.280
6	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0				0
7	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0				0
SLOP	---	---	EMPTY	EMPTY	0,00	NIL	0	0				0
CENT												
SLOP	---	---	15,35	15,35	176,43	NIL	0	(FOR REFERENCE ONLY)		0	0	0
	---	---	---	---	0	NIL	0	0	0	0	0	0
Capacity of vessel lines (Bbls) When this form is used for on-board quantity/remaining on board, transfer this number to the OBQ/ROB report.												
Gross standard volume (m3/l)			---			Draft forward (ft/m)		8,75 m.		Signatures _____ Vessel Representative _____ Terminal Representative _____ Measurement Representative		
Gross standard volume (Bbls.)			120.037			Draft aft (ft/m)		8,75 m.				
Plus free water			0			List (degrees) P/S		0				
Total calculated volume			120.037			Sea valve seal numbers:						
API gravity 60°F / density 15°C			33,0			Port		989901				
Percent sediment and water			0,00			Starboard		989902				
Weight conversion factor (Table 13)			0,13645			Overboard		989903				
TCW (tons.)			16.379,049			Overboard Starboard		989904				
Total Discharged (G.S.V. Bbls.)			120.172									

LABORATORY REPORT OF QUALITY

DATE:	MAY 11 TH., 2004	SAMPLE FROM:	SHIP'S TANKS COMPOSITE
CLIENT :	PERU PETROLEUM CORPORATION	SAMPLE SUBMITTED BY:	SURVEYOR
PRODUCT:	DIESEL 2	ANALYSIS PERFORMED BY:	TERMINAL REPRESENTATIVE
VESSEL:	B/T "BOWN PRIMAS"	OUR JOB N°	LAB.CONCHAN. 00879-04
TERMINAL:	CONCHAN (PERU)		

The above laboratory sample was examined and the following results obtained in our laboratory:

SAMPLE ORIGIN	TEST	METHOD	RESULTS
MUESTRA COMPOSITIVA DEL B/T	Apperance	Visual	C/B
	Destilation Range / °C	ASTM D 86	
	Initial Boiling Point		190,0
	5% Recovered		210,0
	10% Recovered		236,0
	20% Recovered		256,0
	50% Recovered		296,0
	90% Recovered		347,0
	95% Recovered		360,0
	Finished Boiling Point		370,0
	Recovered %		98,5
	Residue		1,0
	Loss %		0,5
	Flash point, ° C	ASTM D 93	77,0
	Kinematic Viscosity, cSt, at 37,8 °C	ASTM D 445	435
	Cetane Index	ASTM D 976	49
	API Gravity at 60° F	ASTM D 287	32,9
	Color ASTM	ASTM D 1500	0,5
	Sulphur, % / Weight	ASTM D 4294	0,54

TABLE 6A. GENERALIZED CRUOE OILS
VOLUME CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F											TEMP. F	
	30.0	30.5	31.0	31.5 FACTOR	32.0 FOR CORRECTING	32.5 VOLUME TO	33.0 60 F	33.5	34.0	34.5	35.0		
60.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	60.0
60.5	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	60.5
61.0	0.9996	0.9996	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	61.0
61.5	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	0.9993	61.5
62.0	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	0.9991	62.0
62.5	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989	0.9989	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	0.9988	62.5
63.0	0.9987	0.9987	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	0.9986	63.0
63.5	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	0.9984	63.5
64.0	0.9982	0.9982	0.9982	0.9982	0.9982	0.9982	0.9982	0.9982	0.9981	0.9981	0.9981	0.9981	64.0
64.5	0.9980	0.9980	0.9980	0.9980	0.9979	0.9979	0.9979	0.9979	0.9979	0.9979	0.9979	0.9979	64.5
65.0	0.9978	0.9978	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9977	0.9976	0.9976	65.0
65.5	0.9975	0.9975	0.9975	0.9975	0.9975	0.9975	0.9975	0.9975	0.9974	0.9974	0.9974	0.9974	65.5
66.0	0.9973	0.9973	0.9973	0.9973	0.9973	0.9972	0.9972	0.9972	0.9972	0.9972	0.9972	0.9972	66.0
66.5	0.9971	0.9971	0.9971	0.9970	0.9970	0.9970	0.9970	0.9970	0.9970	0.9969	0.9969	0.9969	66.5
67.0	0.9969	0.9969	0.9968	0.9968	0.9968	0.9968	0.9968	0.9967	0.9967	0.9967	0.9967	0.9967	67.0
67.5	0.9967	0.9966	0.9966	0.9966	0.9966	0.9966	0.9965	0.9965	0.9965	0.9965	0.9965	0.9964	67.5
68.0	0.9964	0.9964	0.9964	0.9964	0.9963	0.9963	0.9963	0.9963	0.9963	0.9963	0.9962	0.9962	68.0
68.5	0.9962	0.9962	0.9962	0.9961	0.9961	0.9961	0.9961	0.9961	0.9960	0.9960	0.9960	0.9960	68.5
69.0	0.9960	0.9960	0.9959	0.9959	0.9959	0.9959	0.9958	0.9958	0.9958	0.9958	0.9958	0.9957	69.0
69.5	0.9958	0.9957	0.9957	0.9957	0.9957	0.9956	0.9956	0.9956	0.9956	0.9956	0.9955	0.9955	69.5
70.0	0.9955	0.9955	0.9955	0.9955	0.9954	0.9954	0.9954	0.9953	0.9953	0.9953	0.9953	0.9953	70.0
70.5	0.9953	0.9953	0.9953	0.9952	0.9952	0.9952	0.9951	0.9951	0.9951	0.9951	0.9951	0.9950	70.5
71.0	0.9951	0.9951	0.9950	0.9950	0.9950	0.9949	0.9949	0.9949	0.9948	0.9948	0.9948	0.9948	71.0
71.5	0.9949	0.9948	0.9948	0.9948	0.9947	0.9947	0.9947	0.9946	0.9946	0.9946	0.9945	0.9945	71.5
72.0	0.9946	0.9946	0.9946	0.9945	0.9945	0.9945	0.9944	0.9944	0.9944	0.9944	0.9943	0.9943	72.0
72.5	0.9944	0.9944	0.9944	0.9943	0.9943	0.9943	0.9942	0.9942	0.9941	0.9941	0.9941	0.9941	72.5
73.0	0.9942	0.9942	0.9941	0.9941	0.9941	0.9940	0.9940	0.9939	0.9939	0.9939	0.9938	0.9938	73.0
73.5	0.9940	0.9939	0.9939	0.9939	0.9938	0.9938	0.9938	0.9937	0.9937	0.9937	0.9936	0.9936	73.5
74.0	0.9938	0.9937	0.9937	0.9936	0.9936	0.9936	0.9935	0.9935	0.9934	0.9934	0.9934	0.9934	74.0
74.5	0.9935	0.9935	0.9935	0.9934	0.9934	0.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9932	0.9931	0.9931	74.5
75.0	0.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9931	0.9931	0.9931	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929	0.9929	75.0

125

API GRAVITY 30.0 TO 35.0

TABLE 6B. GENERALIZED PRODUCTS
VOLUME CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F											TEMP. F	
	30.0	30.5	31.0	31.5 FACTOR	32.0 FOR CORRECTING	32.5 VOLUME TO	33.0 60 F	33.5	34.0	34.5	35.0		
75.0	0.9933	0.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9932	0.9932	0.9931	0.9931	0.9931	0.9931	0.9931	75.0
75.5	0.9931	0.9931	0.9930	0.9930	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929	0.9929	0.9928	0.9928	0.9928	75.5
76.0	0.9929	0.9928	0.9928	0.9928	0.9928	0.9927	0.9927	0.9927	0.9926	0.9926	0.9926	0.9926	76.0
76.5	0.9927	0.9926	0.9926	0.9926	0.9925	0.9925	0.9925	0.9924	0.9924	0.9924	0.9924	0.9924	76.5
77.0	0.9924	0.9924	0.9924	0.9923	0.9923	0.9923	0.9922	0.9922	0.9922	0.9922	0.9921	0.9921	77.0
77.5	0.9922	0.9922	0.9921	0.9921	0.9921	0.9921	0.9920	0.9920	0.9920	0.9919	0.9919	0.9919	77.5
78.0	0.9920	0.9920	0.9919	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	0.9918	0.9917	0.9917	0.9917	0.9917	78.0
78.5	0.9918	0.9917	0.9917	0.9917	0.9916	0.9916	0.9916	0.9915	0.9915	0.9915	0.9914	0.9914	78.5
79.0	0.9915	0.9915	0.9915	0.9914	0.9914	0.9914	0.9913	0.9913	0.9913	0.9912	0.9912	0.9912	79.0
79.5	0.9913	0.9913	0.9912	0.9912	0.9912	0.9911	0.9911	0.9911	0.9910	0.9910	0.9910	0.9910	79.5
80.0	0.9911	0.9911	0.9910	0.9910	0.9909	0.9909	0.9909	0.9908	0.9908	0.9908	0.9907	0.9907	80.0
80.5	0.9909	0.9908	0.9908	0.9908	0.9907	0.9907	0.9906	0.9906	0.9906	0.9905	0.9905	0.9905	80.5
81.0	0.9906	0.9906	0.9906	0.9905	0.9905	0.9905	0.9904	0.9904	0.9903	0.9903	0.9903	0.9903	81.0
81.5	0.9904	0.9904	0.9903	0.9903	0.9903	0.9902	0.9902	0.9902	0.9901	0.9901	0.9900	0.9900	81.5
82.0	0.9902	0.9902	0.9901	0.9901	0.9900	0.9900	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9898	0.9898	82.0
82.5	0.9900	0.9899	0.9899	0.9899	0.9898	0.9898	0.9897	0.9897	0.9897	0.9896	0.9896	0.9896	82.5
83.0	0.9898	0.9897	0.9897	0.9896	0.9896	0.9895	0.9895	0.9895	0.9894	0.9894	0.9893	0.9893	83.0
83.5	0.9895	0.9895	0.9894	0.9894	0.9894	0.9893	0.9893	0.9892	0.9892	0.9891	0.9891	0.9891	83.5
84.0	0.9893	0.9893	0.9892	0.9892	0.9891	0.9891	0.9890	0.9890	0.9890	0.9889	0.9889	0.9889	84.0
84.5	0.9891	0.9890	0.9890	0.9889	0.9889	0.9889	0.9888	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	0.9886	84.5
85.0	0.9889	0.9888	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	0.9886	0.9885	0.9885	0.9885	0.9884	0.9884	85.0
85.5	0.9886	0.9886	0.9885	0.9885	0.9885	0.9884	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9882	0.9882	85.5
86.0	0.9884	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9882	0.9881	0.9881	0.9880	0.9880	0.9879	0.9879	86.0
86.5	0.9882	0.9881	0.9881	0.9880	0.9880	0.9879	0.9879	0.9879	0.9878	0.9878	0.9877	0.9877	86.5
87.0	0.9880	0.9879	0.9879	0.9878	0.9878	0.9877	0.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9875	0.9875	87.0
87.5	0.9877	0.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9875	0.9874	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	0.9872	87.5
88.0	0.9875	0.9875	0.9874	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	0.9872	0.9871	0.9871	0.9870	0.9870	88.0
88.5	0.9873	0.9872	0.9872	0.9871	0.9871	0.9870	0.9870	0.9869	0.9869	0.9868	0.9868	0.9868	88.5
89.0	0.9871	0.9870	0.9870	0.9869	0.9869	0.9868	0.9868	0.9867	0.9866	0.9866	0.9865	0.9865	89.0
89.5	0.9868	0.9868	0.9867	0.9867	0.9866	0.9866	0.9865	0.9865	0.9864	0.9864	0.9863	0.9863	89.5
90.0	0.9866	0.9866	0.9865	0.9865	0.9864	0.9864	0.9863	0.9862	0.9862	0.9861	0.9861	0.9861	90.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

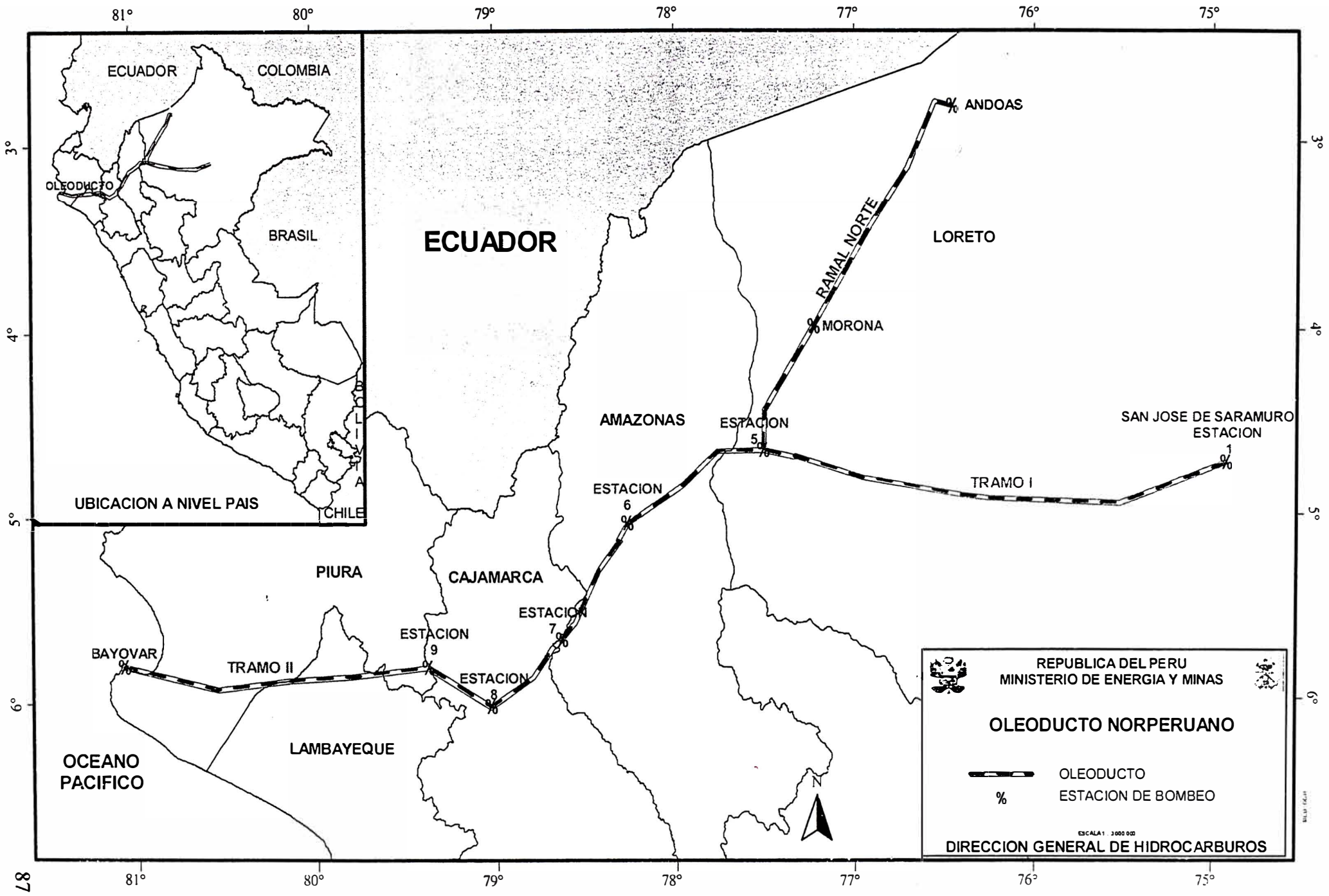
126


API GRAVITY = 30.0 TO 35.0

ANEXO N° 04


Relación de gráficos ilustrativos para el siguiente trabajo:

- *A04-00. Oleoducto Nor Peruano*
- *A04-00. Facilidades de almacenamiento.*
- *Figura-01. Tanque de Techo Cónico*
- *Figura-02. Tanque de Techo Flotante convexo.*
- *Figura-03. Tanque de techo Flotante tipo Ponton*
- *Figura-04. Equipo típico de sonda / Ullage.*
- *Figura-05. Ensamblaje típico de Termómetro de Líquido en vidrio.*
- *Figura-06. Termómetro electrónico Portable.*
- *Figura-07 y 07a. Equipos de muestreo.*
- *Figura-08. Medición manual de tanques por sonda y ullages.*
- *Figura-09. Medición de agua libre.*
- *Figura-10. Profundidades de muestreo en tanque de buque y barcazas.*
- *Figura-11. Solo el casco de un Buque Tanque.*
- *Figura-12. Sección transversal de un casco típico doble.*

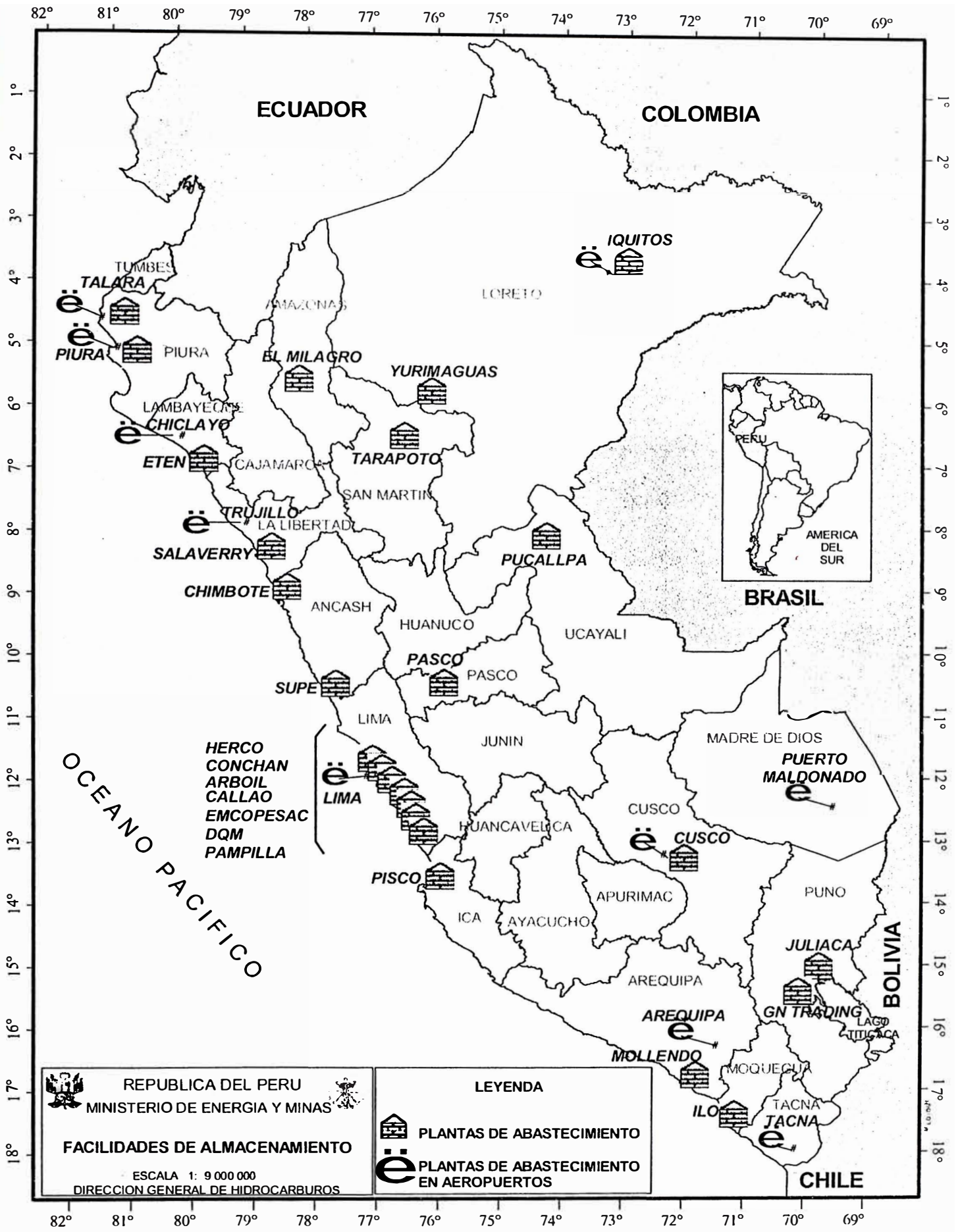



REPUBLICA DEL PERU
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS


OLEODUCTO NORPERUANO

 OLEODUCTO
 ESTACION DE BOMBEO

ESCALA: 1:2000000
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS



NOVIEMBRE 2004

FIGURA 01

Tanque Techo Cónico (Conc Roof)

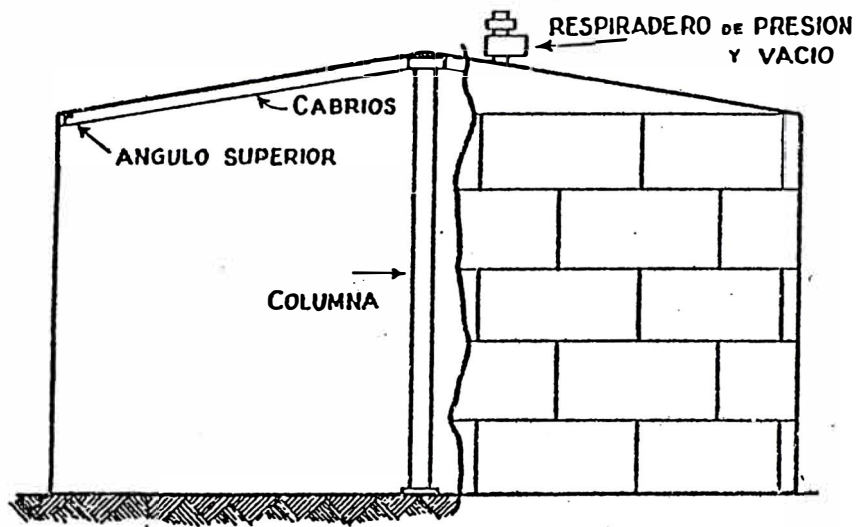


FIGURA 02
Tanque con Techo Flotante convexo (Pan Type)

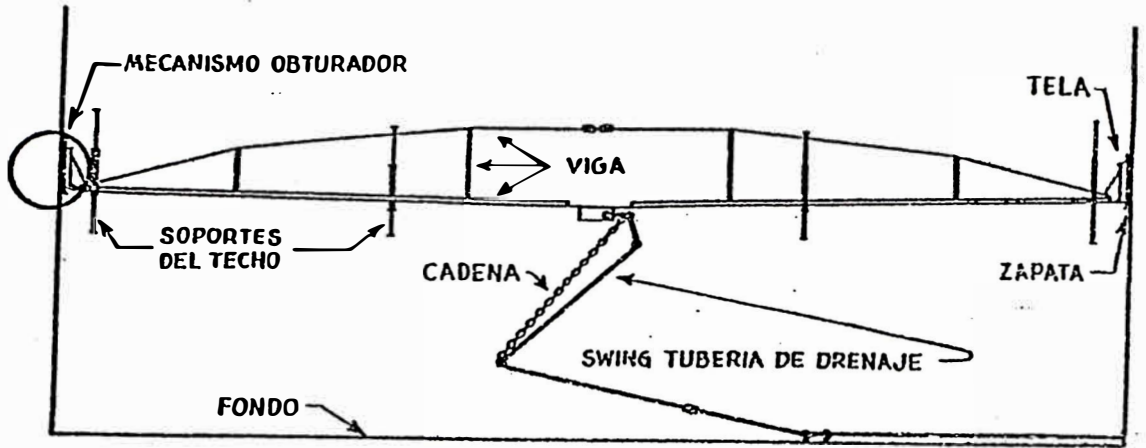
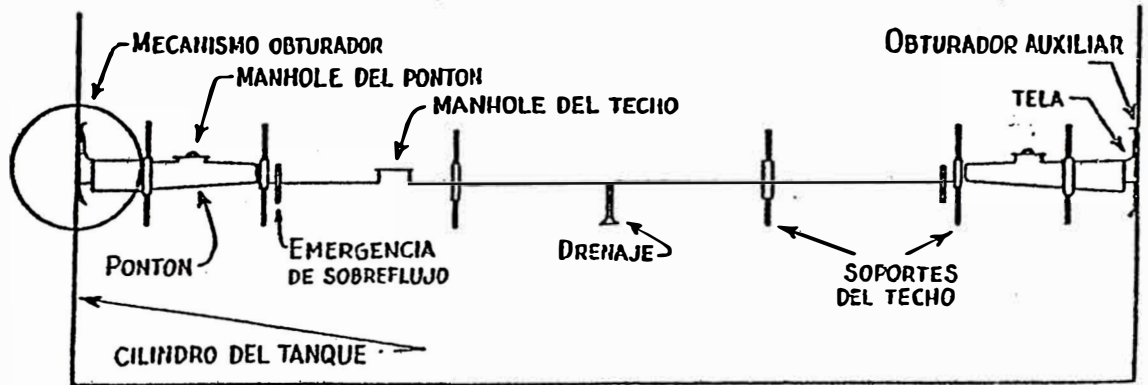
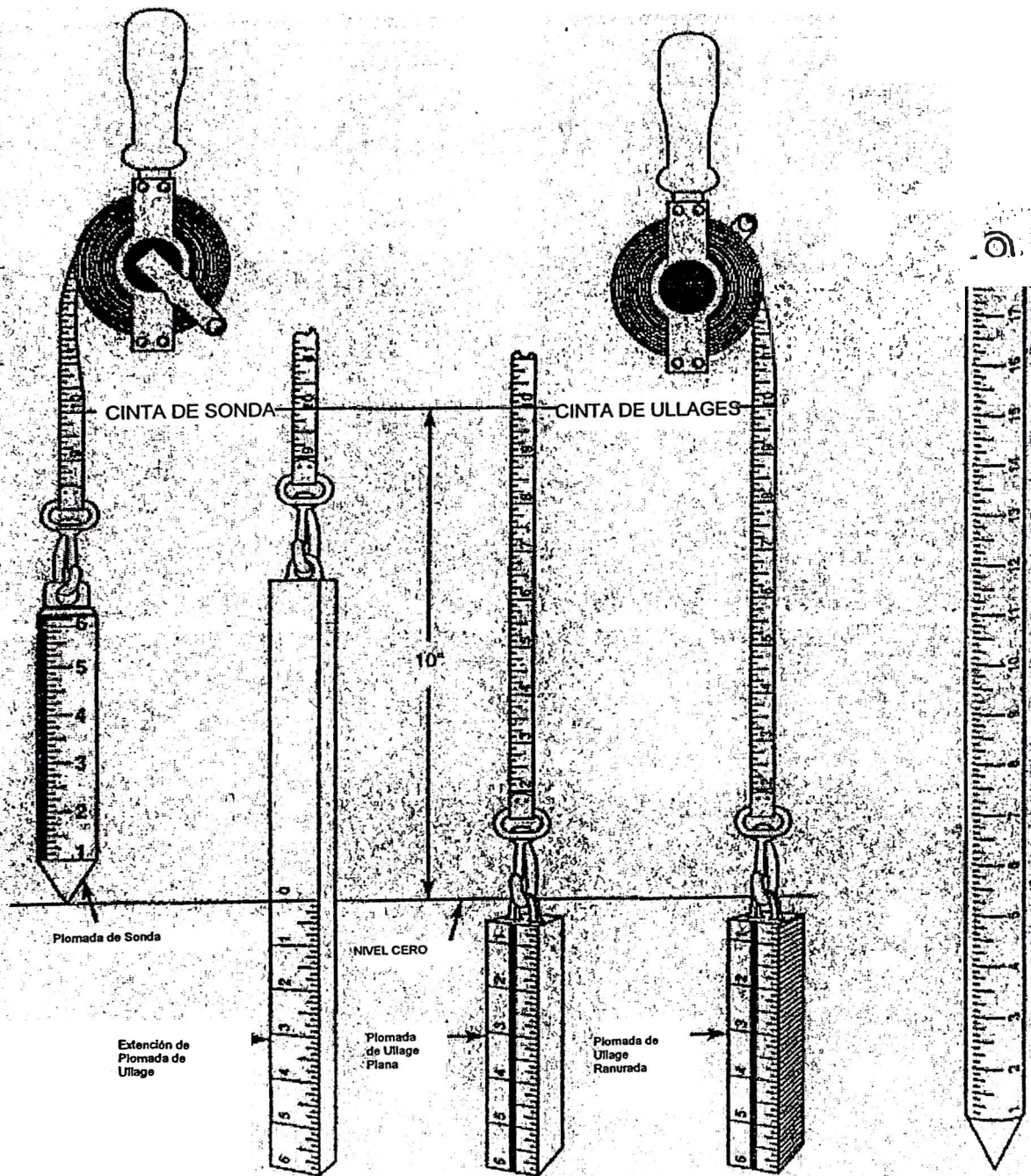


FIGURA 03
Tanque de Techo Flotante tipo Ponton P (ontoon Type)





Cintas y Plomadas de Medición Típicas

Barra de Medición Típica de agua

Fig.04 EQUIPO TÍPICO DE SONDA / ULLAGE

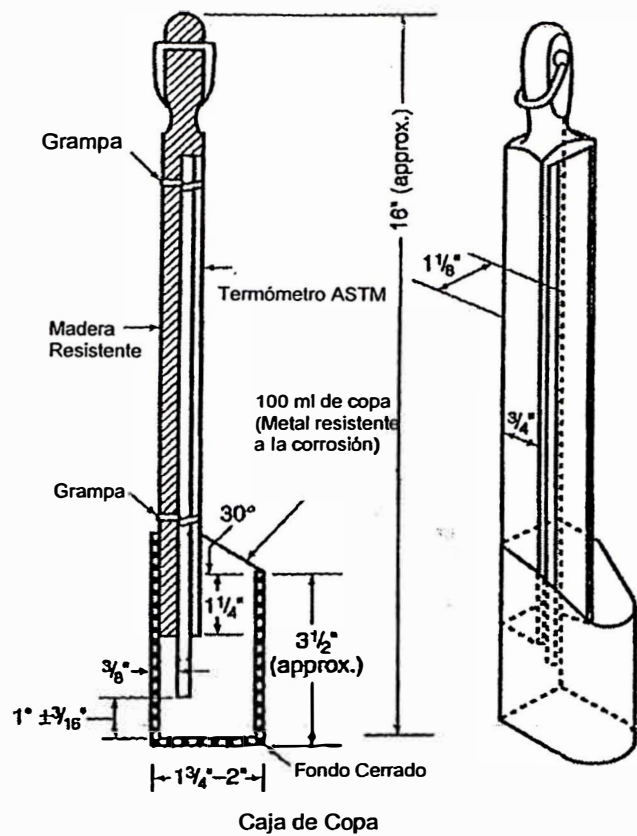


Fig.05- Ensamblaje Típico de Termómetro de Líquido en Vidrio.

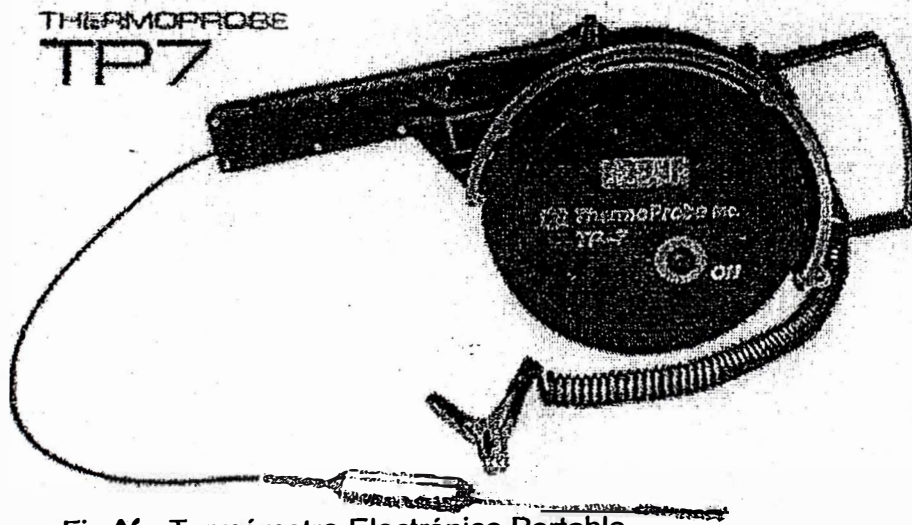


Fig.06- Termómetro Electrónico Portable

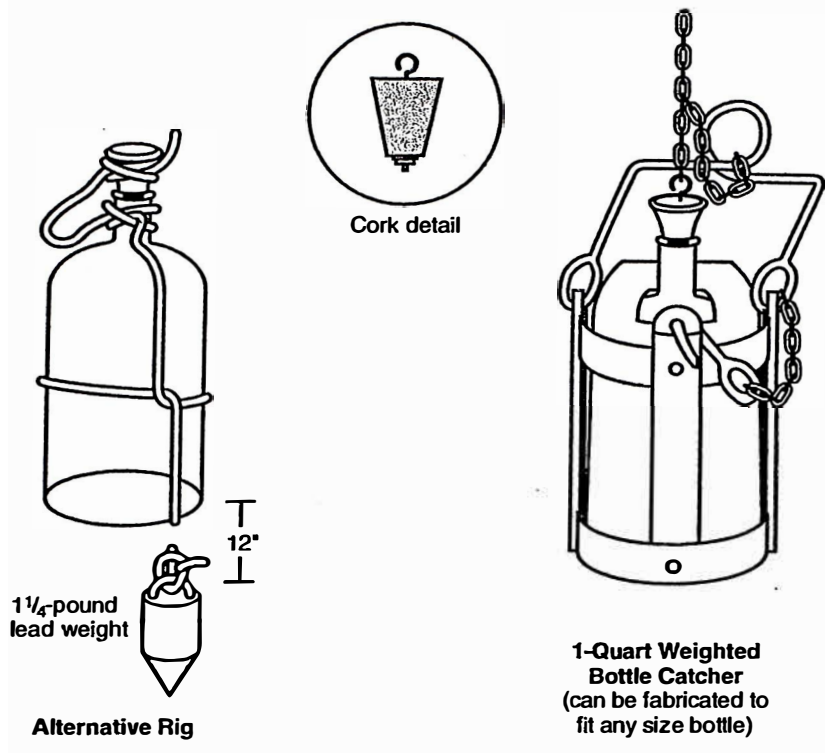


Figure 7—Typical Container Assemblies for Bottle Sampling

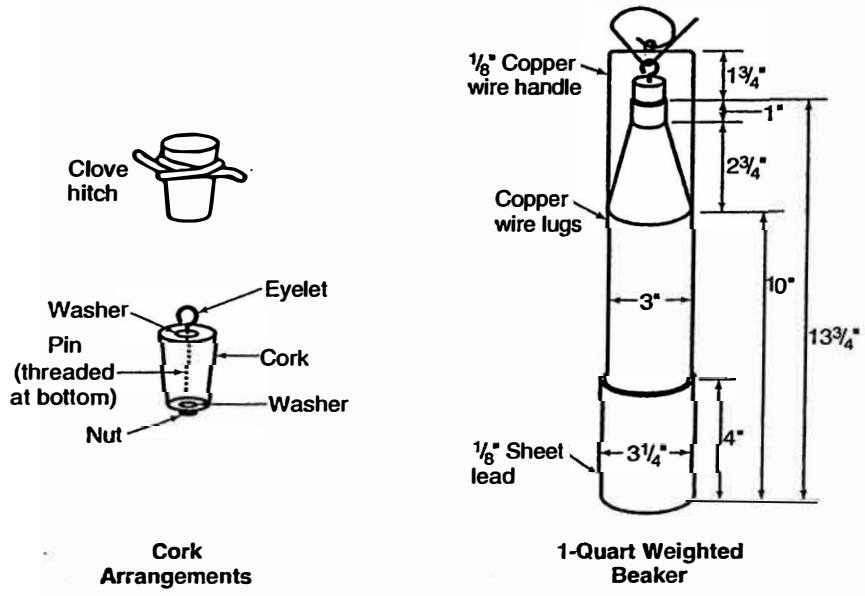
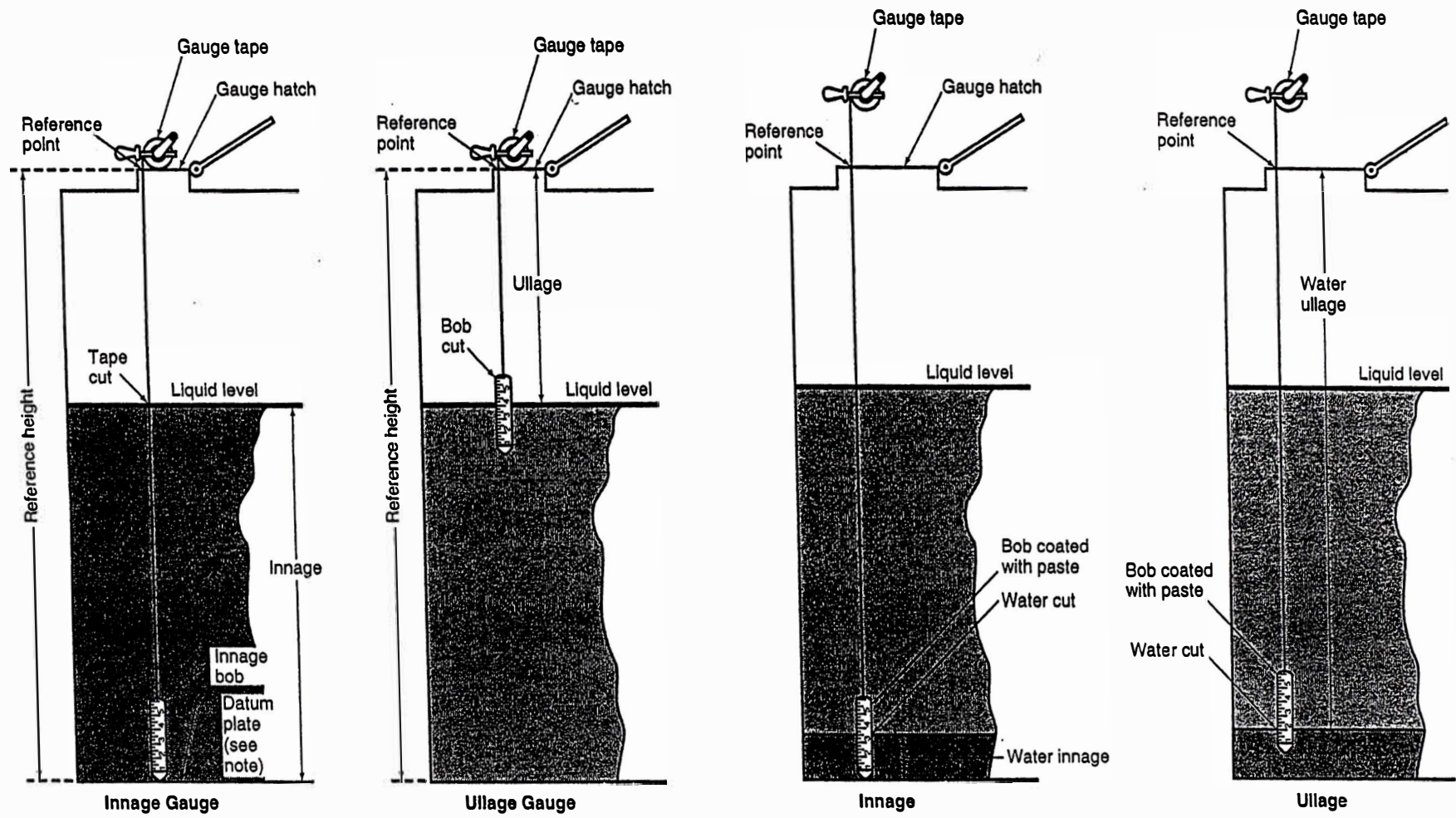


Figure 7a—Typical Container Assemblies for Beaker Sampling



Note: The datum plate may actually be the ship's bottom, a striking plate, or another point from which the reference height is measured.

Figure 08—Manual Tank Gauging

Figure 09—Measurement of Free Water

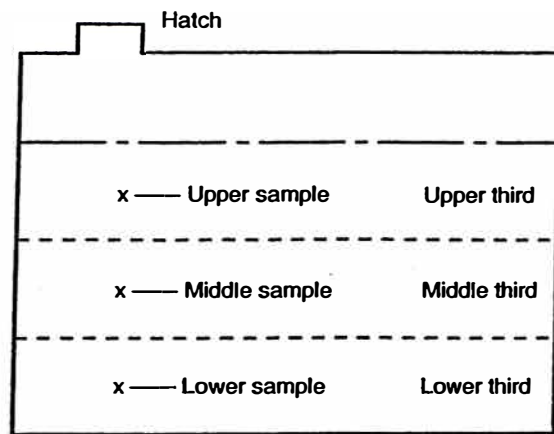


Figure 10—Sampling Depths in Ship or Barge Tank

General arrangement of vessel cargo tanks

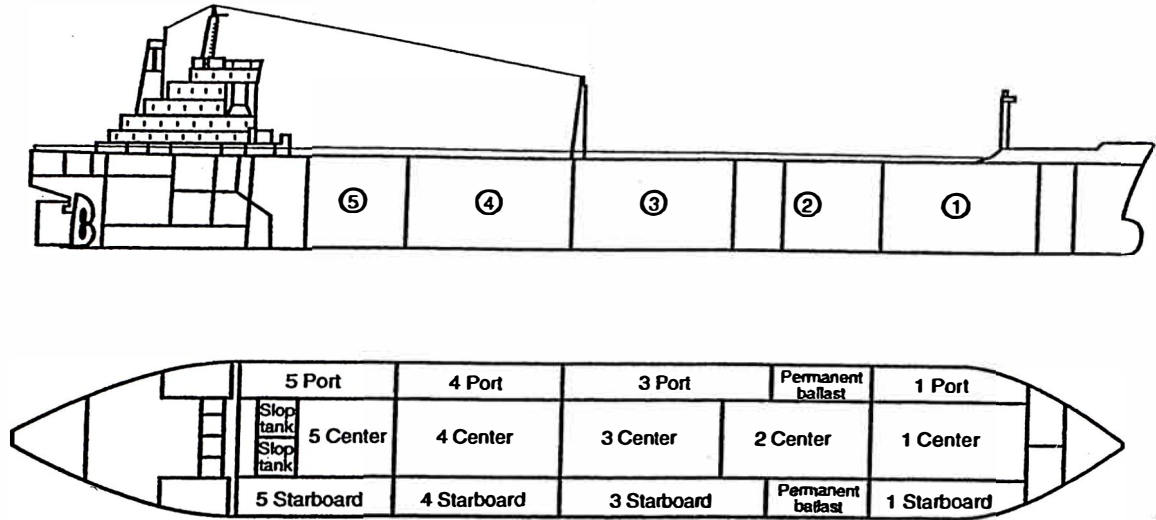


Figure 11 —Single Hull Ship

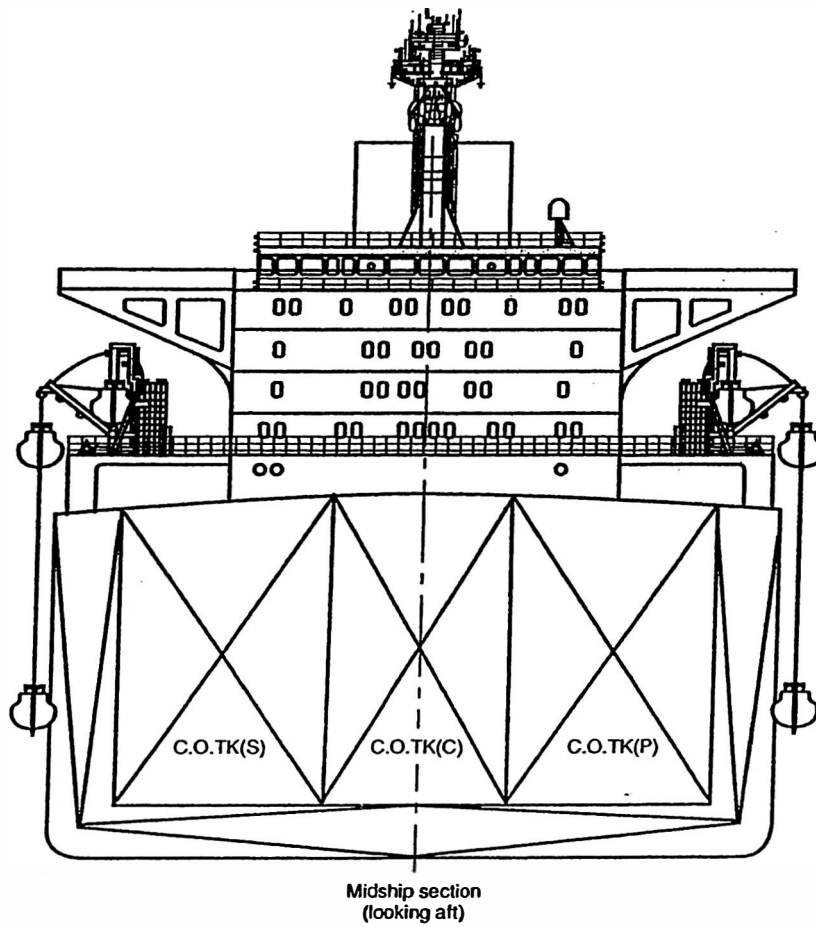


Figure 12 —Typical Double Hull Cross Section

13. BIBLIOGRAFÍA

- *2004 ANNUAL BOOK OF ASTM STANDARDS*
- *Manual API*
- *Manual de Petróleo de Medidas Standards Capitulo 17. Mediciones Marinas Sección 1 y 2.*
- *Perú the Top – 10.000 COMPANIES 2004. Los 10.000 Principales Empresas del Perú.*
- *Nomenclatura t Términos Generales Relativos al MARPOL 73 / 78.*
- *Manual de Procedimientos para Inspectores de Buques Tanques – PETROPERU.*
- *ENAMM – Curso Especializado en Buques Tanques y Gaseros.*
- *Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos (D.S. N° 026-94-EM). – Ministerio de Energía y Minas.*
- *Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (DS N° 052-93-EM) – Ministerio de Energía y Minas.*
- *Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos. (DS N° 030-98-EM) – Ministerio de Energía y Minas.*
- *EXPERIENCIAS PROPIAS DEL AUTOR DE ESTE TRABAJO.*