

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"AUDITORIA TECNICA PARA OPERACIONES DE CARGA Y
DESCARGA DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GLP EN
BUQUES TANQUE"**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUIMICO**

JOSE ALFREDO SALINAS COAGUILA

PROMOCION 93-0

LIMA-PERU-1996

Esta Tesis esta
dedicada a mis
padres: Juvenal y
Biviana y a mi
hermana Ana.

CONTENIDO

1.- Introducción	1
1.1. Conceptos Fundamentales	2
1.2. Descripción de Términos	2
2.- Pautas para Implementar la Inspección	9
2.1. Antes, durante y después del cargamento	9
2.2. Antes, durante y después de la descarga	13
2.3. Cálculos y esquema de las principales operaciones	20
2.4. Documentación aplicable para diferentes operaciones	33
3.- Procedimientos para obtener muestras representativas de petróleo crudo, derivados y GLP	54
3.1. Instrumentación de muestreo	55
3.2. Procedimientos de muestreo	56
3.3. Consideraciones en muestreo automático	57
4.- Eficiencia de medidas complementarias en inspecciones	62
4.1. Aplicación de criterios en medición de petróleo, derivados y GLP	63
4.2. Exactitud en la determinación de temperatura de petróleo y productos derivados	70
5.- Relación entre los resultados y la precisión para determinar conformidad con las especificaciones	72

6.- Optimización del nivel de calidad del sistema descrito	83
6.1. Inspección en las diferentes etapas del proceso	85
6.2 .Selección del esquema de muestreo	87
6.3 .Operaciones de inspección por muestreo	90
6.4 .Administración de los resultados de inspección.....	96
7.- Medidas preventivas para las condiciones operacionales en derrames de hidrocarburos- contaminación - recuperación	98
7.1 .Daños por contaminación de hidrocarburo	99
7.2 .Identificación de derrames de productos	100
7.3 .Predicción del comportamiento del hidrocarburo derramado en el agua..	104
7.4 .Plan de contingencia para derrames de hidrocarburos	106
7.5 .Contención de un derrame	109
7.6 .Recuperación del hidrocarburo	115
8.- Legislación del comercio marítimo y del medio ambiente	121
8.1 .Acuerdos internacionales para la protección ambiental	122
8.2 .Convenio Marpol 73/ 78 y la polución por embarcaciones marinas.....	128
8.3 .Legislación peruana para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos	138
8.4 .Legislación de otros países para la prevención de polución y normas de inspección	140
9.- Evaluación económica del sistema	147
9.1 Costos de implementación del sistema	147
10.- Conclusiones y Recomendaciones	155
11 .- Bibliografía	157

12.- Anexos	163
12.1 .Programas para cálculos en inspecciones a bordo	164
12.2 .Riesgos de incendios / explosiones	170

1.- Introducción

La presente tesis tiene como intención la de hacer conocer las tareas que se realizan en operaciones de carga y descarga así como la de evitar los posibles errores que puedan cometerse, utilizando para ello criterios y mejoras del programa de inspección, es decir optimizar el nivel de calidad de inspección.

Los acuerdos entre las partes interesadas para la transferencia de volúmenes de petróleo deberán de ser claros para que puedan ser ejecutados sin problemas, evitando una lamentable pérdida que por su magnitud resulte económicamente costoso.

No menos importante es la determinación de la calidad del producto que es suministrado por la planta que transfiere el mismo y es por esa razón que su correcta interpretación valoriza la carga como aceptable para su comercialización.

Por razones de seguridad los controles permitidos en estas operaciones son de suma importancia, si es que no se quiere cometer algún lamentable suceso, y si es a nivel de contaminación del mar, esto es aun peor. Analizando las consecuencias y las posibles soluciones de derrame de petróleo o derivados, se busca en la presente tesis de tal manera que pueda servir de ayuda para un no deseado acontecimiento.

Las leyes peruanas, así como las leyes extranjeras contemplan estas acciones, además de los acuerdos internacionales para la protección ambiental que de alguna manera son ejecutables en países que hacen respetar sus derechos.

El convenio Marpol 73/78 describe las normas de descarga de los fluidos, que para nuestro trabajo lo aplicaremos en el petróleo y derivados. Ahora, bien su interpretación y su ejecución es un típico aparte para su análisis por el alto grado de importancia.

1.1 Conceptos Fundamentales:

En inspecciones de buques se debe tener en cuenta las denominaciones que se atribuyen a las operaciones propiamente marinas tales como la diferencia que existe entre peso muerto y desplazamiento. Al primero de ellos se considera al peso que pueda tener al considerar al lastre, agua dulce, bunker, constante y cargamento; a diferencia del segundo, al cual se le considera de manera adicional al peso del buque vacío.

Una vez que se ha calculado el calado medio, se debe de encontrar el desplazamiento correspondiente en las escalas de peso muerto o en las tablas hidrostáticas de desplazamiento. Se debe tener en cuenta que las escalas o tablas hidrostáticas se dan en valores en toneladas largas o en toneladas métricas de agua de una aparente y especificada densidad. Esta densidad aparente puede ser de 1,000 para el agua dulce y 1,025 para el agua de mar. Consecuentemente el desplazamiento es el peso total del agua desplazado por el buque.

Cuando se habla de correcciones del desplazamiento en tanques por el efecto de calado y de escora nos referimos a las inclinaciones que sufre el buque como consecuencia del vaivén constante del mar.

El calado se define como la distancia entre la línea de flotación y la base de la quilla y esta se expresa como corrección por trimado siendo entonces la diferencia entre el calado de proa y popa debido a la rotación del buque alrededor de un eje transversal directamente del centro de flotación. La corrección por escora esta dado por el movimiento entre babor y estribor. Siempre que se realiza la inspección, el trato de toda la operación se realiza con el capitán que a su vez puede delegar su función a su primer oficial y este pueden rotar con el de turno.

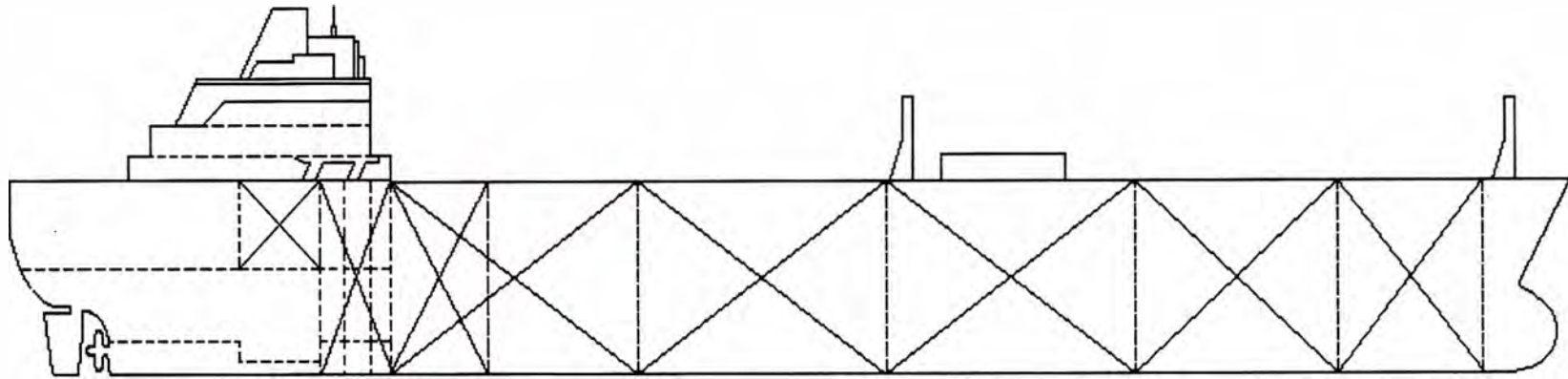
1.2. Descripción de Términos:

Los siguientes Términos son los mas usados durante la inspección:

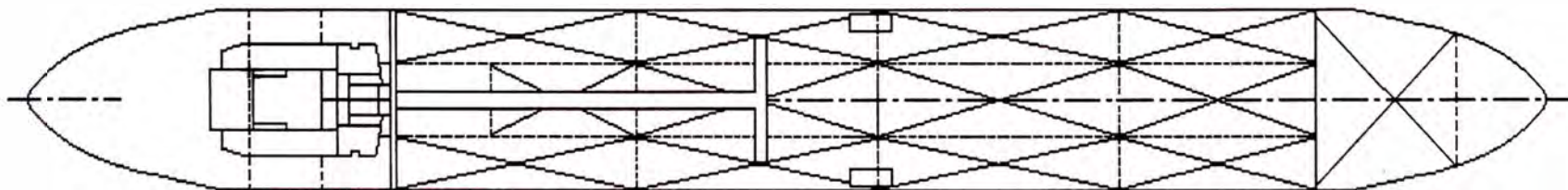
“Automatic Tank Gauge” ,(Sondador automático) es un instrumento capaz de indicar el nivel del producto desde un punto distante del lugar donde se encuentra normalmente el que realiza el sondaje manual.

Popa : Parte posterior de la nave

Proa : Parte delantera de la nave



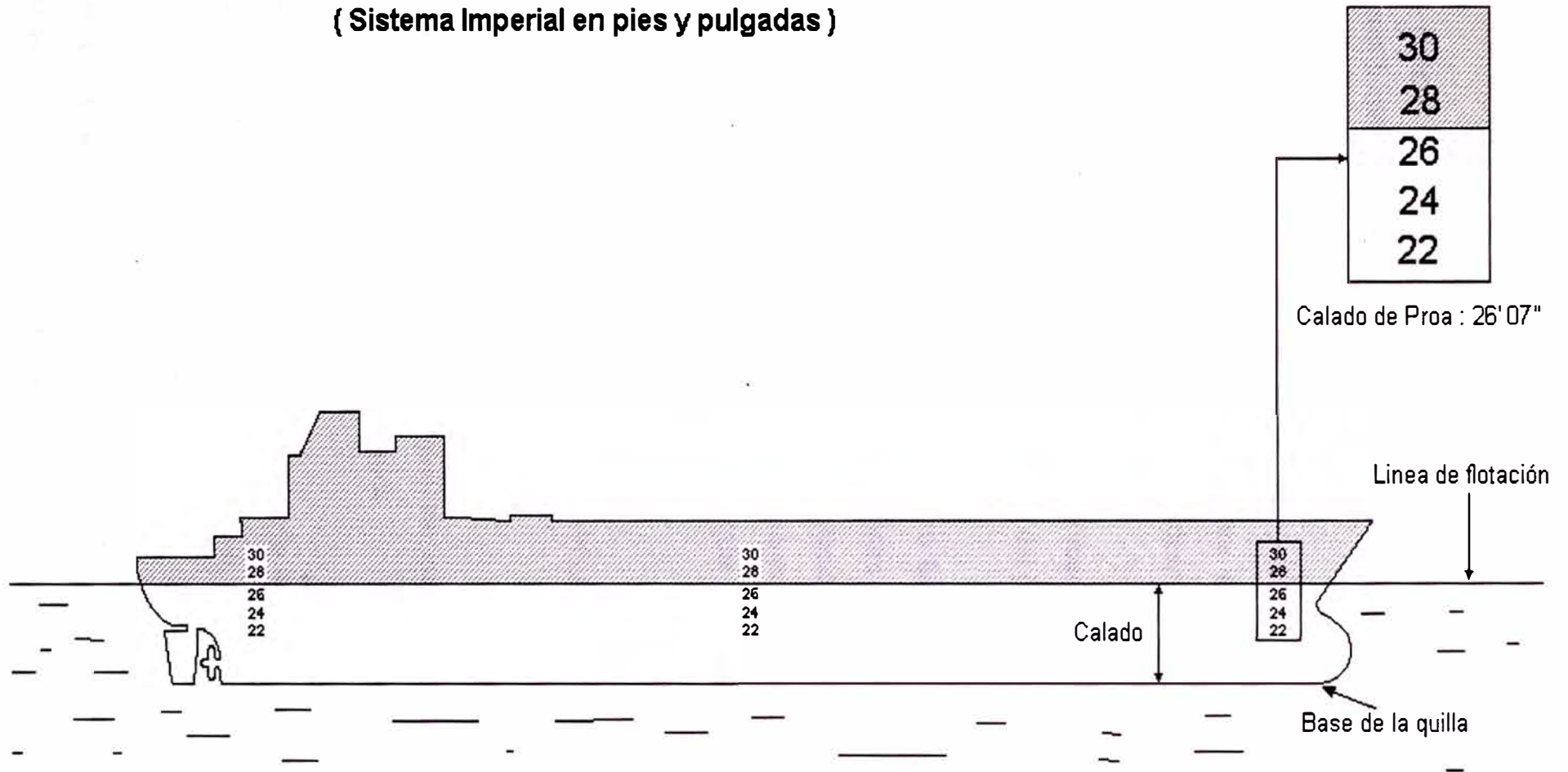
Babor : Lado izquierdo de la embarcación mirando a proa.



Estribor : Costado derecho del navio

UBICACIONES EN EL BUQUE TANQUE

LECTURA DE CALADOS (Sistema Imperial en pies y pulgadas)



Calado: Distancia entre la línea de flotación y la base de la Quilla.

Lastre, es el agua que se toma el buque cuando se encuentra vacío o parcialmente cargado para incrementar el calado logrando de esta manera sumergir debidamente el hélice y mantener la estabilidad del trimado.

“Clingage” , se denomina así a los residuos que se quedan adheridos a las superficies y a las estructuras internas de un tanque después de haberse vaciado.

“Gauge reference height” (punto de referencia para medir la altura) es la distancia desde el punto de golpeo en el fondo hasta la marca del punto de referencia.

“Load on Top” (LOT), consiste este procedimiento en habilitar unos tanques de recuperación a los que no se bombea petróleo, ni lastre sino solo los residuos de la limpieza de tanques las cuales se separan por decantación. El agua decantada, y por tanto libre de residuos y limpia, puede ya bombearse al mar, mientras que los residuos de petróleo quedan a bordo para que se cargue sobre o por encima de ellos el nuevo cargamento de crudo.

“Innage Gauge” (sonda), es la medida desde la superficie del líquido hasta el fondo del tanque.

“Ullage” (medida del espacio vacío del tanque), es una medida desde el punto de referencia de la medición hasta el nivel del líquido.

“Slop Tank” (tanque de residuos), es el tanque donde se depositan los residuos del lavado con el fin de separar los hidrocarburos del agua. La recuperación viene a ser el LOT.

“Volumen Correction Factor” (VCF), es el coeficiente que obtiene para los productos del petróleo a una determinada densidad y temperatura. El producto del volumen del petróleo y el factor de corrección de volumen es igual al volumen del líquido a una temperatura normalizada 60° F o 15° C.

“Weight Conversion Factor” (WCF), es un factor variable relacionado con la densidad y se usa para convertir el volumen a temperatura standard, a peso.

Sedimento Suspendido, son los sólidos no hidrocarburos, presentes dentro del petróleo pero no en solución.

Sedimento de Fondo, son los sólidos no hidrocarburos, presentes en el tanque como capa separada en el fondo.

Sedimento Total, es la suma de sedimento suspendido y de fondo.

Agua Disuelta, es el agua contenida dentro del petróleo formando una solución a una temperatura prevaleciente.

Agua Suspendida, es el agua contenida dentro del petróleo que esta finamente dispersada como pequeñas gotitas. Durante un periodo de tiempo se puede recolectar como agua libre o se puede volver agua disuelta, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión que prevalecen.

Agua Libre, es el agua que existe como capa separada. Se encuentra bajo el petróleo.

Agua Total, es la suma de agua disuelta, suspendida y libre en una carga.

“Ship's Figures” (cantidades a bordo), es el volumen establecido en las tablas de calibración, basadas en medidas tomadas de los tanques de carga.

“Total Observed Volume” (TOV), es el volumen total de petróleo incluyendo agua total y sedimento total, a una temperatura y presión observada.

“Gross Observed Volume” (GOV), es el volumen de petróleo incluyendo agua

disuelta, agua suspendida y sedimento suspendido pero excluyendo agua libre y sedimento de fondo, a la temperatura y presión observada.

“Net Observed Volume” (NOV), es el volumen de petróleo excluyendo el agua total y sedimento total a temperatura y presión prevaleciente en el petróleo.

“Gross Standard Volume” (GSV), es el volumen de petróleo incluyendo agua disuelta, agua suspendida y sedimento suspendido pero excluyendo agua libre y sedimentos de fondo, calculados a condiciones standard.

“Net Standard Volume” (NSV), es el volumen de petróleo excluyendo agua total y sedimento total, calculados a condiciones standard.

“Total Calculated Volume” (TCV), es el volumen standard bruto mas agua libre medido a la temperatura y presión prevalecientes.

“Remaining on Board” (ROB), son los restos de carga que quedan en los tanques después de finalizada la descarga.

“On Board Quantity” (OBQ), es la cantidad de materiales encontrados en los tanques de carga, abordo de la nave, después de haberse deslastrado e inmediatamente antes del embarque. Estos materiales pueden ser petróleo, emulsión de agua con petróleo, hidrocarburos no líquidos y fango.

“Net OBQ”, se define como OBQ menos el agua libre, en los tanques de carga, tanques de lodos, tubería y el agua en suspensión que se halla en los tanques de lodos.

“Total Received Volume” (ship), se define como el volumen total calculado que fue recibido a bordo menos el OBQ.

“Total Delivered Volume” (ship), se define como el volumen total calculado que fue entregado menos el ROB.

“Sediment and Water” (S + W), son materiales no clasificados como hidrocarburos los cuales se encuentran mezclados con el petróleo. Estos materiales pueden incluir arena, arcilla, oxido, partículas no identificadas y agua.

“Vessel Load Ratio” (VLR), viene a ser el total received volume (TRV) dividido por el total calculated volume (TCV), determinado por el terminal de tierra.

“Vessel Discharge Ratio” (VDR), viene a ser el total delivered volume (TDV) dividido por el total calculated volume (TCV), determinado por el terminal de tierra.

“Vessel's Experience Factor - Loading” (VEFL), son los sucesivos VLR que se aplican en un establecido numero de viajes.

“Vessel's Experience Factor - Discharge” (VEFD), son los sucesivos VLD que se aplican en un establecido numero de viajes.

2.- Pautas para implementar la inspección

Por medio de la inspección se pueden detectar problemas con el cual se esta en plena operación, por tanto es muy importante contar con un adecuado programa de inspección, por mas bueno que sea, no cumplirá su objetivo si no es coordinado adecuadamente por lo que debe recibir apoyo total en todas las partes que estén involucradas.

Todo programa de inspección tiene por finalidad la de asegurar que el personal involucrado en las operaciones desarrolle sus obligaciones de acuerdo a las instrucciones establecidas logrando con ello que estas sean mas eficientes.

Con el cumplimiento de todo esto, se debe lograr que el personal este calificado para su desenvolvimiento en una descarga o carga.

El planeamiento de las acciones a realizar de manera sistemática es de vital importancia para evitar confusiones de ultimo momento. Siendo necesario para poder dirigir y controlar a todo el personal a su cargo. Entonces debemos de elaborar un programa de inspección realista y efectivo que contribuya a su desarrollo provechoso.

La seguridad se debe considerar en todo programa de inspección tanto operacional como de equipo teniendo como norma principal la de supervisar el estado del equipo teniendo como norma principal la de supervisar el estado del equipo que se emplea y entonces tomar la decisión de realizar la operación o la de suspenderla por falta de seguridad, evitando de esta manera el de asumir responsabilidades. Una inspección debe de considerar todo lo anteriormente escrito revelando las acciones incorrectas para evitar perdidas económicas.

2.1. Antes del Cargamento:

Para tener un buen trabajo, se deben sostener reuniones entre los inspectores de cargamento, representantes del buque y el personal de tierra involucrado en la operación de carga , antes del cargamento. En estas reuniones las personas que ejercen papel preponderante deberán estar identificados, las responsabilidades serán definidas, los procedimientos de comunicación serán coordinados y los

procedimientos serán revisados para asegurar que todos los involucrados comprendan todas las actividades.

Se verificara con los representantes del buque los reportes de eventos inusuales que puedan haber ocurrido durante la travesía o en el anterior puerto que pueda requerir una especial vigilancia durante el cargamento. Además se asegurara de que no existan condiciones especiales en tierra que puedan afectar el cargamento, o las mediciones. La carta de protesta deberá ser emitido si no se cumple con los procedimientos establecidos.

Inspección de Tierra

Esta deberá comprender a los tanques y las líneas. Se consultara con personal de tierra la naturaleza y la cantidad de producto que existe entre la línea de tierra y la brida del buque antes de la medición. Una muestra deberá ser tomada de la línea para este propósito. Se verificara la condición de la línea. La capacidad total de la línea comprendida desde el tanque de tierra hasta la brida del buque será registrada. Es importante asegurarse que todas las válvulas se encuentren correctamente abiertas o cerradas y selladas donde sea posible. Si no se puede sellar las válvulas, registrar la condición de esta en el sistema de cargamento. Si se hubiera pasado por alto explicar las razones para la no verificación e identificar el tanque usado en el cargamento del buque.

Antes de tomar las mediciones y los cortes de agua se deberá de obtener la altura de referencia del tanque la cual se encuentra en la tabla de calibración del tanque. Si existe diferencia entre la altura de referencia observada y la altura de referencia mostrada en la tabla de calibración, se recomienda las medidas de “ullage”. Es recomendable esperar que el nivel del liquido alcance las condiciones de equilibrio. Si es imposible esperar, se explicaran las razones por el cual no se realizo e indicar en el reporte de inspección por cuanto tiempo el cargamento fue retenido en el tanque antes del embarque. Las mediciones manuales se compararan con las mediciones automáticas, las cuales se anotarán las diferencias en el reporte de inspección.

Todas las medidas deberán ser registradas solo después de asegurarse que dos mediciones idénticas han sido leídas con 1/8" de aproximación.

Cuando se procede a obtener lecturas de temperaturas es recomendable emplear termómetros electrónicos portátiles (PET) por su rapidez debido a que nos da una temperatura en uno o dos minutos a diferencia de los termómetros "cup case".

Cada tanque que se utilizaran en el cargamento deberá ser muestreado de manera que se suministren muestras a las partes interesadas. Como manera referencial se deberá registrar en el reporte de inspección los pasos obtenidos para la extracción de la muestra representativa.

Inspección del Buque

Una inspección del buque comprende el de conocer el factor de experiencia obtenido de los viajes anteriores así como las lecturas de calado y escora para poder aplicar las correcciones en las cantidades que existiesen y que fueron reportadas.

Se tomaran muestras de los tanques de lastre para poder determinar la presencia o no de hidrocarburo existente, además de la medición que se hace a estos tanques, empleando para ello el OBQ/ROB para anotar estas medidas.

La verificación de los tanques a ser llenados, así como de los de mas tanques se realizaran en compañía de un representante del buque. Estos deberán estar completamente secos o parcialmente llenos según sea el caso. No obstante si se encontrara algún remanente siendo agua libre, sedimentos o liquido sobrante, entonces se procederá a la compatibilidad de los mismos con el producto a ser llenado. Claro que esto es aplicable si existiese un liquido sobrante en apreciable cantidad.

La inspección de "bunker" deberá llevarse a cabo antes del cargamento. La probabilidad de que el buque cargue su "bunker" durante la carga no esta descartada, así que se deberá estar advertido para cualquier circunstancia eventual de llenado.

El volumen observado bruto deberá ser comparado con el volumen de bunker recibido en los documentos del ultimo puerto. también se anotará el consumo

normal durante la travesía, y en bahía. Como complemento de esta inspección se tomaran muestras para lo cual se tendrá un reporte de inspección del “bunker”.

Durante el Cargamento

La comunicación entre los responsables del buque, tierra que supervisan la operación deberá ser la mas adecuada y eficaz, es decir resolverá cualquier problema durante la transferencia que pueda afectar subsecuentemente los eventos y entonces se notificara rápidamente a todo el personal responsable del área específica para que oportunamente puedan tomar acción sobre el percance. Siempre se anotará todos los eventos que puedan retrasar el cargamento.

Después del Cargamento

Luego de concluido el cargamento se tomaran “ullages”, cortes de agua y temperatura a todos los tanques del buque que fueron cargados con determinado producto. Se inspeccionara a los otros tanques por la no presencia del producto cargado. Si se encontrara, se medirá de la misma manera que se midió para el producto petrolero y se anotará en el reporte de capacidad del buque. Con las correcciones por trimado y escora se procede a determinar las cantidades corregidas. Además a estas se les reporta a una temperatura específica con la cual se trabaja.

Las Líneas del buque deberán estar bien secas para lo cual se verificara antes de proceder a la medición. Cuando se toma cortes de agua y se encuentra cantidad apreciable de agua libre se tomara muestra de agua. también se inspeccionara los tanques de lastre, anotándose la cantidad a bordo. Las muestras se extraen de cada compartimiento dependiendo del volumen de cada tanque. Las muestras obtenidas se suministraran a las partes interesadas:

1. El terminal de tierra
2. El capitán del buque
3. El inspector independiente
4. Otras partes interesadas y designadas para recibir muestras

Estas muestras a bordo del buque que serán entregadas en el puerto de descarga

serán selladas con precintos de seguridad y serán reconocidas por una etiqueta adherida al frasco.

Los volúmenes de fuel oil o diesel en el “bunker” deberá ser medido, al igual que los otros “bunkers” cargados. Reconciliando los volúmenes observados brutos cargados y los consumidos en el puerto con el volumen observado en el arribo.

Los cálculos del volumen estándar bruto para cada tanque utilizaran la temperatura promedio para cada tanque y la gravedad API suministrada por el terminal. Finalmente se procede a calcular el volumen total al cual se le sustraerá la cantidad a bordo para comparar con el volumen total calculado que se cargo.

Las pruebas para determinar la calidad deberá ser especificado para las partes interesadas, reportando los métodos analíticos tales como ASTM, ISO u otro método que suministre la planta. Es de suma importancia entonces que los resultados sean verídicos.

El “Bill of Lading” sirve para comparar los volúmenes con el cual se cargo el buque a determinada temperatura, especificando el volumen standard bruto, volumen standard neto, gravedad API, y otras consideraciones, así que cualquier discrepancia con este documento será motivo de una investigación por las partes interesadas.

Los principales acontecimientos que suceden durante el cargamento serán anotados en un “time log” como algún evento inusual. Si existiese algún problema referente a una irregularidad durante el cargamento o después de este, valga decir en las comparaciones de cantidades se procede a emitir una carta de protesta, la cual será firmada por el inspector encargado, así como por el capitán del buque, siendo este ultimo capaz de firmar solo dando como recibido pero no aceptado.

2.2. Antes de la descarga:

Los procedimientos para el inicio de la descarga serán los mismos que los descritos en la carga, pero es de destacar lo que acontece en nuestros amarraderos peruanos, específicamente en la refinería La Pampilla, el cual cuenta con dos amarraderos donde las condiciones se realizan entre el inspector de Petroperú que se encuentra en el buque y el responsable de planta. Una vez que el buque se encuentre amarrado,

este recién empieza a deslastrar, es decir eliminar el agua del mar. Cuando termina esta, se procede a inspeccionar tanque por tanque para verificar si existe algún contenido de agua de mar en el producto petrolero. Es entonces que se inicia la interconexión de mangas, con el "by-pass" de manera que se logre desplazar el material de corte que se halla en la línea realizando un desplazamiento tierra-tierra. Finalizando esta acción recién se puede hacer la conexión con los tanques del buque por intermedio del "manifold" del buque con la línea de blancos o de negros, según sea el caso. El inspector entonces da la orden de descargar el producto, previamente se realizó el muestreo y la medición de cada tanque y comprobando que las cantidades registradas en el "Bill of Lading" sean similares, procediendo a emitir una carta de protesta si es que no se obtienen cantidades semejantes. La orden de descargar esta previamente coordinada con la planta. Si se encontrara agua en los tanques del buque se procederá también a emitir una carta de protesta.

Durante la descarga

Se comparan los volúmenes descargados en el buque con el volumen recibido en planta, valiéndose para ello con un control establecido de cada hora, reportándose además de cualquier irregularidad que pueda surgir.

Es importante asegurarse de la calidad, así que para que ello se pueda comprobar, es necesario tomar muestras del "manifold" del buque a intervalos de dos horas, analizando la viscosidad, por los posibles problemas de contaminación como resultado de una incorrecta acción de válvulas.

Después de la descarga

Una vez finalizada la descarga se procede a tomar las lecturas de los calados para calcular el trimado. Se comprueba que los tanques están completamente secos o parcialmente llenos según sea la orden de descarga, para lo cual se realiza la medición. Se sondea el ROB con el cual el buque queda certificado que cuenta con ese volumen para su próximo cargamento.

Los bunkers son medidos comprobándose que no han incrementado su volumen

durante la descarga, descontándose el volumen consumido en bahía.

El mayor problema que puede presentarse es que las cantidades en tierra difieran de las del buque, razón por la cual el inspector deberá de actuar de manera imparcial, no obstante formando parte de Petroperú, suficiente causal para que los que transportan el petróleo contraten a un inspector independiente que actúe de manera aparte al otro inspector.

Cuando queda producto, se procede a sacar muestras, quedando como contramuestras para el buque un frasco composito de los tanques.

Al igual que en todo aspecto de inspección se debe anotar los acontecimientos sucedidos en un time log, describiendo entre otras cosas el fondeo en bahía, inicio de maniobras de amarre, interconexión de mangas, desplazamiento tierra-tierra, conexión de mangas a “manifold”, inicio de descarga, finalización de descarga y firma de documentos.

Para finalizar el trabajo, se debe de comunicar la retirada por la cual se apersonara un practico que llevara al buque a distancias lejanas afuera de la bahía, por tanto se tendrá tiempo suficiente para terminar los cálculos que por lo general por su extensión resulta laborioso.

La operación de carga o descarga de GLP desde buques es similar a la realizada para el petróleo, con algunas diferencias por su naturaleza.

El inspector estará en constante comunicación con el personal de tierra, siendo indispensable el muestreo antes de empezar la operación, determinando la corrosividad del GLP.

Se registraran los niveles de los tanques mediante los medidores de tubo deslizantes del buque, presión, temperatura y la hora de los acontecimientos. Se procederá a la operación de carga si el buque se ha encontrado en servicio de GLP. De no encontrarse en esta situación o si los tanques han sido abiertos a la superficie se procederá a cerrar herméticamente los tanques empleando para esto la correcta posición de las válvulas. Luego se hará el vacío a 10 pulgadas de mercurio por intermedio de un eyector para evacuar su interior. Posteriormente se romperá el vacío con nitrógeno por la línea. La presencia de nitrógeno es necesaria por su

naturaleza inerte. Este procedimiento se repetirá dos veces. Una vez realizado esto se conectara la línea de balance y la línea de la carga, asegurándose que las bridas queden ajustadas. Se procede a abrir lentamente las válvulas hasta que las líneas queden presurizadas. Verificar que las líneas queden bien notando de que no existan fugas en todas las conexiones, por un lapso de diez minutos.

El inspector se comunicara con el personal de tierra para empezar la operación. Una vez aprobada la carga o descarga, el inspector controlara constantemente el nivel de los tanques, anotando las lecturas, no solo del nivel sino de la temperatura y la presión. Una vez finalizado se toman las lecturas finales, procediendo a la firma del documento con el responsable del buque. Finalmente se desfogon las mangueras de carga y de balance, antes de desconectarlas.

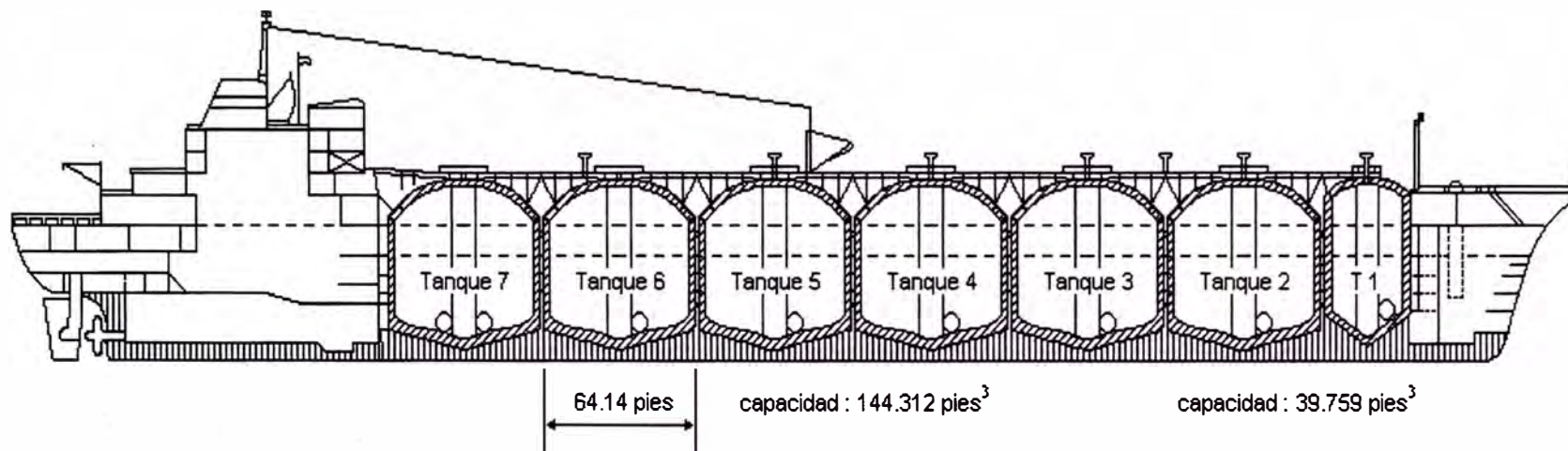
Los procedimientos de inspección para las base de los lubricantes y de sus aditivos se realizan en los muelles, o en los contenedores que llegan con aditivos. Es claro que todos estos son operaciones de descarga.

La coordinación se realiza con el capitán del buque y con las partes interesadas, es decir con personal de las empresas lubricantes establecidas en el Perú y con Petroperú. Procediendo luego a medir los tanques, tomar temperaturas y muestreo de los diversos productos que trae el buque, siempre con la atenta observación del encargado del buque. Una vez realizado esto se hacen los cálculos y se dispone a la distribución de los productos por empresa y debido a que el muelle 4-B cuenta con dos tuberías se realizaran por turnos la distribución.

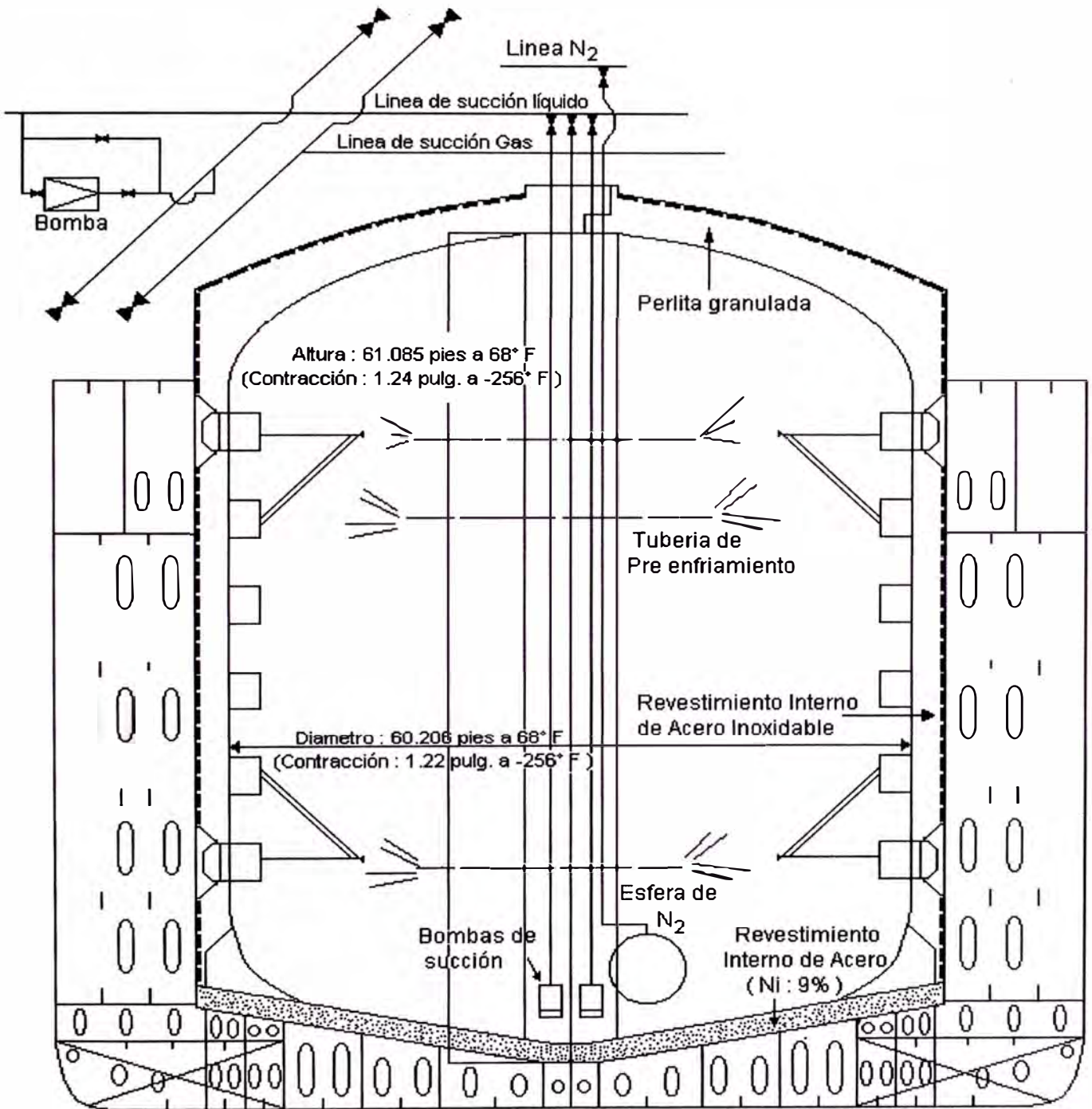
Cuando el buque no puede bombear el producto, se procede a soplar con aire los tanques de tal manera que se logre descargar el remanente; evidentemente que el soplado llega a las líneas y cuando finaliza la descarga del producto se introduce una especie de flotador. Esto permite que la planta de por finalizada la descarga del producto y si existiese otro producto se alinean las tuberías empleando para ello a las válvulas que pueden estar abiertas o cerradas.

Como la descarga se produce directamente a los tanques; estos deben ser medidos antes de la descarga por el inspector. A la vez que solicitan los resultados de los análisis de cada producto a la planta para confirmar y empezar los cálculos.

En el caso de los contenedores, la inspección se realiza verificando los precintos en



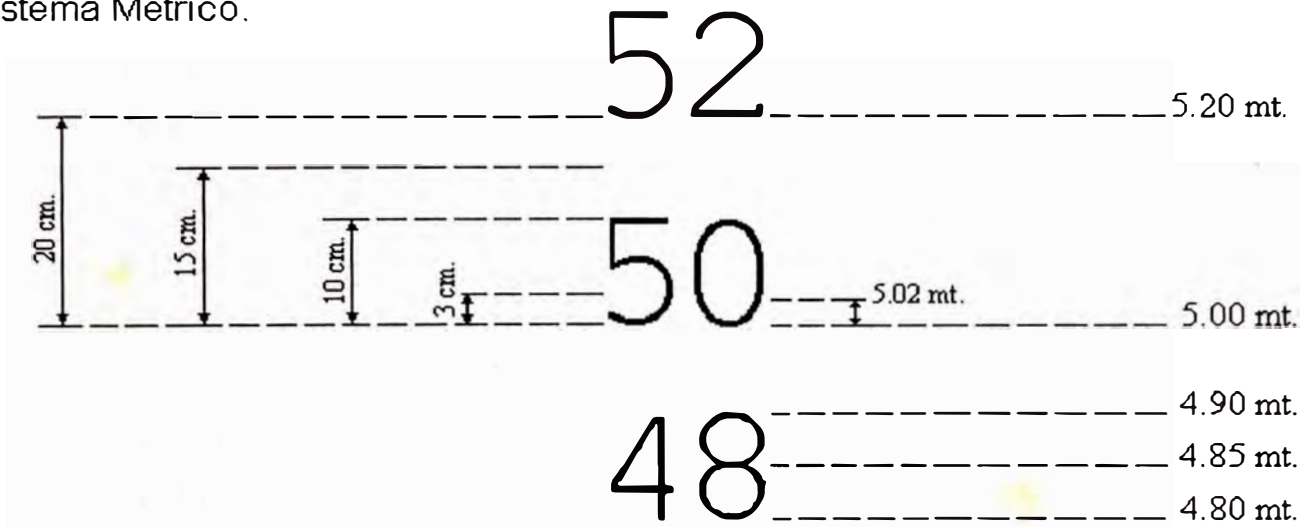
SECCION TRANSVERSAL DE UN BUQUE GASERO



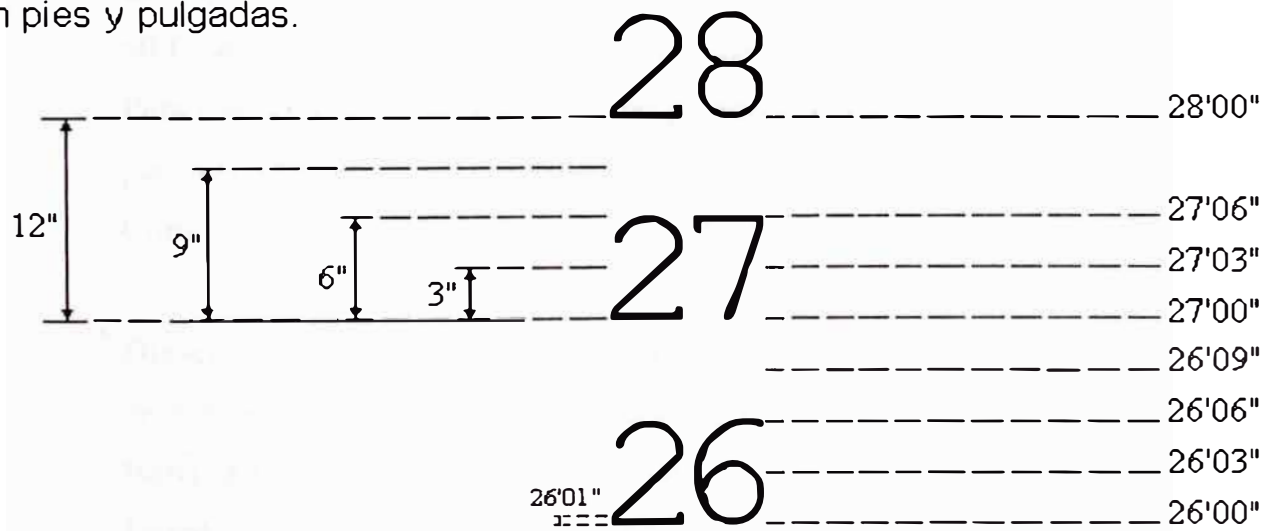
SECCION TIPICA DE TANQUE DE GLP

LECTURA DE MEDICION DE CALADOS

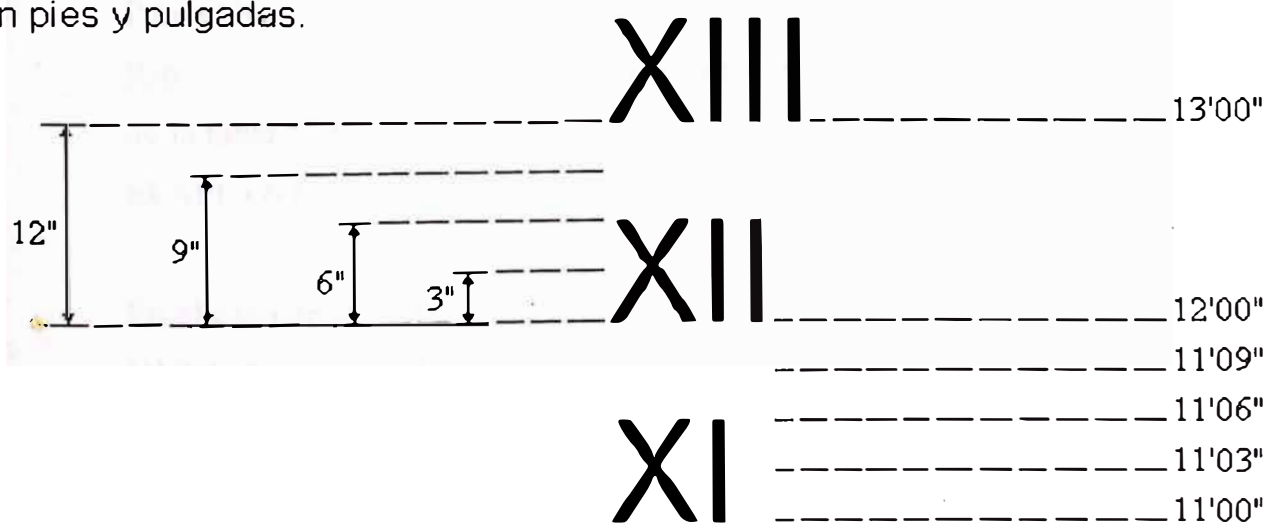
Sistema Metrico.



Sistema Imperial en pies y pulgadas.



Sistema Alternativo en pies y pulgadas.



la válvula y en la tapa, se encuentren en buen estado a la vez que se controla el desenvolvimiento de la operación.

2.3 Cálculos y esquemas de las principales operaciones:

Los cálculos que se realizan en control de volúmenes en las operaciones de carga y descarga, implican la corrección de los volúmenes a una determinada temperatura, valiéndose del API y de la temperatura observada.

Tenemos entonces que las tablas que empleamos son la tabla 6-A, para petróleo crudo, valga decir R-6 y R-500. La tabla 6-B, para diesel-2, kerosene, gasolina, solvente, etc. Y la tabla 6-D, se utiliza para lubricantes.

En casos no muy frecuentes se puede emplear la tabla 5-B, para corregir el API a 60 F, utilizando entonces el API a la temperatura observada.

Para convertir volúmenes a peso empleamos la tabla 11 y 13, los cuales nos dan los pesos en toneladas largas y toneladas métricas respectivamente.

Como manera practica, tenemos el caso de:

Diesel-2 API=35,9 Temperatura=71,5 F

de la tabla 6-B: factor de conversión = 0,9946

Barriles brutos a temperatura observada = 4145

Barriles netos a 60 F = $4145 * 0,9946 = 4123$

Para el uso de la tabla 5-B, tenemos:

R-6 API=14,5 Temperatura=97,0 F

de la tabla 5-B:

El API a 60 F = 12,5

En el caso de la tabla 13, tenemos:

HVI-160-B API=28,6

de la tabla 13: factor de toneladas por barriles = 0,14020

Barriles = 19.603,58 a 60 F

Toneladas Métricas = 2.748,422

La corrección que se realiza a las medidas de ullage son dos; por trimado y por escora. La corrección por trimado puede ser expresada en pies o metros:

$$U_t = \left\{ \frac{U_m (L^2 + T^2)^{0.5}}{L} \right\} + T \left\{ \frac{L_t - K}{L} \right\}$$

Donde :

U_t = Corrección por trimado

U_m = Corrección por escora

θ = Angulo de trimado

L = Nivel del líquido de la mitad del tanque central

L_t = Longitud del tanque

K = Distancia del mamparo del tanque en popa al punto de medición (tapa del tanque)

T = Altura del nivel del líquido en el punto medio del tanque con respecto a la pared o mamparo

Z = Distancia del punto de medición al centro del tanque en cubierta

El signo positivo dependerá de la posición en que se encuentre el punto de medición, es decir si esta al lado de la popa es positivo. Será negativo si esta al lado de proa.

La corrección por escora tendrá signo positivo si la escora esta cerca del punto donde se toma el ullage. Y tendrá signo negativo si se encuentra en el lado opuesto de la toma de ullage.

$$U_t = \frac{U_m}{\cos\theta} + Z \tan\theta$$

así como ejemplo tenemos:

Corrección por Trimado

<u>Tanques</u>	<u>Corrección de Ullage</u> <u>por cada pie de trimado</u>
1,2,6 centro	+ 0,15"
3 centro	+ 0,48"
4,5 centro	+ 0,82"
7 centro	- 0,26"
1,2,5 babor y estribor	+ 0,33"
3 babor y estribor	+ 0,17"
4,6 babor y estribor	- 0,04"

Corrección por Escora:

<u>Tanques</u>	<u>Corrección de Ullage</u> <u>por cada pie de escora</u>
Todos los centrales	+ 1,11"
1,2,4,5,6 babor	+ 0,39"
1,2,4,5,6 estribor	+ 0,15"
3 babor y estribor	- 0,15"

En otros buques no se tiene una corrección tan explícita como el anterior, así que se recurre al calculo en un determinado de valores, de acuerdo a las tablas que se tienen.

Por ejemplo para calcular el verdadero ullage a 8,92 cm. con trimado de 2,10 cm. tenemos:

De la tabla de corrección por trimado,

Ullage en metros	A nivel de quilla	3M por popa	1M por popa	1M por proa
08,90	438,20	440,40	438,00	438,40
08,92	436,66	438,88	436,46	436,86
09,00	430,50	432,80	430,30	430,70

donde: M = metros

Procedemos a efectuar las siguientes operaciones:

$$\frac{3M \text{ por proa} - A \text{ nivel de quilla} * 210}{300}$$

$$\frac{438,88 - 436,66 * 210}{300} = 1,554$$

$$436,66 + 1,554 = 438,214$$

También se puede calcular el ángulo a la cual esta inclinado el buque, es decir la escora del buque.

Teniendo como datos al bao del buque, es decir el madero atravesado del mismo; y los calados de babor y estribor.

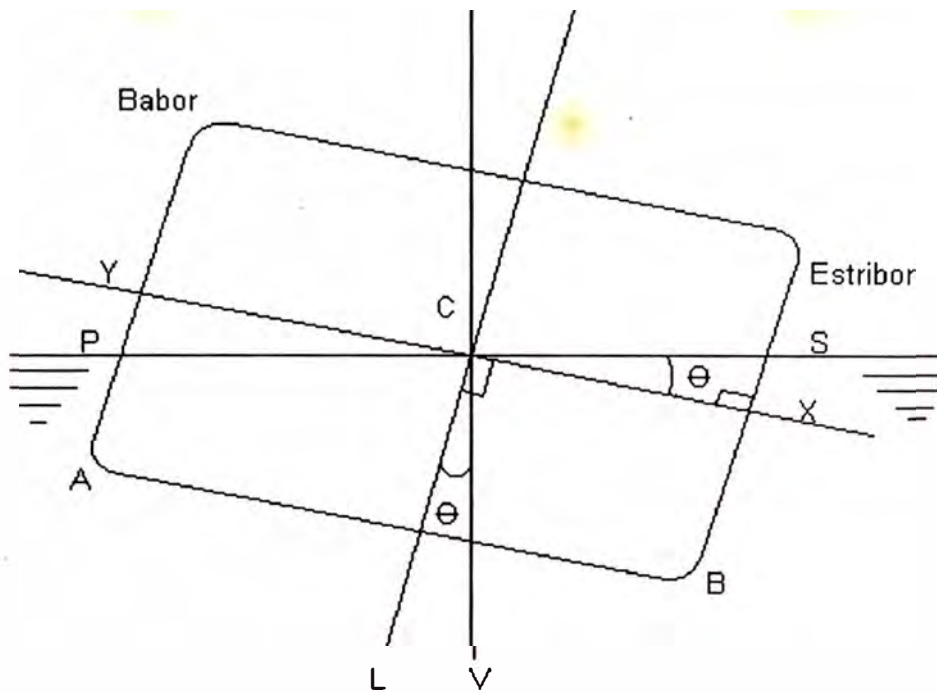
$$PA = \text{Calado de babor} = 10,00 \text{ m}$$

$$SB = \text{Calado de estribor} = 12,00 \text{ m}$$

$$XY = \text{Bao del buque} = 30,00 \text{ m}$$

$$\text{ángulo LCV} = \text{ángulo SCX} = \text{ángulo de escora}$$

$$\tan\theta = \frac{SX}{CX} = \frac{(\text{Calado de estribor} - \text{Calado de babor})/2}{\text{Bao del buque}/2}$$



Nº1 Babor	Nº 1 Centro	Nº 1 Estribor
	Nº 2 Centro	
Nº 2 Babor	Nº 3 Centro	Nº 2 Estribor
Nº 3 Babor	Nº 4 Centro	Nº 3 Estribor
Nº 4 Babor	Nº 5 Centro	Nº 4 Estribor
Nº 5 Babor	Nº 6 Centro	Nº 5 Estribor
Nº 6 Babor	Nº 7 Centro	Nº 6 Estribor
	Cuarto de bombas	

$$\text{Tan}\theta = \frac{\text{Calado de estribor} - \text{Calado de babor}}{\text{Bao del buque}}$$

$$\text{Tan}\theta = \frac{(12,0 - 10,0)}{30,0} = 0,0667$$

Buque esta escorado 4° a estribor.

Con respecto a los cálculos que se realizan en operaciones de transporte de gas, estos implican el uso de la tabla 34, la cual nos da un factor a 60 F; en esta tabla entramos con temperatura y gravedad específica. Luego multiplicamos el volumen del liquido por el factor, para obtener volumen a 60 F.

Para corregir el volumen en vapor, hallamos el factor de presión en la tabla de corrección de presión; en la cual dividimos el volumen de vapor entre el factor de presión. El volumen obtenido es el volumen de vapor a 60 F.

En cuanto al factor de experiencia, este se realiza sumando los totales de las cantidades del buque y dividiendo entre los totales de las cantidades del “Bill of Lading.”

A estos resultados se le suma y resta 0,003. Luego se compara uno por uno el valor del mismo resultado para ver si se encuentran dentro del rango, los que no están se descartan y los que si están se toman en cuenta para el calculo, del factor de experiencia, el cual deberá tener 4 decimales. Ahora con estos viajes calificados se procede a calcular el factor de experiencia. Se calcula el total de las cantidades de tierra y del buque; dividiendo las cantidades totales del buque entre las cantidades totales de tierra. Luego se calcula el factor de experiencia con cuatro decimales y se compara con el VLR o VDR para los viajes que se realizan.

El factor de experiencia se emplea cuando se desea conocer la exactitud de la tabla de calibración del buque, debido a que esta pueda variar de -2% a +2%, logrando de esta manera establecer una constante entre las cantidades de petróleo medidas a bordo del buque y las correspondientes mediciones en tierra.

Cabe señalar que para los cálculos, a las cantidades totales se les resta el OBQ o el ROB, en el caso de los buques. Es recomendable usar un mínimo de 5 viajes calificados. Para determinar el volumen remanente que se encuentra en los tanques del buque, cuando este se encuentra inclinado, es decir no es aplicable el trimado del buque debido a que el material no se extiende a lo largo del compartimiento. El material se encuentra en configuración de cuna sobre el fondo del compartimiento, tocando algunas partes o paredes del tanque. Primeramente tenemos que corregir la medición para la pared de popa, empleando la sonda observada, como sigue:

$$A = ([U - DF] * F) + S$$

Donde : A : Sonda corregida en la pared de popa.

U : Distancia de la pared de popa hacia la posición de Ullage.

F : Factor de trimado (Trimado/Eslora entre las perpendiculares).

DF : Altura de referencia medida (D) * Factor de trimado (F).

S : Sonda observada

Posteriormente se determina si el material tiene efectivamente una configuración de cuña. Dividimos A/F y si el resultado es grande la condición de cuña no existe y entonces recurrimos a la corrección por trimado. Ahora si A es menor que la longitud del compartimiento aplicamos la formula:

$$\frac{A * T_v}{L * F} = \text{Volumen de la Cuña (en unid. de la tabla)}$$

Donde: T_v = Volumen de la tabla de calibración.

L = Longitud del compartimiento.

Por tanto tenemos:

$$\text{Volumen de la Cuña} = \frac{[(U - DF) * F] + S}{L * F} * T_v$$

Todas las unidades deberán estar en las mismas unidades.

Existen otros casos de problemas en la cual se involucra los compartimientos con curvatura extrema del casco en donde es aplicable la siguiente formula:

$$\text{Volumen de la cuña} = \frac{(A)^2 * W}{2 * F}$$

Donde:

$$W = \text{Ancho del fondo del tanque}$$

La variación que pueda ocurrir deforma la verdadera medición variando en el ancho y la longitud.

DIAGRAMA DE INSPECCION A BORDO

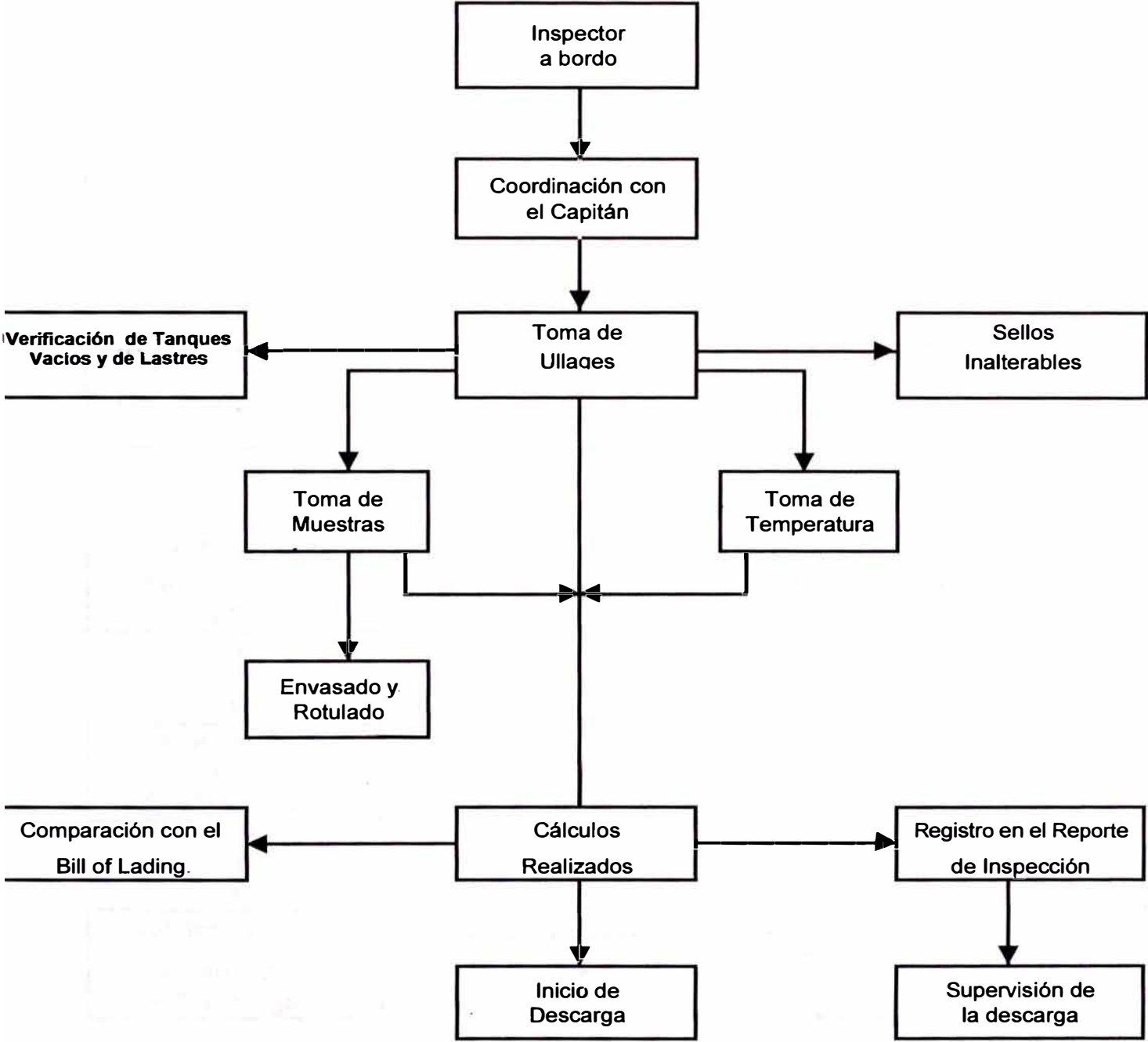


Diagrama de cálculo

Tanques de Buques : Carga

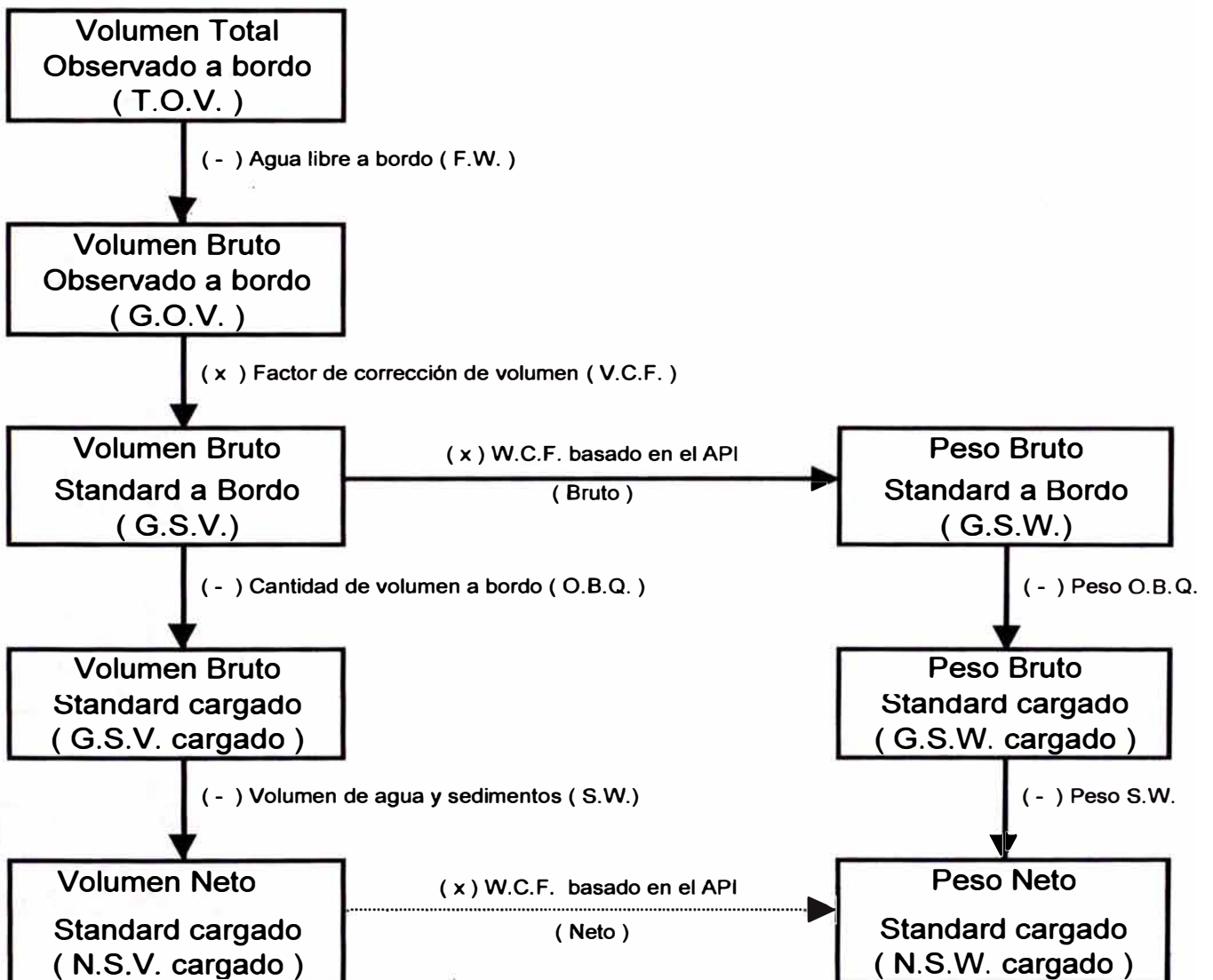
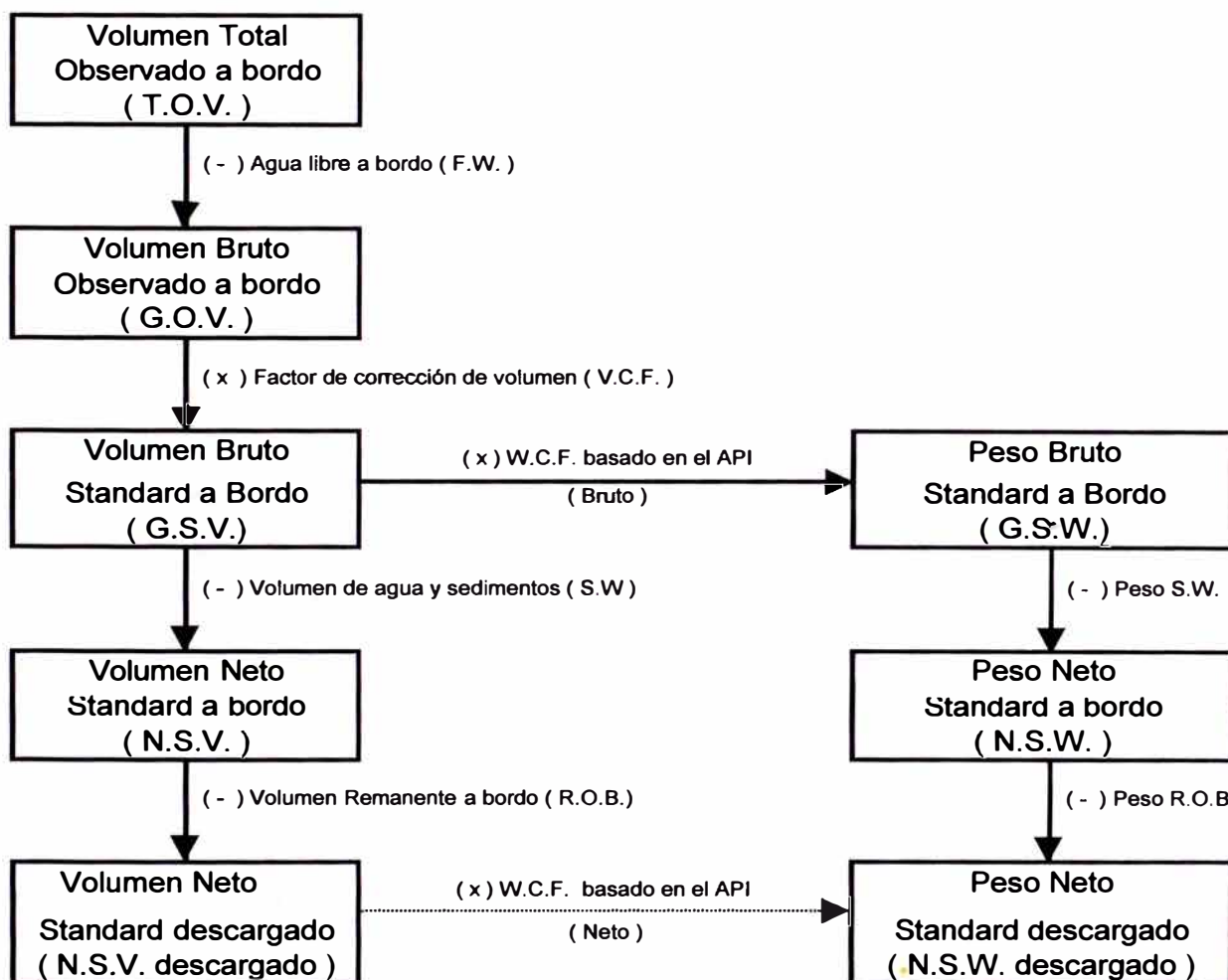
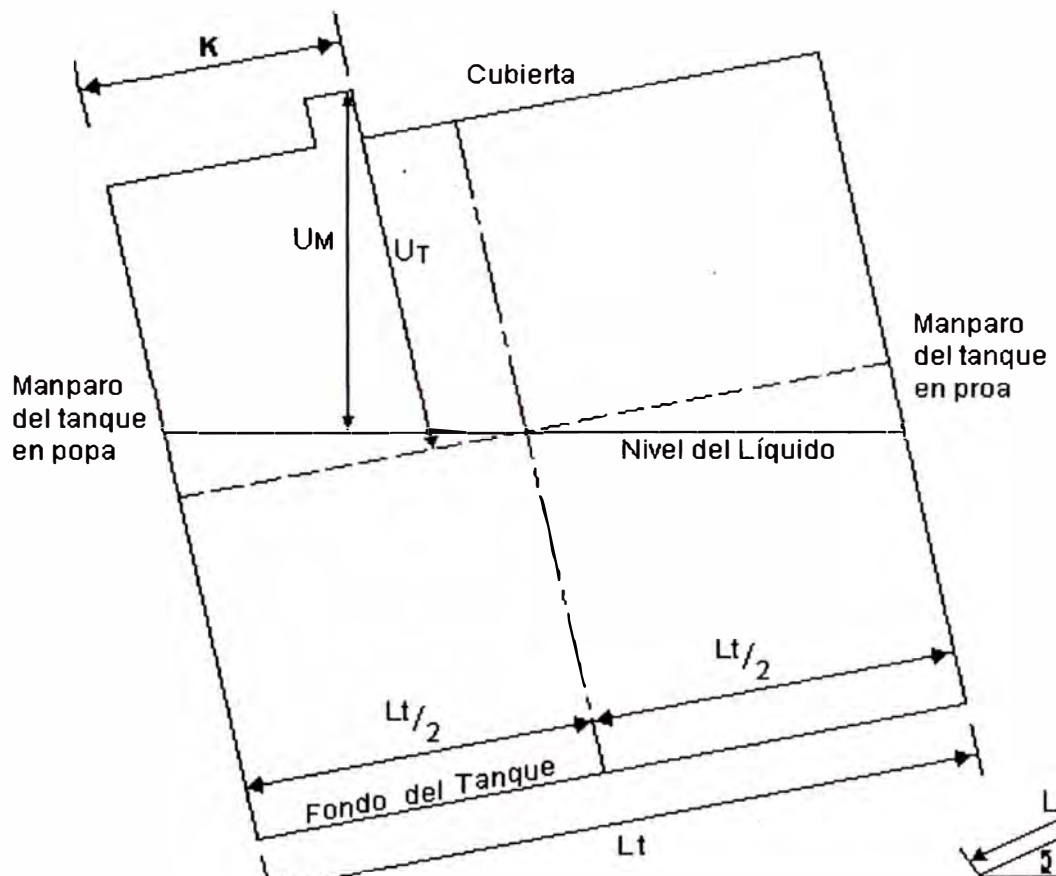


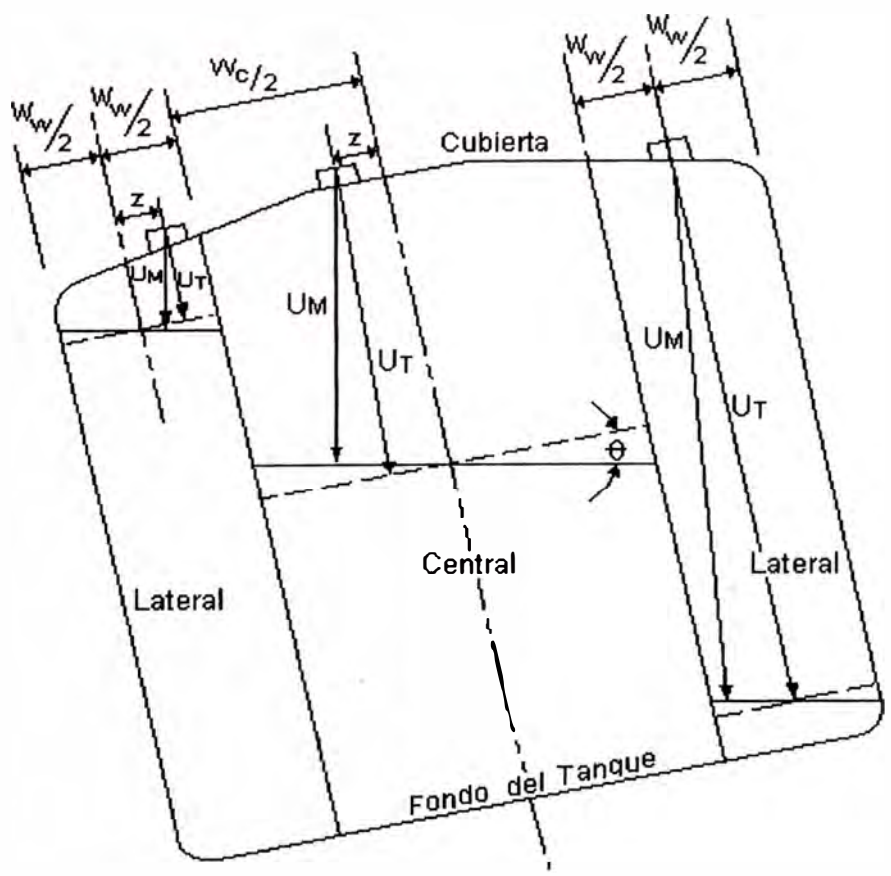
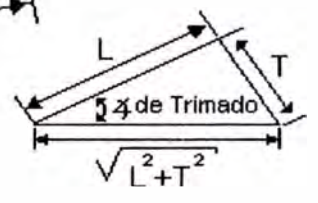
Diagrama de cálculo

Tanques de Buques : Descarga





CORRECCION POR TRIMADO



CORRECCION POR ESCORA

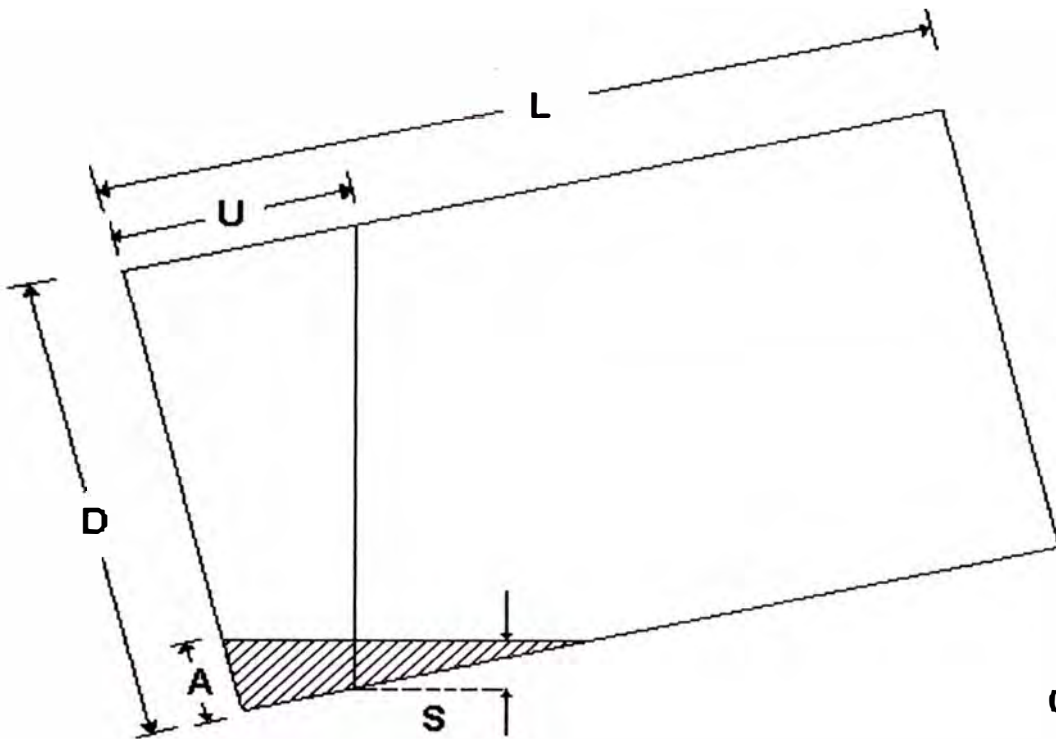
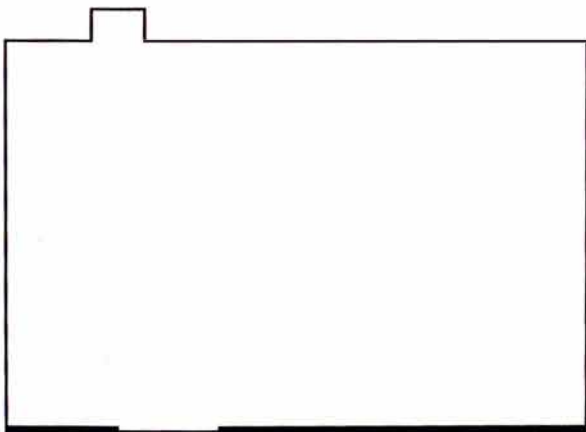


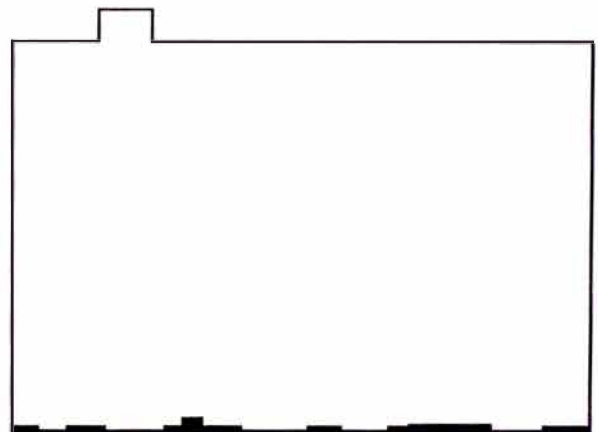
Gráfico Wedge

Wedge



Espesor Wedge = $\frac{1}{300}$ R H

R H = Altura de Referencia



No se considera Wedge

2.4. Documentación aplicable para diferentes operaciones:

Los documentos que se aplican para cada operación de carga o descarga difieren del tipo de producto y de la exigencia requerida del destinatario.

Siempre que se descarga se debe pedir el “Bill of Lading” al capitán, documento indispensable para el control de cantidad con el cual se carga. también se deber pedir un reporte emitido por el departamento de control de calidad, para poder tener la certeza de que se trate de un buen producto. Toda coordinación deber ser realizada en el buque con el capitán con el personal que este designe, el cual debe ser el primer oficial; sea cual fuere esta persona, ella será encargada de tomar las medidas del caso conjuntamente con el inspector para llevar a cabo las mediciones y las buenas condiciones de descarga. Una vez llevado a cabo estas labores, este oficial firmará los documentos que le proporcione el inspector. Es decir estos documentos contienen los cálculos y tiempos, entre otros aspectos que son importantes para poder evitar confusiones mayores.

Al igual que la descarga, en las operaciones de carga, se hará un control de la cantidad que se carga con la persona designada por el buque para entonces poder realizar un “Bill of Lading “acorde con las circunstancias.

Existen en nuestro para diferentes tipos de descarga como por ejemplo tenemos los realizados en la refinería La Pampilla que se realiza por tubería que están conectadas con mangas, las cuales todas ellas se encuentran bajo el mar. Otro tipo de descarga es el que realiza por medio del camión tanque el cual se encuentra en el muelle. Finalmente tenemos el que emplea el transporte marítimo o fluvial para zonas alejadas por medio de barcazas.

Informe de estadia:	Refinería La Pampilla
Operación : Carga No 110 - 94	Fecha : 26/ 28 - 12- 94
Buque: " TORO "	Calado - arribo : Proa 5,60 Popa 7,60
Puerto de carga ; La pampilla 1	Calado - zarpe : Proa 11,27 Popa 11,25
Puerto de descarga ; Tablones	Tipo carga : Residual 500

Fecha	Hora	Observaciones
27/12/1994	11:30:00	Buque arriba al Callao. Aviso de Alistamiento extendido.
	11:48:00	Fondeo en bahía.
	12:30:00	Autoridades a bordo.
	13:00:00	Libre plática.
	20:42:00	Práctico a bordo.
	21:44:00	Fondeo en la Pampilla a espera de amarradero libre
		ocupado por B/ T Pavayacu.
	23:05:00	Inspector a bordo.
	23:42:00	Inicia maniobras de amarre.
27/12/1994	1:30:00	Buque amarrado a boyas, aviso de alistamiento aceptado.
	01:42/ 02:00	Inspección inicial de tanques.
	01:40/ 03:12	Interconexión de mangas en cubierta.
	03:24/ 04:30	Desplazamiento Tierra/ Tierra.
	04:30/ 05:24	Conexión de mangas a manifold de buque.
	5:40:00	Inicia carga de R-500 por ambas líneas.
28/12/1994	9:00:00	Finaliza carga de R-500.
	9:00/ 09:36	Mangas interconectadas.
	9:40:00	Desplazamiento Tierra/ Tierra.
	9:40/ 12:00	Toma de Ullages, temperaturas, cortes de agua y muestreo.
	13:18:00	Documentos firmados.
	12:00:00	Práctico a bordo.
	13:10/ 13:40	Maniobra de desamarre.
	13:50:00	Zarpe.

Informe de estadía:	fecha: 31- 12 - 94
Buque: " Capahuari "	Puerto : Callao - Muelle 7A
Calado Llegada : Proa 23' Popa 28'	
Calado - Salida : Proa 19' Popa 20'	

Fecha	Hora	Observaciones
31/12/1994	2:24:00	Llegada al Callao procedente de Talara-N.O.R. extendida
	2:24:00	Autoridades a bordo.
	3:08:00	Practico a bordo.
	4:18:00	Buque amarrado a muelle 7A.
	4:40:00	Libre Práctica.
	4:30:00	Inspectores abordó. Indica toma de Ullages, temperaturas, corte de agua, muestras. Aviso de alistamiento aceptado.
	5:30:00	Termina toma de Ullages, temperaturas, corte de agua, muestras
	5:45:00	Mangas conectadas.
	6:20:00	Cálculos terminados.
	7:08:00	INICIA DESCARGA DE GASOLINA - 90.
	8:00:00	Total descargado Gasolina-90 : 2900 bbls.
	9:00:00	Total descargado Gasolina-90 : 6693 bbls.
	10:00:00	Total descargado Gasolina-90 : 10832 bbls.
	11:00:00	Total descargado Gasolina-90 ; 13968 bbls.
	12:00:00	Total descargado Gasolina-90 ; 17068 bbls.
	13:00:00	Total descargado Gasolina-90 ; 20896 bbls.
	14:00:00	Total descargado Gasolina-90 ; 24596 bbls.
	14:55:00	Termina Descarga Gasolina-90. Inicia desplazamiento de agua simultánea.
	15:00:00	Agua en el spich de muelle.
	15:35:00	Ordenan parar el desplazamiento de agua. Inicio de descarga de Gasolina-84.
	15:40:00	Gasolina-84 por spich del muelle.
	17:00:00	Total descargado de gasolina-84 : 4465 bbls.

Fecha	Hora	Observaciones
	18:00:00	Total descargado de Gasolina-84 : 7946 bbls.
	19:00:00	Total descargado de Gasolina-84 : 10847 bbls.
	20:00:00	Total descargado de Gasolina-84 : 13749 bbls.
	21:00:00	Total descargado de Gasolina-84 : 17018 bbls.
	22:00:00	Total descargado de Gasolina-84 : 19427 bbls.
	22:20:00	Termina descarga de Gasolina-84. Inicia desplazamiento de agua.
	23:00:00	Termina desplazamiento de agua. Inicia descarga de KEROSENE.
	24:00:00	Total descargado de kerosene : 2648 bbls.
01/01/1995	1:00:00	Total descargado de kerosene : 4807 bbls.
	2:00:00	Total descargado de kerosene : 6966 bbls.
	3:00:00	Total descargado de kerosene : 9120 bbls.
	4:00:00	Total descargado de kerosene : 10668 bbls.
	5:00:00	Total descargado de kerosene : 12229 bbls.
	6:00:00	Total descargado de kerosene : 13786 bbls.
	7:00:00	Total descargado de kerosene : 17513 bbls.
	8:00:00	Total descargado de kerosene : 19244 bbls.
	8:20:00	Termina descarga de kerosene. Inicia desplazamiento de agua.
	9:10:00	Termina desplazamiento de agua. Inicia descarga de Diesel-2.
	11:00:00	Total descargado de Diesel-2 : 4463 bbls.
	12:00:00	Total descargado de Diesel-2 : 7200 bbls.
	12:45:00	Termina descarga Diesel-2. Inicia desplazamiento de agua.
	13:45:00	Termina desplazamiento de agua. Inicia inspección de tanques.
	14:05:00	Termina inspección de tanques.
	14:15:00	Cálculos terminados.
	14:16:00	Manga desconectada.
	14:20:00	Documentos firmados
	15:00:00	Zarpe . Destino Chimbote.

CONTROL DE PRESIONES

FECHA: 31 - 12 - 94

BUQUE: CAPAHUARI		PUERTO: CALLAO - MUELLE 7A			PRESION SEGUN CONTRATO
VIAJE No: 026 - 94					100 LIBRAS
DIA	HORA	PRESION L/BLANCOS	PRESION L/NEGROS	PRESION GAS/LINEA	OBSERVACIONES
31	7:08:00	100 PSI			Inicia descarga de Gasolina-90.
	8:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	9:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	10:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	11:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	12:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	13:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	14:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-90.
	14:55:00				Termina descarga de Gasolina-90.
	15:37:00	100 PSI			Inicia descarga de Gasolina-84.
	17:00:00	90 PSI			Descargando Gasolina-84.
	18:00:00	100 PSI			Descargando Gasolina-84.
	19:00:00	100 PSI			Descargando Gasolina-84.
	20:00:00	100 PSI			Descargando Gasolina-84.
	21:00:00	100 PSI			Descargando Gasolina-84.
	22:00:00	100 PSI			Descargando Gasolina-84.
	22:20:00				Termina descarga de Gasolina-84.
	23:00:00	100 PSI			Inicia descarga de Kerosene.
	24:00:00	100 PSI			Descargando Kerosene.
1	1:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	2:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	3:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	4:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	5:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	6:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	7:00:00	90 PSI			Descargando Kerosene.
	8:00:00	100 PSI			Descargando Kerosene.
	8:20:00				Termina descarga de Kerosene.
	9:10:00	100 PSI			Inicia descarga de Diesel-2.
	10:00:00	100 PSI			Descargando Diesel-2
	11:00:00	100 PSI			Descargando Diesel-2.
	12:00:00	100 PSI			Descargando Diesel-2.
	12:45:00				Termina descarga Diesel-2.
PROMEDIO DE BOMBEO					
			CAPITAN	INSPECTOR	
			FIRMA NOMBRE	FIRMA NOMBRE	

PROMEDIOS DE DESCARGA

PRODUCTO	BARRILES DESCARGADOS	HORAS DESCARGA	PROMEDIO BARRILES/ HORA
GASOLINA-90	27488	7,78	3533
GASOLINA-84	19893	6,88	2891
KEROSENE	20917	9,33	2242
DIESEL-2	10094	3,75	2926

RECAPITULACION

Cliente : Cía de Petróleo Shell del Perú
Vessel : B/ T " Caura "
Producto : HVI - 650
Fecha : Enero 06 / 09/ 1995

	Barriles a 60 oF	Kilogramos
Antes de la descarga del buque.	8990,04	1281,261
Después de la descarga del buque.	5479,01	780,869
Entregado por el buque.	3511,03	500,392
Según el Bill of Lading.	3508,00	500,000
Total recibido.	3519,89	500,141
Diferencia.	11,89	141
Porcentage.	0,34%	0,03%

MEDICION DE TANQUES DE TIERRA

Cliente : Cía de Petróleo Shell del Perú
 Buque : B/ T " Caura "
 Carga : HVI - 650
 Puerto : Callao - Perú

	TANQUE No 3	
	INICIO	FINAL
Unidad de Volumen : Barriles.		
Unidad de Peso : Kilogramos.		
Unidad de Longitud : Metros.		
Fecha	01/06/1995	01/09/1995
Hora	00:30	10:00
Altura de referencia	9746	9746
Altura medida.	9722	9740
ATG nivel.	N/ A	N/ A
ATG temperatura.	N/ A	N/ A
Sonda : Lubricantes.	Vacío	6316
Temperatura oF		105,8
Volumen Total Observado.	-	3584,41
Volumen Bruto Observado.	-	3584,41
A.P.I. a 60 oF	-	26,48
V.C.F. Tabla 6-D	-	0,982
Volumen Bruto Standard.	-	3519,89
W.C.F. Tabla 13	-	0,14209
Peso Bruto.	-	500,141

Peso Bruto Recibido :	500,141
Sedimentos y Agua (%) :	-
Peso Total Neto Recibido :	500,141

	Barriles a 60 oF	Galones a 60 oF	Kilogramos	Tonelada Métrica
Peso Bruto	3519,89	147,835	500,141	500,141
Peso Neto	3519,89	147,835	500,141	500,141

Ullages de Tanques y Cantidades

Cliente : Cía de Petróleo Shell del Perú
 Buque : B/ T " Caura "
 Carga : HVI - 650
 Puerto : Callao - Perú
 Fecha : 6-7/ 01/ 95

Antes de la Descarga :								
Tanque No	Ullages metros	H P	Metros Cúbicos	Barriles	Temperatura oF	A.P.I. a 60 oF	V.C.F. Tab. 6D	Barriles a 60 oF
6 - P	5065	A	732,745	4608,83	123,1	26,0	0,9753	4494,99
6 - S	5060	A	733,130	4611,25	124,5	26,0	0,9748	4495,05

Después de la Descarga :								
Tanque No	Ullages metros	H P	Metros Cúbicos	Barriles	Temperatura oF	A.P.I. a 60 oF	V.C.F. Tab. 6D	Barriles a 60 oF
6 - P	8810	A	446,505	2808,43	120,6	26,0	0,9753	2741,87
6 - S	8820	A	445,735	2803,59	120,6	26,0	0,9763	2737,14

Calado antes de la descarga : Proa 5,42 Popa 7,42 m.

Calado después de la descarga : Proa 5,31 Popa 7,21 m.

Posición del Ullage tomado (Hatch position) : C: Centro del Tanque
 F: Antes del centro.
 A: Después del centro.

Condición del mar : Antes : Calmado. Después : Calmado.

	Antes	Después	Entregado
A.P.I. a 60 oF	26,0	26,0	
Barriles a 60 oF	8990,04	5479,01	3511,03
Galones a 60 oF	377,582	230,118	147,464
W.C.F. (tabla 13)	0,14252	0,14252	
Toneladas Métricas	1281,261	780,869	500,392
Kilogramos	1281,261	780,869	500,392

Time log

Cliente : Cía de Petróleo Shell del Perú
Buque : B/ T " Caura "
Carga : HVI - 650
Puerto : Callao - Perú

Fecha	Hora	DESCRIPCION
01/06/1995	20:55	Buque arriba al Callao. Aviso de alistamiento extendido
	22:20	Práctico a bordo.
	23:30	Inicia maniobras de amarre.
	23:50	Buque amarrado al muelle 4-B
	24:00	Escala a tierra.
01/07/1995	01:25	Autoridades a bordo.
	01:30	Libre práctica concedida.
	01:35	Inspectores a bordo. Representantes de Schell a bordo.
	01:35	Carta de alistamiento aceptada por el representante de Schell.
	01:40	Inicia toma de Ullages, temperaturas y muestreo.
	02:25	Término de toma de Ullages, temperaturas y muestreo.
	02:25	Empieza la conexión de la línea de negros al manifold de la nave No 2. HVI-650-S.
	02:45	Termina la conexión de la manguera.
	02:45	Empieza la conexión de la manguera . De la línea de blancos al manifold de la nave No 3, HVI-650.
	03:15	Termina la conexión de la manguera, al manifold No 3.
	03:20	Cálculos terminados.
	03:40	Inicia la descarga HVI-160-S, por la línea de negros.
	03:45	Inicia la descarga HVI-650-S, por la línea de blancos.
	05:00	HVI-160-S : Presión de la línea 105 psi. HVI-650 : Presión de la línea 105 psi.
	06:00	HVI-160-S : Presión de la línea 100 psi. HVI-650 : Presión de la línea 105 psi.
	06:55	Se detiene la descarga HVI-160-S y HVI-650 debido a fugas por la línea del buque.
	07:00	Reanuda descarga HVI-650.
	06:20	Reanuda descarga HVI-160-S.
	06:30	HVI-160-S : Presión en la línea 100 psi. HVI-650 : Presión de la línea 105 psi.
	10:35	Los tanques 8-P y 8-S son inspeccionados, encontrándose bien secados.
	10:35	Se detiene la descarga HVI-160-S .
	11:15	Se detiene la descarga HVI-650, por problemas hidráulicos del buque.
	14:15	Reanuda descarga HVI-160-S.
	14:35	Reanuda descarga HVI-650.
	15:00	HVI-160-S : Presión en la línea 100 psi. HVI-650 : Presión de la línea 100 psi.
	15:25	Termina la descarga HVI-650.
	15:30	Los tanques 6-P y 6-S son inspeccionados, encontrándose bien secados.
	15:33	Empieza el soplado con aire en la línea No 3 del buque y a la línea de blancos
	15:43	Termina el soplado . Tierra/ Buque.
	15:50	Se desconecta la manguera del manifold del buque, línea de blancos.
	16:00	HVI-160-S : Presión en la línea 100 psi.
	16:05	Empieza la conexión de la manguera, del manifold del buque No 5 a la línea de blancos. HVI-95.
	16:40	Inicia la descarga HVI-95, por la línea de blancos.
16:45	HVI-160-S : Presión en la línea 40 psi. HVI-95 : Presión en la línea 40 psi.	
17:55	HVI-160-S : Presión en la línea 40 psi. HVI-95 : Presión en la línea 35 psi.	

Fecha	Hora	DESCRIPCION
01/08/1995	18:00	HVI-160-S : Presión en la línea 95 psi. HVI-95 : Presión en la línea 100 psi.
	19:30	HVI-160-S : Presión en la línea 95 psi. HVI-95 : Presión en la línea 105 psi.
	20:40	Termina la descarga HVI-95 de los tanques 1-P y 1-S.
	20:45	Se toman Ullages y temperaturas a los tanques 1, con HVI-95.
	20:50	Inicia el soplado con aire a la línea No 5 y a la línea de blancos.
	20:56	Termina el soplado a la línea del buque y a la línea de blancos. Buque/ Tierra.
	21:15	Se toman Ullages y temperaturas a los tanques 7, que contiene HVI-95.
	21:40	Inicia descarga HVI-95, por la línea de blancos.
	21:45	Termina descarga HVI-95.
	21:50	Empieza el soplado con aire a la línea del buque y a la línea del buque.
	21:55	Termina el soplado a la línea del buque y a la línea de blancos.
	22:00	Inicia la descarga HVI-55, por la línea de blancos, desde los tanques 5-P y 5-S.
	22:25	Se detiene la descarga HVI-55, por problemas de planta.
	22:30	Se reanuda la descarga HVI-55.
	22:30	HVI-160-S : Presión en la línea 95 psi. HVI-55 : Presión en la línea 105 psi.
	24:00	HVI-160-S : Presión en la línea 90 psi. HVI-55 : Presión en la línea 100 psi.
	01:15	Termina la descarga HVI-55 de los tanques 5-P y 5-S.
	01:17	Se toman Ullages y temperaturas del tanque 5-P. Se verifica que el tanque 5-S este bien secado.
	01:24	Inicia el soplado con aire a la línea No 5 del buque y por la línea de blancos.
	01:34	Termina el soplado por la línea No 5 y la línea de blanco.
	01:55	Se desconecta la manguera de la línea de blancos del manifold No 5 del buque.
	02:10	Se conecta la manguera de la línea de blancos al manifold No 4 del buque. MVI-170.
	02:25	Inicia descarga MVI-N-170, por la línea de blancos.
	03:30	Termina la descarga MVI-N-170. Se toman Ullages y temperaturas al tanque No 4 centro.
	03:40	Empieza el soplado con aire a la línea No 4 del buque y a la línea del buque.
	03:50	Termina el soplado de la línea No 4 del buque y de la línea de blancos. Buque/ Tierra.
	04:25	Inicia la descarga MVI-N-45 del tanque central No 6 del buque por la línea de blancos.
	05:10	Termina la descarga MVI-N-45 del tanque central No 6. Se inspecciona que el tanque este bien seco.
	05:10	Empieza el soplado con aire por la línea No 4 del buque, y por la línea de blancos.
	05:10	HVI-160-S : Presión en la línea 80 psi.
05:25	Termina el soplado por la línea No 4 y la línea de blanco. Buque/ Tierra.	
05:45	Termina la descarga HVI-160-S. , de los tanques 8-P , 8-S y central No 5. Se verifica que los tanques estén bien secos.	
05:47	Inicia el soplado con aire por la línea No 2 del buque por la línea de negros.	
05:52	Se entrega la línea de blancos a Texaco.	
05:57	Termina el soplado por la línea No 2 del buque y por la línea de negros. Buque/ Tierra.	
06:20	Se entrega la línea de negros a Texaco.	

Observación : El buque continua descargando otros combustibles.

MEDICION DEL GAS PROPANO A BORDO

BUQUE: LPG/C ANCON	PROCEDENCIA:	PLANTA RECEPTORA:	CALADO		FECHA:
	ECUADOR		CALLAO	POPA: 18' 03	

TANQUE No	MEDIDAS			BARRILES A OBSERVADA			BARRILES A 60 F				TOTAL
	ULLAGES	TEMP.	PRESION	CAPACIDAD BRUTA	LIQUIDO	VAPOR	FACTOR @ 60 F	LIQUIDO	FACTOR DE PRESION	BARRILES CONVERTIDOS	
1	5,08	28	36	3218	2863	355	1.041	2980	71	5	2985
2	5,07	32	36	3220	2859	361	1.036	2962	71	5	2967
3	5,48	32	35	3420	3101	319	1.036	3213	72,1	4	3217
4	4,75	28	33	5015	4730	285	1.041	4924	75,3	4	4928
5	4,74	30	36	5031	4738	293	1.039	4923	71	4	4927
6	4,75	30	36	3595	3394	201	1.039	3526	71	3	3529
TOTAL BARRILES ANTES DE LA DESCARGA:											22553
1	0,00	28	26	3218		3218			87,6	37	37
2	0,00	28	26	3220		3220			87,6	37	37
3	0,00	37	26	3420		3420			87,6	39	39
4	0,00	28	25	5015		5015			89,5	56	56
5	0,00	30	28	5031		5031			83,8	60	60
6	0,00	25	28	3595		3595			83,8	43	43
TOTAL A BORDO:											272
TOTAL BARRILES DESPUES DE LA DESCARGA:											22281

ULLAGES A BORDO

PUERTO DE EMBARQUE 22541 BLS.	PUERTO DE DESCARGA 22553 BLS.	DIFERENCIA 12	REMANENTE A BORDO 272 BLS.	DESCARGADO POR EL BUQUE SEGÚN ULLAGES 22281 BLS.
---	---	-------------------------	--------------------------------------	--

OBSERVACIONES

SP - GR: 0,5421
BL: 22502,36 BLS.

	INSPECTOR DE EMBARQUE	CAPITAN DEL BUQUE
--	------------------------------	--------------------------

Informe de estadia:	Fecha: 27 - 12 - 94
Buque: " LPG/C ANCON "	Puerto : Callao- Muelle 7-B
Calado - Llegada : Proa 11,09 Popa 18,03	
Calado - Salida : Proa 7,08 Popa 16,00	

Fecha	Hora	Observaciones
27/12/1994	9:30:00	Llegada al Callao procedente de Pta Arenas- Ecuador.
	11:00:00	Práctico a bordo.
	11:54:00	Buque amarrado en el muelle 7B.
	12:20:00	Autoridades a bordo.
	12:50:00	Libre plática.
	13:00:00	Inspector a bordo.
	13:05:00	Manga conectada
	13:05:00	Inicia toma de Ullages, temperatura, presiones, etc.
	13:15:00	Finaliza toma de Ullages, temperatura, presiones, etc.
	13:40:00	Cálculos terminados.
	14:18:00	Inicia descarga de GLP.
	16:00:00	Total GLP descargado : 2830 bbls.
	17:00:00	Total GLP descargado : 3855 bbls.
	18:00:00	Total GLP descargado : 4392 bbls.
	19:00:00	Total GLP descargado : 5924 bbls.
	20:00:00	Total GLP descargado : 7093 bbls.
	21:00:00	Total GLP descargado : 8200 bbls.
	22:00:00	Total GLP descargado : 9357 bbls.
	23:00:00	Total GLP descargado : 10478 bbls.
	24:00:00	Total GLP descargado : 11505 bbls.
	12:00:00	Total GLP descargado : 12742 bbls.
28/12/1994	1:00:00	Total GLP descargado : 13836 bbls.
	2:00:00	Total GLP descargado : 15119 bbls.
	3:00:00	Total GLP descargado : 15119 bbls.
	4:00:00	Total GLP descargado : 16495 bbls.
	5:00:00	Total GLP descargado : 17870 bbls.
	6:00:00	Total GLP descargado : 19246 bbls.
	7:00:00	Total GLP descargado : 20315 bbls.
	8:00:00	Total GLP descargado : 21178 bbls.
	9:00:00	Total GLP descargado : 22277 bbls.
	9:36:00	Finaliza descarga de GLP . Inicia desplazamiento de vap.
	9:50:00	Termina desplazamiento de vapor.
	9:53:00	Inicia inspección de tanques.
	10:06:00	Termina inspección de tanques.
	10:08:00	Manga desconectada
	10:15:00	Cálculos terminados.
	10:30:00	Documentos firmados.
	11:14:00	Zarpe con destino a Pta Arenas- Ecuador.

PROMEDIOS DE DESCARGA			
Producto	Barriles Descargados	Horas Descarga	Promedio Barriles/ Hora
GLP	22281	19,18	1162

CONTROL DE PRESIONES

FECHA: 27 - 12 - 94

BUQUE: ANCON VIAJE No: 151 - 94		PUERTO: CALLAO - MUELLE 7B			PRESION SEGUN CONTRATO 100 LIBRAS
DIA	HORA	PRESION L/BLANCOS	PRESION L/NEGROS	PRESION GAS/LINEA	OBSERVACIONES
27	14:18:00				Inicia descarga de G.L.P.
	15:00:00	110 PSI			Descargando G.L.P.
	16:00:00	110 PSI			Descargando G.L.P.
	17:00:00	110 PSI			Descargando G.L.P.
	18:00:00	110 PSI			Descargando G.L.P.
	19:00:00	110 PSI			Descargando G.L.P.
	20:00:00	115 PSI			Descargando G.L.P.
	21:00:00	115 PSI			Descargando G.L.P.
	22:00:00	120 PSI			Descargando G.L.P.
	23:00:00	120 PSI			Descargando G.L.P.
	24:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
28	1:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	2:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	3:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	4:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	5:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	6:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	7:00:00	125 PSI			Descargando G.L.P.
	8:00:00	130 PSI			Descargando G.L.P.
	9:00:00	130 PSI			Descargando G.L.P.
	9:36:00				Termina descarga de G.L.P.
PROMEDIO DE BOMBEO					
			CAPITAN		INSPECTOR
			FIRMA NOMBRE		FIRMA NOMBRE

Informe de Inspección de Bunker

PORT TERMINAL : Amarradero N° 1 - La Pampilla		OFFICE: DELEG. TEL.										
VESSEL BUQUE : M/T "Ariete" VOY VIAJE No		INSPECTOR (S):										
DATE FECHA : 28/ 03/ 95 CAGO PRODUCTO : Petróleo Residual 500		CLIENTE : Southern Perú Cooper Corporation										
BUNKER MEASUREMENT/MEDICION DE CARBONERAS												
LAST PORT OF CALL ULTIMO PUERTO : Tocopilla-Chile		AVERAGE DAILY CONSUMPTION - TONS CONSUMO DIARIO PROMEDIO EN TON.										
LAST SEA VOYAGE DAYS AT SEA DIAS DE NAVEGACION ULTIMO VIAJE : 5		AT SEA NAVEGANDO : 29/ 31 TM.										
DAYS AT ANCHOR DIAS FONDEADO : 1		IN PORT EN PUERTO : 7/ 14 TM.										
BUNKERS ON SAILING FROM LPC - TONS COMBUSTIBLE DE SALIDA ULTIMO PUERTO : 301,00 TM.		AT ANCHOR FONDEADO : NIL.										
VESSEL BUNKERED THIS PORT CARGO COMBUSTIBLE EN ESTE PUERTO <input type="checkbox"/> YES <input checked="" type="checkbox"/> NO TONS												
AT ARRIVAL AL ARRIBO		DATE FECHA : 28,03 ,95	TIME HORA : 05:30 hrs									
		API @ 80 F / DENSITY @ 15 C : 20,3	SOURCE FUENTE : Chief Engineer									
IS TESTING REQUIRED ON SAMPLES ON DEPARTURE: SE SOLICITA ANALISIS DE MUESTRA AL ARRIBO <input type="checkbox"/> YES <input checked="" type="checkbox"/> NO												
IF YES, REPORT RESULTS SI ES SI, INFORME RESULTADO												
TANK # TANQUE No	SAMPLED MUESTREADO YES / NO SI / NO	INN / ULL SOND / VACIO	GROSS OBSERVED VOLUME - M3 (G.O.V.)	GROSS OBSERVED VOLUME - BBLs (G.O.V.)	TEMPERATURE 0.5 F / 0.5 C	V.C.F. F.C.V.	GROSS STANDARD (M3/BBLs)	W.C.F. F.C.P. DENSIDAD	LONG TONS/ METRIC TONS	FLASH	VIS	API/ DENSITY
10	<input checked="" type="checkbox"/>	0,04	1,07	7	62,5	0,9907	7	0,14788	1,04			
11	<input checked="" type="checkbox"/>	4,83	77,90	490	77,0	0,9930	487	0,14788	72,02			
13	<input checked="" type="checkbox"/>	2,33	34,18	215	129,0	0,9714	209	0,14788	30,91			
14	<input checked="" type="checkbox"/>	1,70	52,85	332	140,0	0,9889	321	0,14788	47,45			
18	<input checked="" type="checkbox"/>	2,15	67,79	428	161,0	0,9579	408	0,14788	60,34			
19	<input checked="" type="checkbox"/>	1,90	6,02	38	149,0	0,9831	38	0,14788	5,32			
24	<input checked="" type="checkbox"/>	1,04	15,53	98	104,0	0,9818	98	0,14788	14,20			
TOTALS			255,34	1806,00			1564,00	0,14788	231,28			
AT DEPARTURE A LA SALIDA		DATE FECHA : 28,03 ,95	TIME HORA : 23:30 hrs	API @ 80 F / DENSITY @ 15 C : 20,3		SOURCE FUENTE : Chief Engineer						
IS TESTING REQUIRED ON SAMPLES ON DEPARTURE: SE SOLICITA ANALISIS DE MUESTRA A LA SALIDA <input type="checkbox"/> YES <input checked="" type="checkbox"/> NO				IF YES, REPORT RESULTS SI ES SI, INFORME RESULTADO								
TANK # TANQUE No	SAMPLED MUESTREADO YES / NO SI / NO	INN / ULL SOND / VACIO	GROSS OBSERVED VOLUME - M3 (G.O.V.)	GROSS OBSERVED VOLUME - BBLs (G.O.V.)	TEMPERATURE 0.5 F / 0.5 C	V.C.F. F.C.V.	GROSS STANDARD (M3/BBLs)	W.C.F. F.C.P. DENSIDAD	LONG TONS/ METRIC TONS	FLASH	VIS	API/ DENSITY
10	<input type="checkbox"/>	0,02	0,69	4	76,8	0,9922	4	0,14788	0,59			
11	<input checked="" type="checkbox"/>	4,83	77,90	490	77,0	0,9930	487	0,14788	72,02			
13	<input checked="" type="checkbox"/>	0,93	29,28	184	111,2	0,9789	180	0,14788	26,62			
14	<input type="checkbox"/>	1,70	52,85	332	140,0	0,9869	321	0,14788	47,45			
18	<input type="checkbox"/>	2,09	64,95	409	149,0	0,9831	394	0,14788	58,28			
19	<input type="checkbox"/>	1,92	6,09	38	140,0	0,9869	37	0,14788	5,47			
24	<input checked="" type="checkbox"/>	1,04	15,53	98	107,0	0,9808	98	0,14788	14,20			
TOTALS			247,27	1555,00			1519,00	0,14788	224,61			
									DIFERENCE DIFERENCIA	6,67		
DRAFT CALADO	FWD PROA	AFT POPA	LIST ESLORA									
										CHIEF ENGINEER JEFE DE MAQUINAS	PLACE - DATE LUGAR Y FECHA	

FACTOR DE EXPERIENCIA

Ultimos Viajes	Producto	Puerto de Carga	Fecha	Cantidades del Buque	Cantidades de Tierra	Factor Buque/ Tierra	Fuera del Rango
Ultimo	Diesel-2	San Francisco	12/09/1994	33508,88	33328,90	1,00540	Si
2° Ult.	Diesel-2	Lake Charles	11/03/1994	33708,98	33499,30	1,00626	Si
3° Ult.	Gasolina	La Havre	10/12/1994	39202,57	38866,42	1,00865	No
4° Ult.	Gasolina	Rotterdam	07/17/1994	38118,62	37985,00	1,00352	Si
5° Ult.	Gasolina	Sarroch	07/09/1994	38373,73	38318,09	1,00145	No
6° Ult.	Gasolina	Bilbao	06/26/1994	38647,98	38509,90	1,00359	Si
7° Ult.	Gasolina	La Coruña	05/31/1994	38402,81	38073,38	1,00865	No
8° Ult.	Gasolina	Curaso/ Willie	05/12/1994	37325,12	37238,98	1,00231	No
9° Ult.	Gasolina	Milford/ Haven	04/20/1994	38342,06	38069,03	1,00717	Si
10° Ult.	Gasolina	Sarroch	03/08/1994	39147,87	38932,74	1,00553	Si
11° Ult.	Gasolina	Sarroch	02/03/1994	39337,90	39132,39	1,00525	Si
12° Ult.	Gasolina	Donges	12/03/1993	39269,55	38945,77	1,00831	Si
13° Ult.	Gasolina	Skikda	11/20/1993	35791,36	35578,70	1,00598	Si

En el presente viaje :

Volumen Standard Bruto cargado : 150395
 Factor de Experiencia del Buque : 1,0057
 Teórico B/ L Bruto : 149543
 Actual B/ L Bruto : 149926
 Diferencia : -383
 Percentage : 0,26

Total Cantidades del Buque = 489177,43 = 1,00555

Total Cantidades de tierra 486478,6

Sumando y restando 0,003 , tenemos :

Rango de valores : 1,00255 y 1,00855

Ahora descartando los viajes fuera del rango, aplicamos el VEF

Cantidad Total del Buque = 335873,20

Cantidad Total de Tierra = 333981,73

V.E.F = 1,0057

Nota : Las cantidades están en toneladas métricas.

Puerto/ Terminal : La Pampilla / Amarradero N° 1	Inspector :
Fecha : 17/02/1995	Buque : "Trompeteros"
Producto : Kerosene	Cliente : Petroperú.

- Carta de Protesta (A)
 Aviso de Aparente Discrepancia (B)

En carga En Transferencia En Descarga Tierra Buque

Al capitán y/o propietarios y/o agentes del Buque : M/T "Trompeteros"

Al Representante del Terminal :

De parte de nuestros coordinadores superiores, notificamos que el 17 de Febrero de 1995 a las 14:00 hrs.

Se observó lo siguiente :

1.- (A) Según el Bill of Lading : 139613 T.M
 Cantidades recibidas en tierra : 136732 T.M.
 Diferencia : -2881 T.M.
 Porcentage : 2,06 %

(A) Por lo tanto Uds. serán responsables por la pérdida y daños a las sustancias que se encuentran bajo su jurisdicción.

(B) Por lo tanto notificamos que una adicional investigación será indispensable para resolver esta discrepancia.

Recepcionado:

Por el Buque

Por el Terminal

Inspector

Checklist Inspección

Puerto de Carga

Buque : "San Matino"

Puerto : Callao - Muelle 7-B

Producto : Fuel Oil

Fecha : 03/ 08/ 95

Número de Item	Acción	Si	No
Antes de la Carga			
1	Se realizó un encuentro con los representantes del buque y de tierra.	_____	_____
2	Fueron las líneas chequeadas y los tanques medidos?	_____	_____
3	Se tomaron todas las temperaturas de los tanques?	_____	_____
4	Se tomaron muestras del tanque?	_____	_____
5	Estuvieron disponibles los factores de experiencia del buque a bordo?	_____	_____
6	Fueron registrados el calado, trimado y la escora?	_____	_____
7	Fue el buque completamente deslastrado?	_____	_____
8	Estuvieron las líneas de cubierta del buque secas?	_____	_____
9	Se tomaron las medidas de las cantidades a bordo?	_____	_____
10	se hicieron las correlaciones al trimado, escora y wedge?	_____	_____
11	Se tomaron muestras de las cantidades a bordo?	_____	_____
12	Fue medido el tanque de slop?	_____	_____
13	Se tomaron las medidas de las temperatura a las cantidades a bordo?	_____	_____
14	Fueron selladas las válvulas de mar en la posición de cerrado?	_____	_____
15	Se siguió el procedimiento de load - on - top?	_____	_____
16	Se verificó las cantidades del bunker?	_____	_____
Durante el Cargamento			
17	Se encontró alguna dificultad?	_____	_____
18	Se tomaron muestras de la línea?	_____	_____
Después del Cargamento			
19	Fue registrado el calado, trimado y la escora?	_____	_____
20	Las líneas del buque fueron drenadas de los compartimientos, antes del ullage?	_____	_____
21	Se registraron las medidas de todos los ullages, temperaturas y aguas del buque?	_____	_____
22	Fue el tanque de lastre inspeccionado?	_____	_____
23	Se tomaron muestras de cada compartimiento del buque?	_____	_____
24	Fue inspeccionado el sellado de las válvulas de mar y su posición de cerrado?	_____	_____
25	Se verificó las cantidades del bunker?	_____	_____
26	Se registraron los volúmenes y se calcularon con las correlaciones aplicadas?	_____	_____
27	Fue realizada una reconciliación entre el buque y tierra?	_____	_____
28	El Bill of Lading esta de acuerdo con las medidas del buque?	_____	_____
29	La cantidad de los productos esta de acuerdo con las especificaciones de la parte interesada?	_____	_____
30	Se mantuvo un time Log?	_____	_____
31	Fue emitida una Carta de Protesta durante el cargamento?	_____	_____

Checklist Inspección

Puerto de Descarga

Buque : "San Matino"

Puerto : San Nicolás

Producto : Fuel Oil

Fecha : 04/ 08/ 95

Número de Item	Acción	Si	No
Antes de la Descarga			
1	Se realizó un encuentro con los representantes del buque y de tierra.	_____	_____
2	Fueron las líneas chequeadas y los tanques medidos?	_____	_____
3	Se tomaron todas las temperaturas de los tanques de recepción?	_____	_____
4	Se tomaron muestras de los tanques de tierra?	_____	_____
5	Estuvo disponible el dato del factor de experiencia del buque por parte del representante del buque?	_____	_____
6	Fue registrado el calado, trimado y la escora?	_____	_____
7	Las líneas del buque fueron drenadas en los compartimientos de los productos?	_____	_____
8	Se tomaron al arribo todas los Ullages, temperaturas y agua de los tanques del buque?	_____	_____
9	Fueron chequeados los tanques de lastre?	_____	_____
10	Se tomaron muestras de cada compartimiento del buque?	_____	_____
11	Fue entregada una muestra del producto, por parte del buque?	_____	_____
12	Fueron encontradas las válvulas de mar en la posición correcta y con número de sello registrado en el embarque?	_____	_____
13	Se verificó las cantidades del bunker?	_____	_____
14	Fue completada los cálculos de volumen antes de la descarga?	_____	_____
15	Se determino la diferencia en - transito?	_____	_____
Durante la Descarga			
16	Se encontró alguna dificultad?	_____	_____
17	Se tomaron muestras de la línea?	_____	_____
18	Se preparó un registro de descarga del buque?	_____	_____
19	Se preparó un Time Log?	_____	_____
Después de la Descarga			
20	Fue registrado el calado, trimado y escora?	_____	_____
21	Fueron todas las líneas del buque chequeadas por producto remanente?	_____	_____
22	Hubo remanente a bordo, se midió?	_____	_____
23	La cantidad de remanente a bordo fue medida en diferentes puntos?	_____	_____
24	Se empleo la correlación wedge, trimado o escora?	_____	_____
25	Se completó el reporte de OBQ/ROB?	_____	_____
26	Fue tomada una muestra del material remanente a bordo?	_____	_____
27	Es posible la toma de temperatura de las cantidades remanentes a bordo?	_____	_____
28	Se encontraron las válvulas de mar intactas del puerto de carga?	_____	_____
29	Se verificó las cantidades del bunker?	_____	_____
30	Fueron tomadas las medidas de los tanques de tierra?	_____	_____
31	Fue usado el factor de experiencia para la reconciliación de volumen?	_____	_____
32	Las pruebas de calidad fueron aceptadas al producto en presencia de personal calificado?	_____	_____
33	Fue emitida una Carta de Protesta durante la descarga?	_____	_____

3.- Procedimiento para obtener muestras representativas de petróleo crudo, derivados y gas. (ASTM D-270-65)

El petróleo y el gas son peligrosos, y a menudo contienen agua, sedimentos. así para poder establecer la cantidad en estos productos, debemos recurrir al muestreo como forma de prevención que beneficiará a las partes interesadas.

La mayor dificultad que se tiene para tener una muestra representativa es la de tener la certeza de que se tiene una muestra recolectada que represente la uniformidad de la mezcla petróleo/agua en toda la sección de la tubería.

Cuando se requiera sacar muestras al inicio o al termino de una transferencia de petróleo crudo se debe evitar el aparente mezclado que ocurre en el empleo dispositivos mecánicos de mezclado debido al muy bajo flujo que acontece en tales circunstancias. Generalizando podemos asumir que existen dos métodos de muestreo de tanques y muestreo automático. El primero de ellos será representativo si el contenido del tanque es homogéneo desde el fondo hasta el tope, lo que en realidad no sucede con frecuencia en los casos específicos de petróleo crudo y fuel oil.

El muestreo de tanques podrá ser aceptable en casos de derivados que tienen una presión de vapor menor que la atmosférica.

El muestreo automático es recomendable para largas extensiones de tuberías, las mismas que se encuentran en la misma refinería es decir las que se someten a análisis previo para su almacenamiento. también se emplean en tanques de gran capacidad o multicargamento en buques. Con este tipo de muestreo se obtienen muestras representativas de sedimentos y agua en petróleo crudo.

Los muestreos de tanques tienen sus desventajas con respecto a la concentración de agua que pueda existir si se realiza una muestra corrida del fondo, medio y tope. Esto es debido a que el agua se aloja en el fondo del tanque.

3.1. Instrumentación de muestreo:

Los aparatos de muestreo que se utilizan en los tanques de los buques va a depender del tipo de muestreo que se aplique, donde el muestreo con ladrón y con botellas son los mas utilizados.

El ladrón esta diseñado generalmente para obtener muestras de 1/2 pulgada del fondo del tanque o de cualquier nivel del tanque, llenándose completamente y ser retirado sin ninguna contaminación del contenido. Existen dos tipos de ladrón, uno de los cuales al descender mantiene las válvulas abiertas para permitir que el petróleo lave el recipiente, y que una vez que toca el fondo, las válvulas se cierran automáticamente, reteniendo la muestra del fondo. El otro tipo de ladrón posee una barra que es una proyección de la varilla de las válvulas la cual abre las válvulas automáticamente en cuando toca el fondo del tanque. La muestra entra al recipiente a través de la válvula del fondo y el aire se desplaza simultáneamente por el tope. Las válvulas se cierran cuando se retira el ladrón.

El muestreo con botella, como su nombre lo indica requiere de una botella y un soporte que amarrado a este permite su inmersión a la profundidad que se quiera muestrear. Evidentemente toda botella necesitara de un tapón de acuerdo al diámetro de las aberturas de las botellas y que varia de acuerdo al producto. Para crudos pesados y combustibles residuales se requiere de un diámetro de la abertura de 1 1/2 ", crudos ligeros 3/4", gas oil y aceites lubricantes pesados 1 1/2", diesel, gasolinas, aceites lubricantes ligeros, gas oil transparente 3/4".

Esto se debe a la viscosidad que no permite un rápido descenso, y por tal razón al abrir mas el espacio de entrada se hace mas fácil su desplazamiento. Por precaución de muestreo se debe de contar con un ladrón de mas o de una botella adicional.

3.2 Procedimientos de muestreo:

Los procedimientos de muestreo que se utilizan va a depender del requerimiento que se solicite, entonces tenemos muestras de todos los niveles, corrida, superior, media, inferior y composito.

La muestra de todos los niveles ocurre cuando se desciende la botella tapada lo mas cerca posible del nivel de descarga del tanque, para luego a una distancia, jalar el tapón con la cuerda y subir la botella a velocidad uniforme, para obtener 3/4 partes llenos de liquido.

La muestra corrida se realiza de la misma manera que la de todos los niveles, a diferencia que esta se realiza desde un inicio con la botella destapada.

Las muestras superiores se realizan en el punto medio del tercio superior del contenido del tanque. Las muestras medias en el punto medio del contenido del tanque. Las muestras inferiores al nivel de salida del tanque o de la succión articulada. Todas estas muestras, superiores, medias e inferiores se realizan con el tapón retirado de la botella.

Las muestras composito son aquellas que se obtienen mezclando muestras superiores, medias e inferiores en proporciones iguales, dependiendo de que sean de un solo tanque o de varios tanques, en este ultimo se aplicaran partes proporcionales al volumen de material que se encuentre en cada compartimiento.

En muestreo con ladrón, este se descenderá dentro del petróleo hasta la profundidad deseada, para luego de un tirón cerrar la válvula y obtener la muestra, procediendo entonces a subir lentamente, evitando una posible agitación.

Adicionalmente podemos considerar el uso de un muestreador automático en tubería, el cual facilita y mejora la correcta extracción del producto.

Los procedimientos a seguir para obtener muestras representativas de gas son diferentes a los que se realizan para el petróleo; estos se realizan en una línea de muestreo que tienen los buques y que están unidas a la línea del producto, purgándose la línea de muestreo abriendo la válvula de control y la válvula de venteo por un tiempo de 2 minutos.

El purgado del recipiente muestreador se realiza dependiendo de que el recipiente

sea de una sola válvula o de dos válvulas. En el primero de los casos se abre la válvula de entrada y se llena parcialmente, luego se cierra la válvula de control y se purga el recipiente, abriendo la válvula de venteo; posteriormente se invertirá el recipiente para lograr desalojar la porción del líquido que queda por la misma válvula. Esta operación se repetirá tres veces. En el caso de recipientes de dos válvulas, estos se purgarán por intermedio de la válvula de salida del muestreador, de manera que el gas escape a la atmósfera; luego se deja escapar el líquido restante por la válvula de venteo. Esta operación se realizara también tres veces.

La transferencia de la muestra se realizara abriendo la válvula de control y la válvula de entrada del recipiente, y cerrando la válvula de venteo. Cuando se llene el recipiente con la muestra se cierra la válvula de entrada y la válvula de control del producto. Entonces se desfoga la presión de la línea de muestreo abriendo la válvula de venteo. Finalmente se retira el recipiente.

La muestra obtenida entonces deberá de ser cuidadosamente transportada al laboratorio, para lo cual se protegerá las válvulas del recipiente muestreador usando una cubierta protectora para evitar choques accidentales y se tratara de colocar el recipiente en un lugar frío.

3.3 Consideraciones en muestreo automático:

Los productos de petróleo son generalmente homogéneos y usualmente no requieren condiciones especiales de flujo. El petróleo que contiene agua libre requiere de un mezclador que disperse el agua para obtener una mezcla homogénea de petróleo/agua en el punto de muestreo.

Cuando el agua y el petróleo están juntos en una tubería, el comportamiento de ambos se considera generalmente como una mezcla de dos fases. Las condiciones para obtener una muestra representativa en la tubería son:

- a) El agua estará distribuida de tal manera en la tubería de tal manera que la concentración será la misma en cada punto.
- b) La dispersión del agua en el petróleo serán constituidas por gotitas, suficientemente pequeñas para que no tengan efectos en la determinación del muestreo.

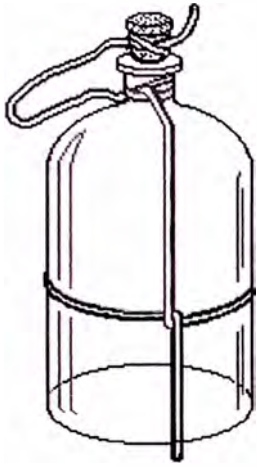
Las características del mezclado petróleo/agua en tuberías serán las mismas para cualquier análisis previo que se puedan realizar,

destacándose que las mezclas se incrementen con el aumento de la velocidad de flujo, las mezclas se deterioran con el incremento del tamaño de la tubería, aunque se mantenga la misma velocidad de flujo.

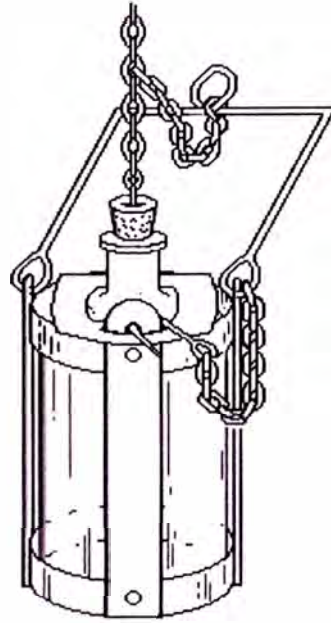
Las tuberías horizontales y verticales pueden contribuir a adecuar las mezclas petróleo/agua, proporcionando que la velocidad sea elevada. En tuberías horizontales las altas velocidades de flujo son necesarias en toda la extensión de la tubería para obtener muestras representativas de la mezcla. Los efectos que ocasionan cinco accesorios o mas en diferentes partes de la tubería mejora la mezcla en crudos de baja viscosidad. En tuberías verticales la anulación de la gravedad es una ventaja para obtener muestras. Además en Tuberías verticales se obtienen mejores mezclas, que en Tuberías horizontales cuando se añaden accesorios.

Es recomendable colocar el muestreador en la sección del flujo de caída de la tubería vertical, según el gráfico, obteniendo un mezclado adicional por los tres codos de 90.

El sistema consta de un muestreador que se encuentra dentro de la tubería y que traslada el volumen del liquido extraído hacia el extractor de muestra. El controlador de muestra actúa en el extractor de muestra de manera proporcional al flujo que registra o de acuerdo al tiempo que se le programe. El contador realiza el control de la muestra del controlador en proporción al flujo. El mezclador de muestra es empleado para la circulación, acondicionamiento y transferencia al contenedor. El recipiente de muestra es un portátil contenedor donde todas las muestras son recolectadas.

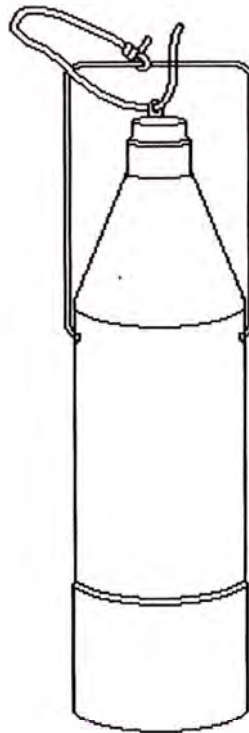
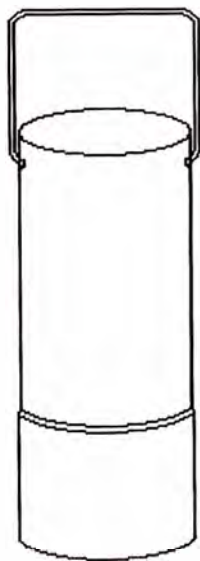


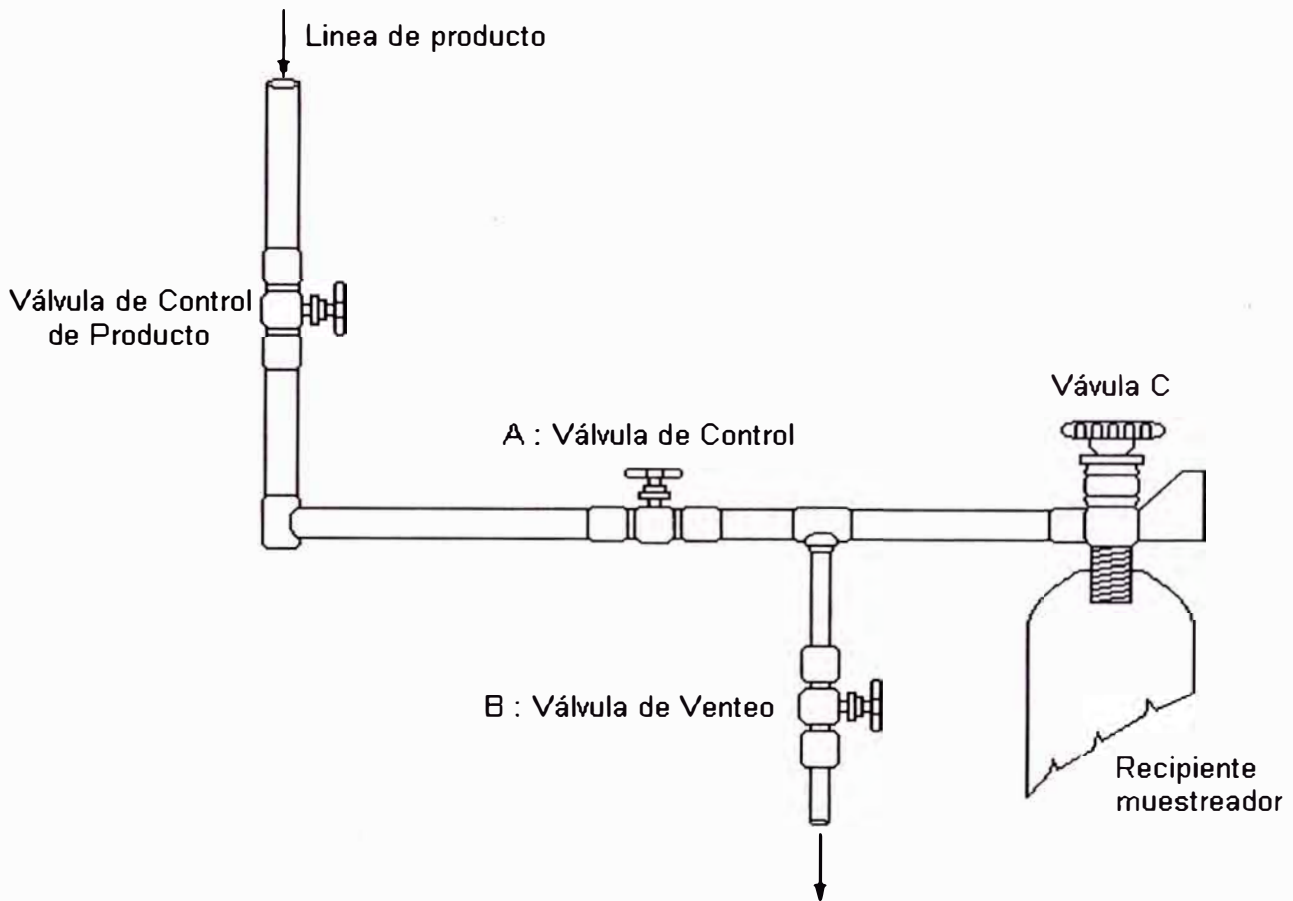
Botella de Muestreo



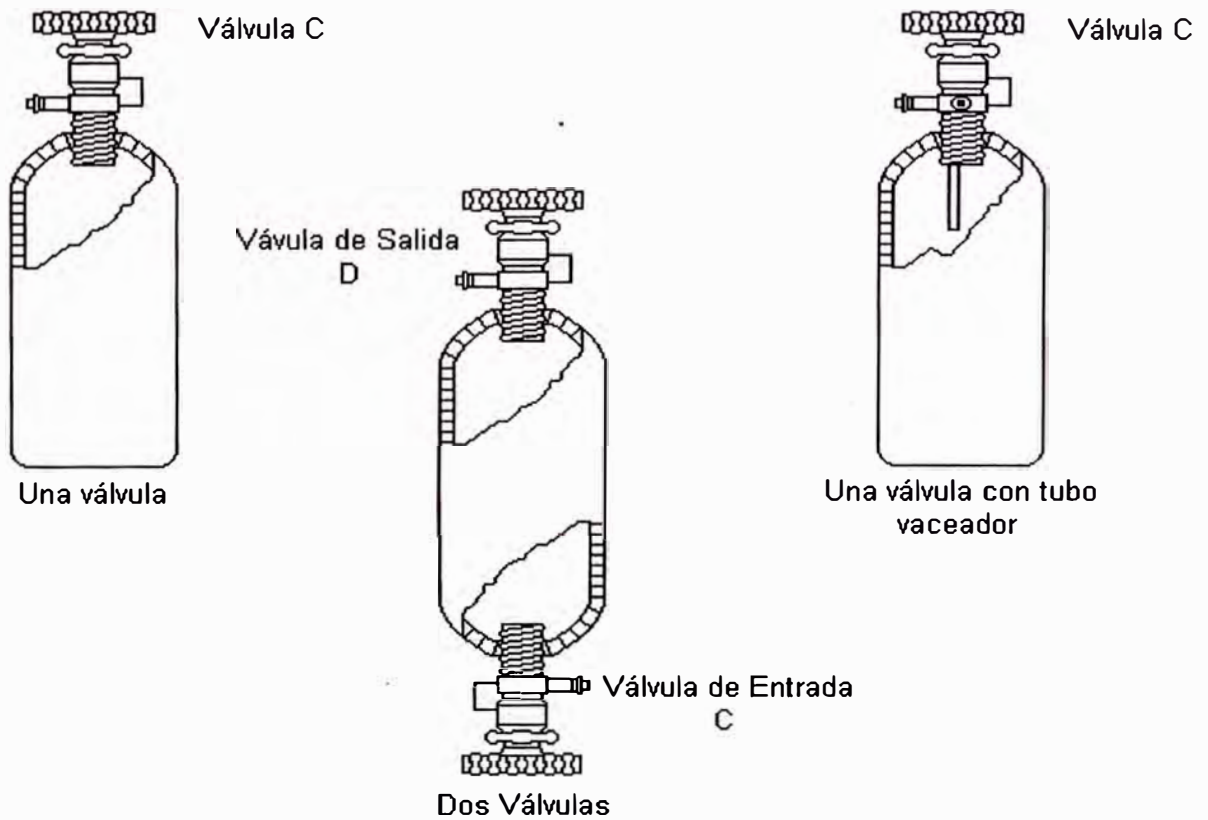
Botella con Soporte

Ladrones Muestreadores

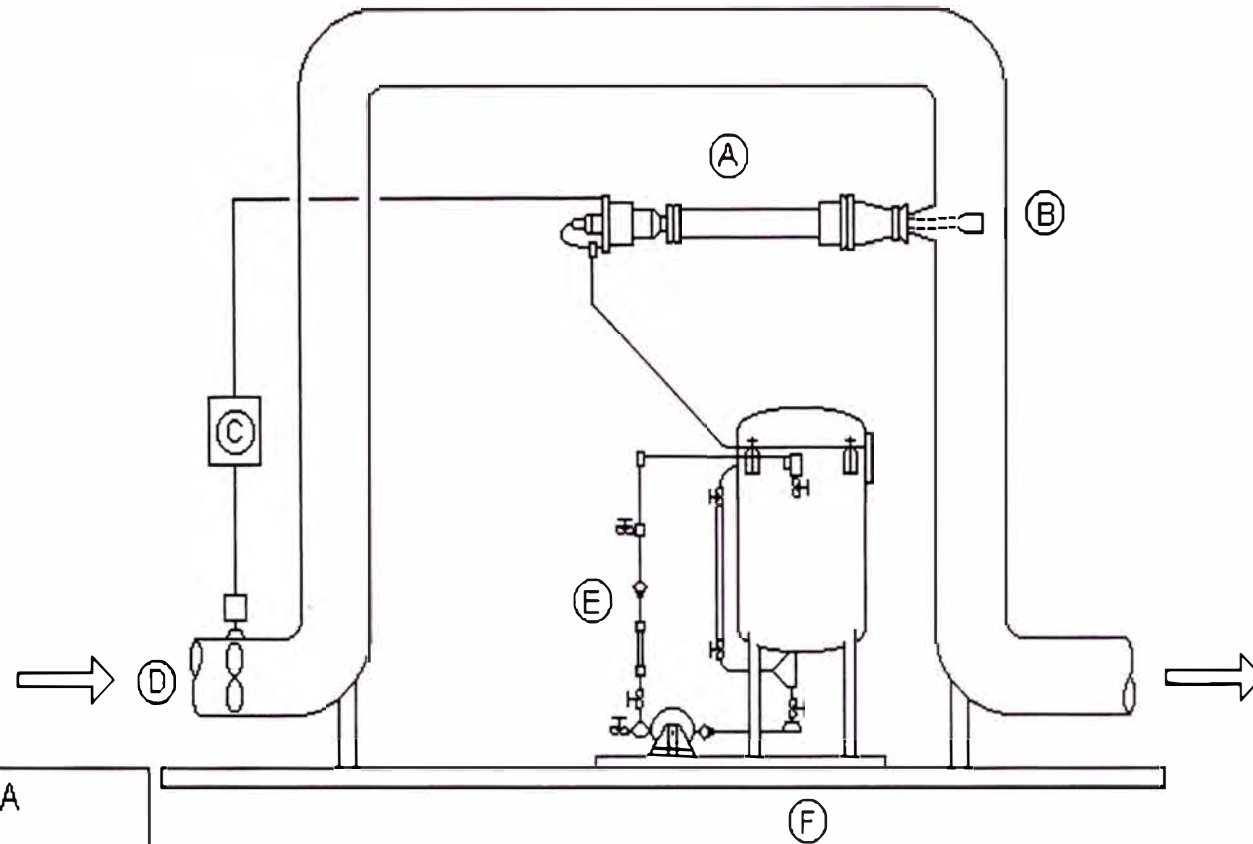




LINEA DE MUESTREO : INSTALACION



TIPOS DE RECIPIENTES MUESTREADORES



LEYENDA

- A.- Extractor de Muestra.
- B.- Muestreador.
- C.- Controlador de Muestra.
- D.- Medidor de Flujo.
- E.- Mezclador de Muestra.
- F.- Contenedor.

MUESTREADOR AUTOMATICO : INSTALACION

4.- Eficiencia de medidas complementarias en inspecciones

Con el mejoramiento que acontece cada adelanto en las mediciones con el uso de contadores, para la medición de productos líquidos así como la creciente importancia de las mediciones que puedan surgir en tierra para chequear con las cantidades a bordo del buque, es que se hace indispensable la exactitud de las mediciones donde las mediciones manuales son usualmente aceptadas, constituyéndose sin lugar a dudas en la mejor y la mas exacta. Aunque el uso de los medidores automáticos de nivel y los sensores de temperatura están gradualmente llegando a ser mas comunes.

Todo queda entonces en la habilidad del inspector que realiza la medición, claro que también debemos de asegurar el buen estado de los equipos que se cuenta, los cuales deben de estar calibrados, y por tanto en buen uso.

El inspector no esta libre de cometer errores, los cuales debe poder identificar, para atenuar los resultados, por lo que siendo un experimentado, no garantiza un perfecto trabajo. Los errores que pueda acontecer son generalmente en los datos tomados en el mismo campo de acción. Por esa razón la presencia de mas de un operador durante la toma de medida, garantiza los errores que se pueda cometer.

Lo que se debe de tener en cuenta es que las medidas que se toman deben de ser las mas exactas posibles con un pequeño margen de error, el cual no afecta en los cálculos por lo que se mantiene en un rango permitido de error.

Las distorsiones que se producen, entonces nos sugiere, si es que las mediciones de campo son bien realizadas, errores en los cálculos lo cual amerita realizar los cálculos por separado con la tripulación del buque, para lo cual se compara resultados, evitando errores estrictamente matemáticos.

4.1. Aplicación de criterios en mediciones de petróleo, derivados y GLP (ASTM D-1085) (API 2545) (ANSI 211.196)

Los procedimientos que se aplican para la medición de productos de petróleo que se realizan en los buques cuando se tiene almacenado estos en los tanques, varía de acuerdo al contenido que se tenga depositado. Existen dos tipos de procedimientos para obtener medidas, las cuales son: medida directa y medida indirecta; para determinar el volumen de petróleo que no tenga agua en suspensión es necesario medir el agua y el sedimento acumulado en el fondo del tanque. Para lograr disminuir el riesgo de la electricidad estática se debe poner en contacto el cuerpo con tierra por medio del domo del tanque o por la cubierta exterior del tanque. Nunca se debe medir un tanque durante una tormenta eléctrica. Cuando se proceda a medir, averiguar la posición correcta de medición de alguna autoridad encargada de las mediciones. Si existe alguna duda, medir la profundidad del punto de referencia para después compararlo con el registrado en la tabla de calibración del buque. Se deberá obtener las medidas de todos los compartimientos antes de empezar una descarga y después de completar la descarga, así como también antes de la carga y después de la carga registrando los calados de proa y popa así como los grados de babor y estribor de escora. Esta información es necesaria para después hacer las correcciones.

El oficial del buque y el inspector son los encargados de tomar juntos las mediciones y la temperatura del producto, las cuales tendrá los datos registrados en el informe a realizar por el inspector. Cuando se logra tener una lectura que se repite por dos veces, debido a que puede surgir inconvenientes durante la medición se considera entonces la medición correcta. Los inconvenientes se deben al vaivén del mar, con lo cual se asegura la medición.

Cuando se tiene un remanente a bordo se debe de tener cuidado en las mediciones, al igual en lo que se refiere a cantidades a bordo; en otras palabras estamos

hablando de ROB y OBQ.

Se debe tomar una muestra del ROB/OBQ para determinar su naturaleza y ver si se puede cargar encima (LOT) y tener el visto bueno del capitán y de los cargadores.

Debemos de distinguir dos clases de ROB/OBQ; los de material líquido y los de material no líquido. Los materiales líquidos pueden ser no bombeables, dependiendo de la naturaleza del producto (viscosidad), la potencia y la posición de las bombas del buque, la capacidad y la posición de las líneas del buque y de la aptitud del capitán del buque.

Para proceder a la medición se debe distinguir de que sean materiales líquidos, no líquidos, materiales líquidos encima de materiales no líquidos y de dos materiales líquidos diferentes.

también debemos considerar que para evitar errores en la medición la wincha se debe mantener sin dobladuras y cuando se procede a medir se golpetea el fondo del tanque para determinar la posición de perpendicularidad de la wincha por medio de la plomada de bronce a la vez que se mide el punto de referencia del tanque.

Cabe señalar que el error que se pueda cometer es que por acumulación de sedimentos o por accidentes al perder un termómetro, un trapo o una wincha inclusive se altera el nivel de referencia.

La precisión de la lectura de medición debe de ser la mas exacta posible, debido a que un error de un octavo de pulgada trae como consecuencia diferencias que por el tamaño del tanque, se considera de varios barriles.

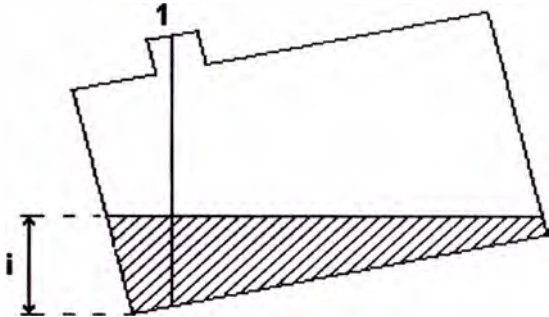
Para complementar una buena medición, es necesario tomar medidas de cortes de agua en todos los tanques, así no se requiera, por que por una mala maniobra de operación de válvula se adiciona agua.

En lo que respecta al GLP, las mediciones de cantidad se realizan de diferentes maneras entre las cuales tenemos:

Indicadores de nivel de liquido, cuyos recipientes generalmente están calibrados de tal manera que una lectura del nivel del liquido da indirectamente su volumen. En primer lugar, se determina cual de los vasos de medir esta a nivel del producto, para lo cual se cierra la válvula de purgar y se abren las de conexión entre el vaso y

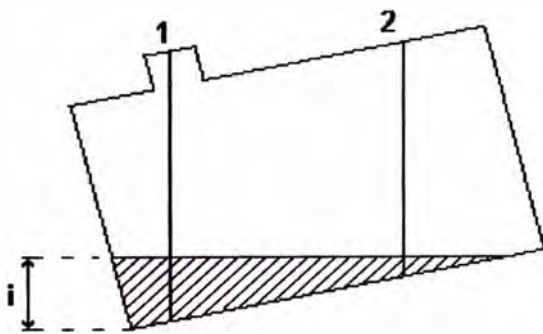
A) Materiales líquidos.

1. En contacto con todas las paredes.



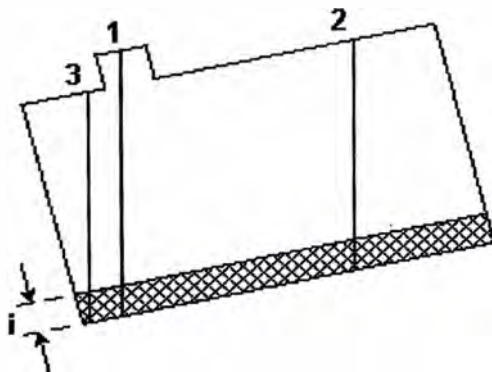
Medir por sonda en el punto de calibración (1); aplicar corrección por trimado.

2. En contacto con tres paredes solamente .



Después de medir por sonda en el punto de calibrado (1) chequear la sonda en otro punto (2) a proa o a popa del (1) y confirmar la cuña del líquido

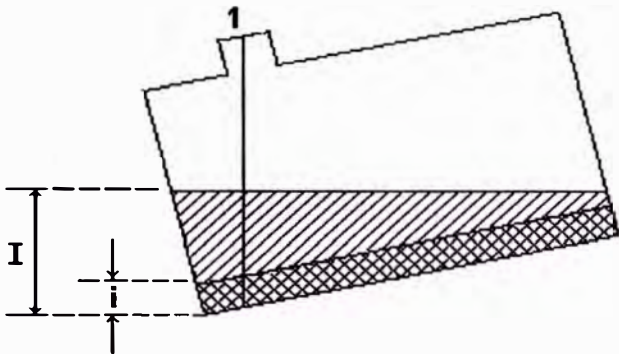
B) Materiales no líquidos.



Después de la medición por sonda en el punto (1) de calibrado tomar las sondas en varios puntos a proa y a popa de este punto (2 y 3). El trimado del buque no se aplica en este caso.

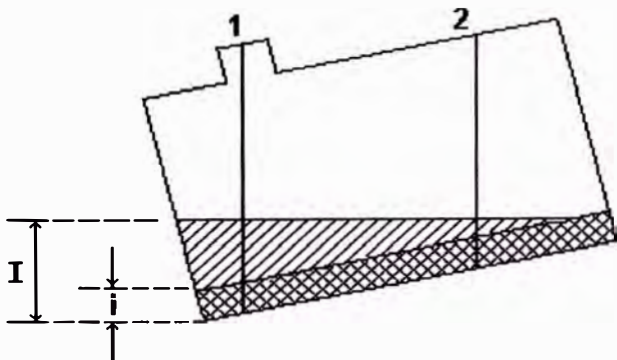
C) Materiales líquidos encima de materiales no líquidos.

1. Materiales líquidos en contacto con las 4 paredes.



Tomar la sonda del total OBQ/ROB (1) y la sonda para el material no líquido.

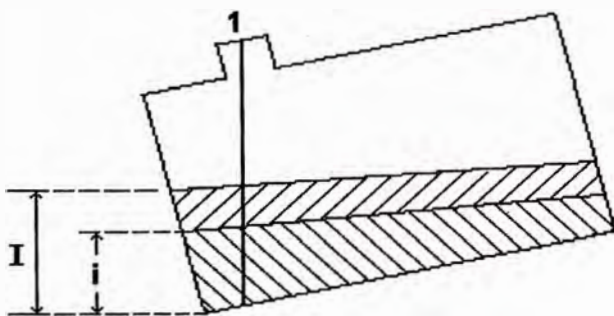
2. Materiales líquidos en contacto con tres paredes solamente.



Tomar la sonda de los materiales no líquidos (i) y obtener la sonda del líquido solamente por medición del total (I) y destrucción del no líquido (i). Se confirmara la cuña del líquido por varias medidas (2) y (3) en diferentes puntos a proa y popa.

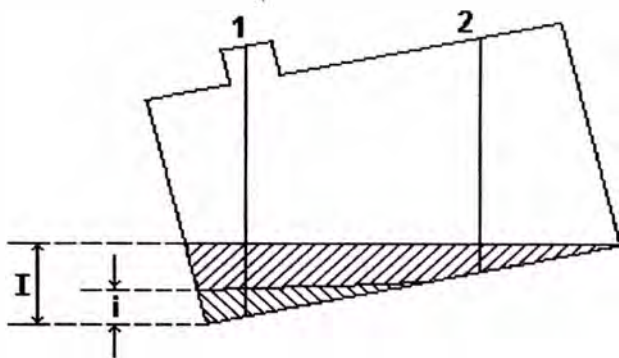
D) Dos materiales Líquidos diferentes (Petróleo y Agua).

1. Ambos líquidos están en contacto con las cuatro paredes.



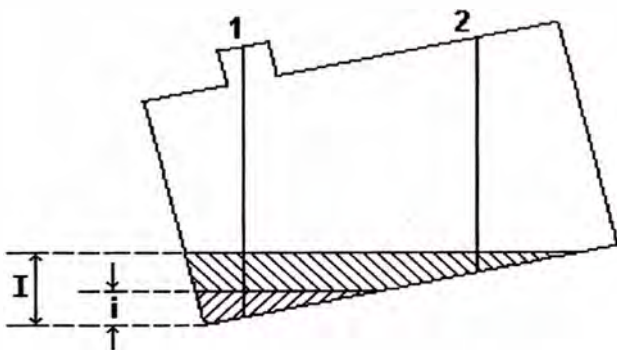
Tomar la sonda del total OBQ/ROB (I) y agua libre (i).

2. La parte líquida del fondo esta solamente en contacto con tres partes.



Tomar la sonda del total OBQ/ROB y la sonda del agua (i) y confirmar tomando otra (2) para el agua. Se aplica la formula Wedge.

3. Ambos líquidos están en contacto con tres paredes solamente.



En este caso tomar la sonda para el total (I) y para el agua solamente.

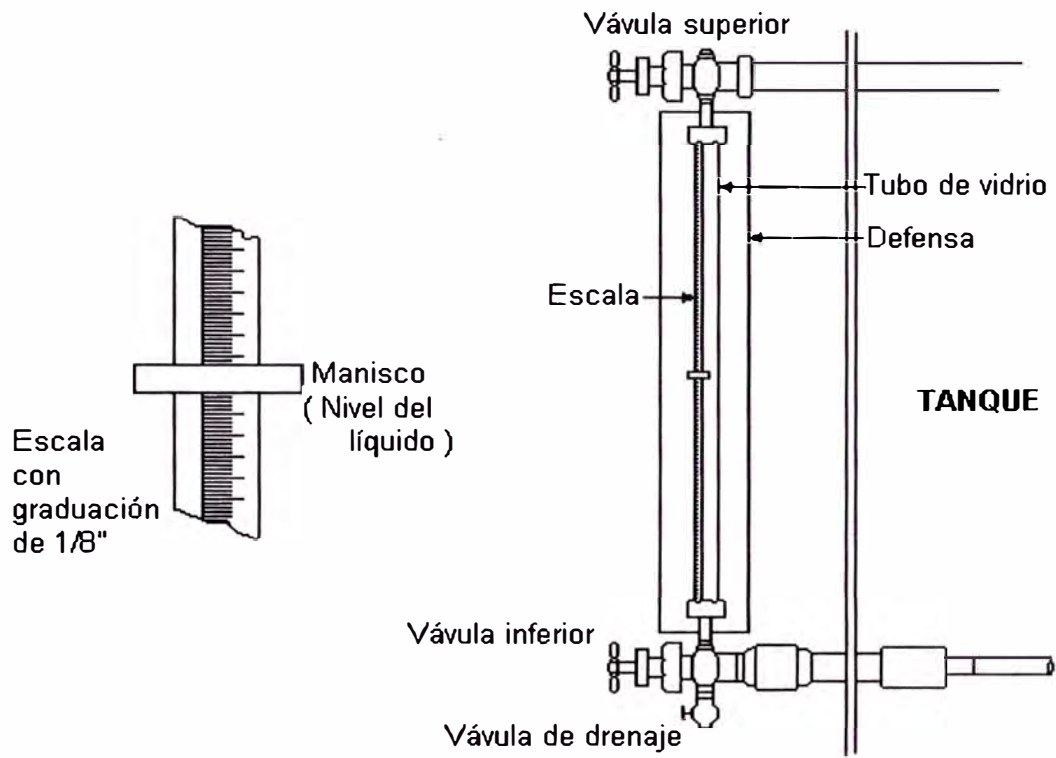
el tanque. Una vez localizado el vaso correspondiente, se llena y se vacía tres veces para que tome la misma temperatura que tiene el producto. Se le vuelve a llenar y se deja reposar el producto durante dos minutos para eliminar la agitación de la superficie, antes de tomar la lectura. Para tomar la lectura colocar un nivel o un objeto cualquiera de borde recto en forma horizontal y deslizar sobre la escala de medición, hasta que este en línea con la parte inferior del menisco del líquido contenido en el tubo de medición. La lectura debe ser tomada con aprox. de 1/8".

Medidor con flotador o magnético, es el más conveniente de los medidores porque en todo momento se sabe que volumen de GLP se tiene durante la operación de llenado. Un flotador es colocado dentro del recipiente y cuando el nivel del líquido varía, mueve el flotador el que a su vez gira el eje al cual está conectado.

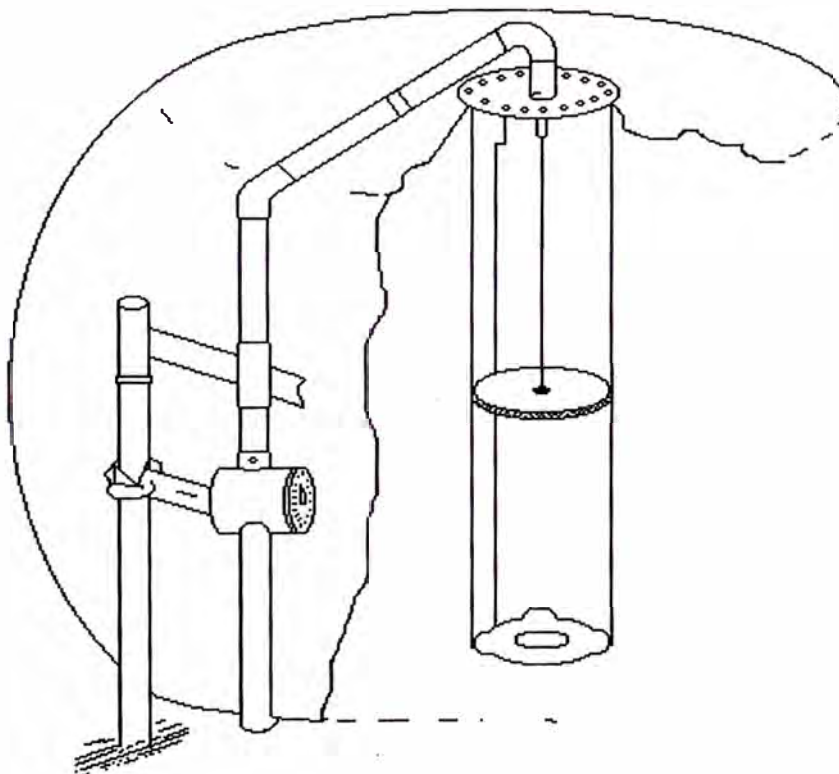
El señalador del indicador gira junto con el eje para indicar la cantidad del líquido en el recipiente en todo instante. La única característica de este medidor es el uso de un imán permanente para que transmita el movimiento del eje al señalador, el cual evita una conexión directa; la mayoría de los medidores indica el volumen en porcentaje del volumen total, o en galones.

Medidor automático, este medidor ha sido diseñado para cumplir los mismos fines que los anteriores pero elimina totalmente la participación del hombre. Son los más empleados en los buques. El mecanismo consiste en un carrete donde está enrollada una cinta graduada. En el extremo de la cinta cuelga un flotador que sube y baja con la superficie del líquido. El flotador tiene guías ancladas al fondo del tanque; la lectura se hace en el carrete en forma directa, bien sea en altura del tanque, en porcentaje o en unidades de volumen.

Para tomar la lectura se empieza oprimiendo la manivela que se halla instalada en la prolongación del eje del carrete de la cinta para comprobar que este y el flotador están operando libremente. Entonces se toma la lectura de la cinta a través de la mira o ventanilla de vidrio. Cabe señalar que cuando se realice la primera medición con este sistema, debe comprobarse si la lectura de la cinta corresponde al producto o del vacío.



INDICADORES DE NIVEL DE LIQUIDO



MEDIDOR AUTOMATICO

4.2. Exactitud en la determinación de temperaturas de petróleo y productos de petróleo (ASTM D-1086)

La importancia en las mediciones de temperaturas es tal, que por una mala lectura se obvian varios barriles en los cálculos finales. El inspector debe asegurarse de que el termómetro ha alcanzado la temperatura del líquido antes de la lectura. Se debe evitar cambios en la temperatura por la temperatura atmosférica que al momento de leer el termómetro en la cubierta del buque se pueda presentar. La temperatura del líquido en los tanques puede variar según su profundidad. Si existen marcadas diferencias en la lectura a una misma profundidad, se deberá proceder a tomar dos o más temperaturas en diferentes niveles, para luego promediar los valores.

Los termómetros usados en mediciones son el cup case y el electrónico. En el caso del cup case se deberá tomar medidas a criterio de la profundidad del líquido y del tiempo de inmersión según la naturaleza del producto.

Número mínimo de medidas de temperaturas según la profundidad del líquido

Profundidad del líquido	Mínimo número de medición de temp.	Nivel de medición
Más de 15 pies	3	3 pies debajo de la superficie del líquido, mitad del líquido y 3 pies sobre el fondo del tanque.
De 10 a 15 pies	2	3 pies debajo de la superficie del líquido y 3 pies sobre el fondo del tanque.
Menor a 10 pies	1	Mitad del líquido.

Si la temperatura atmosférica difiere por más de 20°F de la temperatura del líquido

en el tanque, el cup case deberá de ser sumergido dos o más veces para favorecer el acercamiento a la temperatura final de equilibrio antes de la inmersión final y reduciendo el tiempo de inmersión que se requiere para cada caso, el cual se detalla a continuación:

**TIEMPO MINIMO DE INMERSION PARA TERMOMETROS
CUP CASE**

Líquido	Tiempo mínimo de inmersión (min)
Crudo, gasolina, nafta, kerosene, gas oil, y otros aceites de viscosidad Saybolt Universal menos que 100 seg. a 100°F	5
Crudo, lubricante ligero, fuel y otros aceites de viscosidad Saybolt Universal sobre 100 seg. a 100°F y menor que 170 seg. A 210 °F	15
Crudo, lubricante pesado, gear, residual y otros aceites de viscosidad Saybolt Universal sobre 170 seg. a 210 °F	30

Para obtener la lectura, esta se debe de hacer de manera inmediata inclinando la copa con el producto, sin tener contacto con el cuerpo del inspector, debido a que alterará la lectura. Además por causa del viento o de la temperatura Atmosférica, se produce un cambio que por mínimo que sea, altera en los cálculos finales.

Los termómetros electrónicos son también usados en los buques, los cuales por su fácil operación son los mas usados . Estos actúan introduciendo el bulbo en el liquido, el cual trasmite la temperatura al indicador, el cual emite una lectura, dando valores que oscilan muy rápidamente, hasta estabilizarse y entonces poder registrar la lectura como la del líquido.

5.-Relación entre los resultados y la precisión para determinar conformidad con las especificaciones

Para que se cumplan con los requisitos de calidad, los productos a ser embarcados o recepcionados, son sometidos a controles que son especificados en el reporte de calidad, que en nuestro país están regidas por las normas de Indecopi. Los productos que se transportan en nuestros terminales son comunmente el petróleo residual 5 y el 6, el diesel 2, el kerosene, el GLP, y las gasolinas.

Petróleo Residual.- (Norma Técnica Nacional 321.002 - ITINTEC)

La presente norma establece las Características que debe cumplir el combustible petróleo residual N°5 y N°6, el cual es empleado en varios tipos de equipos de quemadores de combustibles, bajo condiciones climáticas y operativas diferentes.

Los tipos de combustibles petróleo residual especificados en la presente norma serán hidrocarburos homogéneos, libres de ácido inorgánico y de cantidades excesivas de elementos extraños, sólidos o fibrosos. Los tipos de petróleo residual permanecerán uniformes en almacenamiento normal y no se separaran por gravedad en componentes ligeros y pesados fuera de los límites de viscosidad establecidos. El combustible petróleo residual cumplirá con todas y cada una de las características que se indican en la tabla 1.

Tabla 1 - Requisitos para el Petróleo Residual

Características	Residual N°5	Residual N°6	Método de ensayo
Punto de inflamación en °C,mínimo	55	65,5	ITINTEC 321.024
Viscosidad cinemática a 50°C en CST			
- Mínimo	42,3	92,0	ITINTEC 321.031
- Máximo	81,0	638,0	
Agua y sedimentos en % en volumen			ITINTEC 321.054
- Máximo	1,0	2,0	
Cenizas en % en masa			
- Máximo	0,10	-	ITINTEC 321.020
Azufre en % en masa			ASTM D-129
- Máximo	2,0	3,5	ASTM D-1552

Cabe señalar que tanto la División Técnica de Petróleos del Perú, que a su vez emite su información al Departamento de Ventas, cumple con las normas establecidas, suministrando en cada producto su reporte de calidad, los cuales son los siguientes:

Petróleo Industrial		
Grados	N°5	N°6
Gravedad API	22,5	15,2
Punto de inflamación °F	200,0	220,0
Viscosidad Furol a 122°F	-	270,0
Viscosidad Furol a SSU a 100°F	350,0	-
Cenizas , % en peso	0,05	0,08
Punto de fluidez, °F	40,0	60,0
Azufre, % en peso	0,6	1,0
Poder calorífico, BTU/Lb	19000,0	18580,0
Agua y sedimentos, % vol.	0,05	0,10
Gravedad específica	0,9200	0,9646

Combustible Diesel.- (Norma técnica Nacional 321.003 - ITINTEC)

La presente norma establece los requisitos para los combustibles Diesel N 1 y N 2, requeridos para el consumo nacional. Los combustibles Diesel para uso en motores son mezclas de fracciones destiladas, esencialmente libres de agua y de material sólido en suspensión que al cumplir las características que se establecen en esta norma, son aptos para ser usados como combustibles en motores de combustión interna a ignición por comprensión o chispa. Pueden contener antioxidantes y otros aditivos que mejoren su calidad. Los combustibles Diesel, de acuerdo a las necesidades de su uso, se clasificaran en:

Diesel N°1. Combustible adecuado para su uso en motores diesel de alta velocidad (mas de 1000 rpm) de vehículos o equipos que trabajan en condiciones de variación muy frecuente en carga y velocidad, o en zonas extremadamente frías.

Diesel N°2. Combustible adecuado para el uso en tractores, camiones, equipos de construcción, ómnibus, plantas portátiles de fuerza, embarcaciones de calado menor cuyo motores de alta o mediana velocidad trabajan en condiciones de cargas relativamente altas y velocidades uniformes.

Los combustibles Diesel deberán cumplir todas y cada una de las características que se muestran en el cuadro 2.

Tabla 2 - Requisitos para Combustible Diesel

Características	Diesel N°1	Diesel N°2	Método de ensayo
Punto de inflamación en °C,mínimo	43,0	52,0	ITINTEC 321.024
Punto de fluidez en °C - Máximo	-12,0	4,0	ITINTEC 321.037
Agua y sedimentos en % en masa, en 10% de fondos,máximo	0,05	0,10	ITINTEC 321.029
Residuo de carbon en % en masa, en 10 % de fondos,máximo	0,15	0,35	ITINTEC 321.041
Cenizas , % en masa - Máximo	0,01	0,02	ITINTEC 321.020
Corrosión,máximo	Lámina N°3	Lámina N°3	ITINTEC 321.021
Destilación: - 90% destilado en °C,máximo	288,0	357,0	ITINTEC 319.177
Viscosidad a 37,8°C CST - Mínimo - Máximo	1,4 2,5	1,8 5,8	ITNTEC 321.031
Azufre en % en masa -Máximo	0,3	1,0	ASTM D-129 ASTM D-1552
Número Cetano,mínimo	40,0	45,0	ASTM D-613
Color en la escala de color ASTM,máximo	2,0	3,0	ASTM D-1500

Al igual que en el anterior se debe considerar los reportes de calidad de Petroperú.

Petrodiesel		
Grados	Nº1	Nº2
Gravedad API a 60°F	42,0	33,5
Color ASTM	1,5	1,5
Punto de inflamación ,°F	115,0	160,0
Punto de fluidez, °F	0,0	+30,0
Poder Calorífico ,BTU/Lb	19810,0	19540,0
Viscosidad a 100 °F, cst	1,78	-
Viscosidad a 100°F, SSU	-	42,0
Corrosión - Máximo	Lámina Nº3	Lámina Nº3
Azufre, % en peso	0,02	0,4
Indice de Cetano	46,5	51,0
50% de destilado a °F	430,0	580,0
90% de destilado a °F	510,0	675,0
Punto final de ebullición,°F	550,0	720,0
Gravedad específica	0,8156	0,8576

Kerosene.- (Norma técnica Nacional 321.001 - ITINTEC-)

La presente norma se refiere a las características del Kerosene que se emplea preferentemente como combustible. El kerosene es una fracción que se obtiene de la destilación del petróleo, libre de agua y de material salido en suspensión que al cumplir las características que se establecen en esta norma, es apto para ser usado como combustible. El kerosene, es un producto altamente refinado que tiene innumerables aplicaciones, debido a que sirve como fuente de iluminación y calefacción en los procesos de curado del tabaco, en incubadoras, en refrigeradores y congeladores de kerosene. Es útil, además, para adelgazar el asfalto para techos y pavimentos, entre otras aplicaciones. Los kerosenes deben cumplir con todas y cada una de las características que se indican en la tabla 3.

Tabla 3 - Requisitos para el Kerosene.

Características	Kerosene	Métodos de ensayo
Punto de inflamación en °C		ASTM D-93
-Mínimo	43	ASTM D-56
Azufre en % en masa		ASTM D-129
-Máximo	0,25	ASTM D-1266
Color Saybolt		
-Mínimo	+15,0	ASTM D-156
Prueba de combustión, horas		
-Mínimo	16,0	ASTM D-187
Punto de humo , mm		
- Mínimo	20,0	ASTM D-1322
Destilación :		
- 10% destilado en °C, max.	200,0	ASTM D-86
- Punto final en °C,max.	300,0	
Corrosión		
- Máximo	Lámina N°3	ASTM D-130

Las especificaciones a nivel Petróperú, del kerosene son las siguientes:

Kerosene Industrial y Doméstico	
Gravedad API a 60°F	41,3
Color Saybolt	+20,0
Corrosión lámina de cobre , 3 horas a 122°F	N°1
Destilación , 10% evaporado en °F	354,0
Punto final de ebullición ,en °F	536,0
Punto de inflamación, en °F	120,0
Punto de humo , mm	22,0
Prueba de combustión , en 16 horas	Pasa
Contenido de azufre, % en peso	0,02
Poder calorífico, BTU/Lb	19770,0
Gravedad específica	0,8189

Gas Licuado de Petróleo (GLP).- (Norma técnica Nacional 321.007- ITINTEC).

La presente norma establece los requisitos de los gases licuados de petróleo para uso doméstico e industrial.

El gas licuado de petróleo es una mezcla de hidrocarburos ligeros derivados del petróleo (principalmente hidrocarburos C-3 y C-4 saturados e insaturados), que normalmente son gaseosos a temperatura ambiente y presión Atmosférica, y que para su comercialización son llevados al estado líquido, por aplicación de una presión moderada a temperatura ambiente.

Las mezclas de propano-butano comercial tienen variadas aplicaciones entre las que podemos destacar en las aplicaciones domésticas, tales como en cocinas, estufas, calentadores de agua, secadoras de ropa, incinadores, etc. En la industria mecánica es irremplazable para el corte y soldadura de metales. Es un excelente combustible para montacargas que operan en ambientes bajo techo. también se emplea para generar atmósferas oxidantes o reductoras.

Las ventajas del uso del GLP son básicamente:

- Combustión limpia sin formación de humo, hollín o cenizas.
- Muy bajo contenido de azufre.
- Alto poder calorífico.

Los gases licuados de petróleo deberán cumplir con los requisitos indicados en la tabla 4.

Tabla 4 - Requisitos para el GLP

Características	Mezclas Propano -Butano comercial	Método de ensayo
Olor	Característico (a)	-
Presión de vapor manométrica a 37,8°C en KPa	(b)	ASTM D-2598 ASTM D-1267
Volatibilidad de residuo. Temperatura de 95% evaporado en °C -Máximo	2,2	ASTM D-1837
Pentano y mas pesados en % en vol. -Máximo	2,0	ASTM D-2163
Materia residual : Residuo de la evaporación de 100 cm en cm, max.	0,05	
Prueba de la mancha de aceite	Pasa (c)	
Densidad relativa a 15,6 °C/15,6 °C	(d)	ASTM D-1657 ASTM D-2598
Corrosión en lámina de cobre,máximo	Nº1	ASTM D-1838
Azufre en ppm en peso (mg/m) de gas a 15,6 °C y 101 KPa -Máximo	150 (343)	ASTM D-2784
Contenido de humedad	-	(e)
Agua libre	Nada	(f)

Notas:

(a) Las mezclas de propano-butano comercial deberán estar adicionadas de un odorante en una cantidad tal que su olor pueda percibirse cuando el gas se encuentre a una concentración correspondiente a un quinto del límite inferior de explosividad, de preferencia.

(b) La presión de vapor manométrica para las mezclas de propano-butano comercial, no deberá exceder de 1380 KPa o de la calculada según la siguiente ecuación:

Presión de vapor en KPa = $8043 - 12957 * (\text{Densidad relativa a } 15,61\text{C})$.

Toda mezcla específica de GLP se le designará por la presión manométrica de vapor a 37,81C en KPa. La tolerancia de este requisito será de +0 a -69 KPa.

(c) Para que un producto sea aceptable, no deberá formarse un anillo persistente de aceite cuando se agregue a un papel de filtro una mezcla de disolvente y producto, tal como se describe en el método señalado.

(d) A pesar de que la densidad relativa no es un requisito indispensable, se la deberá determinar con otros fines. así, la densidad relativa de las mezclas propano-butano se determinará para establecer la presión de vapor.

(e) El contenido de humedad se determinará con la norma ITINTEC 321.008 Gas Licuado de Petróleo. Detección de la humedad en el propano comercial e industrial.

(f) La presencia o ausencia de agua se determinará por inspección visual.

Las inspecciones a que son sometidos estos gases por Petroperú, son reportados como aprobados, bajo las condiciones siguientes:

Gas Licuefactado de Petróleo	
Presión a vapor (Psig a 100°F)	120
Composición por volumen:	
-Hidrocarburos tipo C-3	51,6 %
-Hidrocarburos tipo C-4	46,4 %
Gravedad específica	0,557
Corrosión a lámina de cobre	1,0
H ₂ S granos/100 pie Cu	Negativo
Poder calorífico :	
- BTU/Lb.	21000,0
- BTU/Gln.	98000,0

Gasolina.- Las gasolinas Petroperú son combustibles apropiados para ser utilizados en automóviles, camiones, ómnibus, etc. cuyos motores tienen el sistema de encendido con bujías de ignición.

Los motores a gasolina tienen un requerimiento de octanaje específico. El uso de un combustible con un octanaje específico inferior al requerido por los motores, produce la detonación (o pistoneo) en los mismos, causando un recalentamiento del motor que en casos muy severos puede ocasionar la perforación de la cabeza de los pistones y daños en otras partes de la cámara de combustión. El requerimiento de octanaje de los motores es función de numerosos factores como, la relación de compresión, diseño del motor, ajuste del encendido, mantenimiento, modo de operación de los motores, y depósitos dentro de las cámaras de combustión.

Gasolinas Petroperú		
Grados	95	84
Gravedad API a 60°F	58,2	61,5
Presión de vapor reid	7,5	7,9
Destilación :		
- 10% destilado a °C	58,0	62,0
- 50% destilado a °C	108,0	107,0
- 90% destilado a °C	185,0	163,0
-Punto final de ebullición a °C	213,0	205,0
Residuo %	1,0	1,0
Azufre % en peso	0,008	0,008
Corrosión lámina de cobre	Nº1	Nº1
Gomas existentes, Mg/100ml	1,5	1,5
Poder calorífico BTU/Lb	20200,0	20280,0
Gravedad específica a 60°C	0,7459	0,7332

6.- Optimización del nivel de calidad del sistema descrito:

Para asegurar la calidad, es necesario incorporar la calidad prevista en cada etapa, desde el inicio del cronograma de planificación hasta la culminación del trabajo realizado. La inspección dentro de un programa de aseguramiento de la calidad, tiene la función específica de detectar los productos o acciones no conformes o defectuosos, que complementa las actividades de prevención que son la esencia del aseguramiento de la calidad.

ASEGURAMIENTO = PREVENCIÓN + DETECCIÓN

A medida que se da énfasis en la prevención, la inspección se hace cada vez menos severa y menos frecuente, pero no por ello puede obviarse, porque sirve para confirmar que la prevención funciona. La norma ISO 8402 define la inspección como: "Acción de medir, examinar, ensayar, verificar una o más características de un producto o servicio, y de compararlas con los requisitos especificados con el fin de determinar su conformidad."

De los diferentes tipos de inspección es recomendable emplear la inspección por muestreo debido a que este es aplicado a lotes con cierta cantidad de defectuosos y en procesos poco estables, de modo que existe la posibilidad de encontrar lotes de mala calidad o cuando la información referente a la calidad de los lotes es insuficiente, será necesario decidir la aceptación o rechazo de lotes mediante una inspección por muestreo. Entre las ventajas tenemos: economía al medir solo una parte de la población, mayor velocidad para obtener datos y decidir, se requiere menos personal, menor manipuleo y daño, y rechazo por lotes genera más compromiso y motivación a mejorar. Las desventajas pueden incluirse a: requerimiento de menor información sobre la población, se requiere más planificación y documentación, se requiere personal más especializado; estas desventajas se pueden minimizar con el transcurrir del continuo trabajo, no obstante

los percances que puedan acontecer durante la inspección.

El procedimiento general para realizar una inspección deberá de ser de la siguiente manera:

Preparación:

- Determinar la unidad de inspección
- Determinar los ítemes de inspección
- Determinar el método de ensayo
- Determinar el criterio de calidad
- Determinar en que etapa del proceso realizar la inspección
- Determinar el Índice de calidad
- Seleccionar el esquema de muestreo (inspección mediante muestreo por atributos o por variables, y seleccionar un tipo)

Operación:

- Determinar la formación de lotes
- Determinar como seleccionar muestras
- Determinar como disponer lotes

Registro y Evaluación de resultados:

- Determinar como registrar resultados de inspección
- Determinar como utilizar resultados de inspección

Los otros tipos de inspección como la del 100% y la de sin ensayo no aseguran que siempre se eliminaran los defectuosos debido a su manejo de las situaciones. La inspección al 100% se aplica cuando el porcentaje de defectuosos es grande y no se alcanza el nivel de calidad predeterminado. también se emplea cuando el beneficio

es grande comparado con el costo de inspección. Generalmente demanda tiempo y dinero. La inspección sin ensayo se debe aplicar cuando el proceso de producción o de inspección en un determinado tiempo y durante la operación esta bajo control. No se requiere entonces de una inspección de aceptación, si no de una inspección indirecta a través de la confirmación del proveedor.

6.1. Inspección en las diferentes etapas del proceso:

Muchas características de la calidad de un producto son incorporadas durante cada etapa del proceso de producción o del transcurso del producto para su transporte. Por lo tanto, es conveniente efectuar la inspección en la etapa en la que es incorporada.

Sin embargo, aquellos productos que son difíciles de inspeccionar durante el proceso, deberán de ser inspeccionados lo más pronto posible después de completar el producto. Cuando los niveles de calidad de las partes son lo suficientemente buenos y los defectuosos rara vez son descubiertos mediante la inspección, entonces lo más económico es realizar una inspección general después de concluido el producto.

En un programa de aseguramiento de la calidad se busca el autocontrol, lo que implica que el punto de inspección, debe estar lo más cerca posible al proceso donde pueda generarse una no conformidad o donde se le adiciona una característica al producto; para ello el mismo inspector que realiza la supervisión, debe tener los medios y la autoridad para detectar y corregir las no conformidades encontradas.

Uno de los efectos que se tiene que buscar al diseñar la inspección es la rápida retroalimentación para detectar el error y corregir inmediatamente el defecto. " Los errores no se convertirán en defectos si se descubren y eliminan por anticipado ".

Para realizar una inspección, se debe definir la unidad de inspección, que para nuestro caso será una cantidad de volumen, densidad o una parte o segmento de inspección.

En general, las características de calidad se indican en la norma o especificación del producto, pero no necesariamente todas las características de la norma o especificación del producto son elegidas como ítem de inspección.

Por ejemplo, aquellas características del producto que son estables y no causan problemas, etc. ,pueden dejar de ser inspeccionadas. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la aceptación o rechazo de un producto no se evalúa solo mediante un Ítem de inspección, sino ensayando varios ítemes de inspección. Los Ítemes de inspección son sopeados y a menudo se cambia el Método de inspección de acuerdo con su clase. Es necesario determinar, para cada ítem de inspección, el criterio de calidad para evaluar si el producto cumple o no con los requerimientos, definiendo las normas técnicas, el método para la preparación de la muestra, los ensayos, especificando cuando sea necesario, las condiciones de ensayo y manejo de datos. Para ítemes de inspección de atributos que no pueden ser expresados en valores numéricos, es necesario expresarlos lo más objetivos posibles, para ello se puede usar muestras límites, patrones de referencia, etc.

Los métodos para indicar la calidad de las unidades de inspección son en general de la siguiente manera:

1) Indicación mediante distinción entre no defectuosos y defectuosos; este es el método para indicar distinguiendo un producto como no defectuoso o defectuoso mediante la comparación de su característica con un criterio de calidad. La evaluación de acuerdo con una tolerancia estándar pertenece a este método.

Cuando hay muchos ítemes de inspección, la calificación de no defectuosos se aplica solo cuando todos los ítemes de la unidad de inspección, cumplen los criterios de calidad; y se califica como defectuoso cuando cualquier ítem de inspección no cumple su criterio de calidad.

2) Indicación mediante el número de defectos; este es el método para indicar mediante el número de defectos que un producto tiene, y generalmente se indica

mediante el número de defectos por unidad de inspección. Los criterios para considerar como defecto deberá de ser determinado por la norma de inspección.

3) **Indicación mediante valores continuos;** este el método para medir la Característica de la unidad de inspección e indicar mediante su valor medido la calidad, las densidades, las normas de control a ser utilizadas como características.

En las diferentes etapas del proceso es notable destacar los defectos de acuerdo a su importancia o incidencia en la calidad, entonces tenemos: clasificación por número de defectos, y por medios de distinción entre defectuosos y no defectuosos.

El primero de ellos se subdivide en defectos críticos, mayores y menores. Los críticos son defectos que se espera pongan en peligro el buen desenvolvimiento del inspector, la seguridad, la salud y la contaminación del producto. Los mayores son aquellos que se esperan que se reduzca el carácter práctico del producto de tal manera que se haga difícil lograr el propósito previsto, tales como la operación o característica que no es satisfactoria. Los menores son aquellos que se espera que no tengan un efecto significativo en la calidad del producto o en la inspección.

La clasificación mediante distinción entre no defectuosos y defectuosos se clasifica también en críticos, mayores y menores. Una unidad de inspección que tenga un defecto mayor es un defectuoso mayor y una unidad de inspección que tenga un defecto menor es un defectuoso menor. Sin embargo, cuando hay dos o más defectos en una unidad de inspección, la clasificación se realiza de acuerdo con la clase más grave.

El control que se establece en las diferentes etapas del proceso estará normada por los conceptos básicos de inspección y que por tanto cualquier anomalía será descartada del mismo.

6.2 Selección del Esquema de Muestreo:

La inspección por muestreo debe ser clasificada de acuerdo a como se indique la calidad de las unidades de inspección. Tenemos, entonces Muestreo mediante

Inspección por Atributos, haciendo notar que existen dos maneras diferentes de ejecución; de acuerdo al número de defectuosos o según el número de defectos. El primero de ellos se aplica cuando la calidad de la unidad de inspección se indica a través de una clasificación en no defectuosos y defectuosos, y la característica está dada por la calidad del lote mediante el porcentaje de defectuosos (%). Esta se lleva a cabo en una muestra extraída del lote, y si el número de defectuosos en esta es tanto o menos el lote es aceptado, y si es tanto o más el lote es rechazado. Ahora aplicando este esquema de muestreo a la práctica, notamos que si extraemos como muestra un porcentaje de un tamaño de lote, valga decir 2 litros de un lote de 100 litros, y si el número de muestras no representa el producto en su calidad, es decir el número de defectuosos en esta es 0,5 litros o menos el lote es aceptado, y si es 1 litro es rechazado.

Según el número de defectos, es aplicable para el caso en el que la calidad de la unidad de inspección se indica a través de sus defectos, y la característica es indicar la calidad del lote mediante el número de defectos por cada agrupación de unidades. Por ejemplo, al ensayar una muestra, que puede ser la revisión general de los procedimientos de inspección, se cuenta el número de defectos de toda la muestra, es decir las anomalías aparecidas durante la inspección o el no cumplimiento de las mismas, para su aceptación o rechazo.

Muestreo mediante Inspección por Variables, en este caso la calidad de la unidad de inspección se indica a través de sus valores medidos, y la característica es indicar la calidad del lote mediante su valor medido, etc. con el criterio de aceptabilidad, para su aceptación o rechazo. En el muestreo mediante inspección por variables, se obtiene el criterio del lote asumiendo que la característica de las unidades de inspección dentro del lote está distribuida normalmente. Como ejemplo podemos considerar cuando la densidad de un producto que se extrae deberá estar como mínimo entre 10,5 API, y al someter las muestras que pueden ser 4, nos da como densidad promedio de las 4 unidades 10,5 API o más, el lote es aceptado, y si es menor que 10,5 API, el lote es rechazado.

La inspección mediante muestreo por atributos es ampliamente utilizada porque es fácil de realizar. La inspección por muestreo de acuerdo con el número de defectuosos solo es utilizada para aquellos casos en los que las unidades de inspección son clasificadas en no defectuosos y defectuosos mediante una inspección visual o una inspección con descarte. Si se cuenta el número de defectos en vez de clasificar en no defectuosos y defectuosos, se utiliza la inspección por muestreo de acuerdo con el número de defectos. La inspección de acuerdo con el número de defectuosos, es apropiada para productos con una estructura simple y cuando los defectuosos son reemplazados por no defectuosos. Por el contrario, la inspección de acuerdo al número de defectos es apropiada para productos con una estructura compleja y cuando los defectos son corregidos para su uso.

La inspección mediante muestreo por variables es tediosa debido a las mediciones y cálculos complicados, pero a menudo ventajosa cuando es utilizada para casos tales como la inspección destructiva o cuando los costos de inspección son altos debido a que el tamaño de las muestras es pequeño comparado con la inspección mediante muestreo por atributos.

Es necesario tomar en cuenta el hecho que la inspección mediante muestreo por variables supone una distribución normal y, cuando la forma de distribución difiere de la curva normal, se debe utilizar la inspección mediante muestreo por atributos.

Debido a que el muestreo con inspección por variables solo puede ser aplicable a cada ítem de inspección individual, se debe utilizar la inspección por atributos cuando exista muchos ítems de inspección y se desee asegurar la calidad global del lote. Sin embargo, se puede combinar la inspección por variables para ciertos ítems de inspección y utilizar paralelamente la inspección por atributos para otros ítems. Dependiendo de la forma de inspección podemos establecer diferentes maneras de inspeccionar, tales como:

Inspección por muestreo simple, la cual se realiza tomando una muestra solo una vez de un lote, y evaluando la aceptación o rechazo mediante su resultado de ensayo.

Inspección por Muestreo Doble, para aceptar o rechazar un lote o continuar la inspección deberá evaluarse una primera muestra de tamaño específico; dependiendo de estos resultados existe la probabilidad de extraer una segunda muestra y tomar una decisión de aceptar o rechazar el lote en función del resultado acumulado de la primera y segunda muestra.

Inspección por Muestreo Múltiple, esta es una forma ampliada de una inspección por muestreo doble, y es la forma de ensayar una muestra de tamaño específico cada vez, comparando cada vez el resultado acumulativo hasta entonces con el criterio de aceptabilidad, y evaluando la aceptación, rechazo o inspección continua. La aceptación o rechazo es evaluada dentro de un número específico de veces.

Inspección de Muestreo Secuencial, la forma de evaluar la aceptación, rechazo o inspección continua ensayando 1 o un número definido de muestras por vez y comparando el resultado acumulativo cada vez.

6.3 Operaciones de Inspección por Muestreo :

Para realizar una inspección por muestreo, es necesario, en primer lugar determinar el conjunto a inspeccionar o el lote. Para formar un lote de inspección, se debe tratar de lograr la mayor uniformidad posible, tomando las siguientes precauciones:

- a) No se deberá juntar productos de diferentes producciones en días o turnos diferentes.
- b) No se deberá juntar productos producidos que han utilizado equipo o métodos de fabricación diferentes.
- c) No se deberá juntar productos producidos en base a materiales o partes diferentes.

De este modo, es necesario distinguir e indicar claramente la historia pasada de los productos.

Para realizar la inspección por muestreo en forma efectiva, las unidades de inspección deberán estar dispuestas de tal manera que todas las unidades de

Comparación del muestreo mediante Inspección por Atributos y el muestreo mediante Inspección por Variables

	Inspección mediante muestreo por atributos		Inspección mediante muestreo por variables
Cómo indicar la Calidad	(Inspección mediante n° de defectuosos)	(Inspección mediante n° de defectos)	Valores indiscretos
	No defectuosos defectuosos.	Defectos.	
Operación de inspección	<p>No se requiere ninguna habilidad para inspección.</p> <p>Cálculo es simple. Se determina un porcentaje de lo que se va a inspeccionar empleando un criterio simple de aceptación ó rechazo.</p> <p>Se puede hacer una evaluación global incluso cuando hay muchos ítemes de inspección. Esta comprende la aprobación de los requerimientos de seguridad, incluidos en el checklist (del puerto de carga ó descarga).</p>		<p>Generalmente se requiere habilidades para inspección.</p> <p>Cálculo es más complejo, debido a que se tiene que hacer correcciones para obtener el volumen neto a 60 F. Estas correcciones que se aplican son los que se obtienen determinando el factor de corrección a una determinada temperatura y multiplicando este por el volumen bruto, previamente corregido por los cálculos que involucran el trimado, factor de experiencia, wedge, etc.</p> <p>No se puede asegurar el porcentaje global de defectuoso del lote cuando hay muchos ítems de inspección, puesto que las evaluaciones pueden hacerse individualmente para cada ítem de inspección. Esto quiere decir que la inspección de un buque, se realiza de acuerdo a cada requerimiento de exigencia del procedimiento, de tal modo que las mediciones de los tanques muestreo y toma de temperaturas sean distintos o iguales para cada producto, según sea el criterio del inspector.</p>
	<p>Tiempo requerido para inspección es corto.</p> <p>Registro de inspección es simple debido a que se tomarán datos de cumplimiento ó no cumplimiento, colocando un aspa ó una cruz según sea el caso.</p>	<p>Tiempo requerido para inspección es comparativamente simple.</p> <p>Registro de inspección es comparativamente simple, debido a que se relacionan los criterios de continuidad operativa de la inspección.</p>	<p>Tiempo requerido para inspección es largo.</p> <p>Registro de inspección es complejo, debido a que se anotarán más datos, por lo riguroso del cálculo entre los cuales podemos mencionar además de las medidas (ullage o sonda), a los factores de corrección de temperatura de las tablas 6-A, 6-B ó 6-D. Además se emitirán más documentos de control tales como reporte de estadía, control de presiones, informe de cantidades del producto a cargar o descargar, así como del bunker controlado al inicio y al término de la operación.</p>

<p>Poder de discriminación de lotes buenos y malos y tamaño de muestra</p>	<p>El tamaño de muestra se vuelve grande para obtener el mismo poder de discriminación. El poder de discriminación se vuelve malo para el mismo tamaño de muestra. Es decir se debe priorizar las acciones que serán incluidas en el checklist de inspección, descartando las no necesarias.</p>		<p>El tamaño de muestra se vuelve pequeño para obtener el mismo poder de discriminación. El poder de discriminación se vuelve bueno para el mismo tamaño de muestra. Es decir se tiene un amplio acceso a las instalaciones del buque, de tal manera que se puede inspeccionar todas las secciones comprendidas en el seguimiento de una operación de transferencia de productos.</p>
<p>Casos en los que es ventajoso aplicar</p>	<p>Cuando el costo de inspección es bajo comparado con el precio del producto. Cuando no es necesario mucho tiempo, equipo y trabajo para la inspección. Cuando hay muchos ítems de inspección, y se desea asegurar la calidad global del lote.</p>		<p>Cuando el costo de inspección es alto comparado con el precio del producto. Cuando, comparativamente, no es necesario mucho tiempo, equipo y trabajo de inspección. Cuando se desea asegurar sólo algún ítem(es) específico importante referente a la calidad del lote. Entre los cuales podemos citar a la cantidad de productos, la pureza del producto, etc.</p>
	<p>Cuando los defectuosos son completamente reemplazados por no defectuosos. Esto se aplica en inspecciones que relacionan las normas de seguridad en una operación de transferencia de crudo.</p>	<p>Cuando los defectuosos son reparados o ajustados para volverlos no defectuosos. Siempre que la inspección no involucre operaciones de riesgo, tal como la derivación de procedimiento ya establecido.</p>	<p>Cuando la calidad medio del lote es más importante que los defectuosos o defectos individuales. Siempre que con criterio se determine que el promedio de la operación no justifique un daño irreparable. Esto se aplica en casos como la determinación de la razón de descarga, obtención de muestras, etc.</p>

inspección del lote tengan, la misma oportunidad de ser extraídas como muestra, valga decir que no se oculte del lote en general.

La selección que se aplica a las muestras son de carácter simplificado que involucra al muestreo de 2 etapas, proporcional estratificado y también podemos considerar al aleatorio.

El muestreo de 2 etapas se realiza cuando las unidades de inspección de un lote son divididas en "M" conjuntos de grupos, seleccionando "m" conjuntos ($m < M$) de grupos y de cada grupo se selecciona unidades como muestras, en vez de combinar todo el lote junto y extraer simplemente "n" unidades como muestras mediante un muestreo aleatorio. Cuando se utiliza el muestreo de 2 etapas, es necesario el supuesto que se puede ignorar la variación entre los grupos. Es necesario prestar atención al hecho que no se puede lograr el aseguramiento esperado cuando la variación entre los grupos es grande.

El muestreo proporcional estratificado es posible aplicar cuando dividimos un lote en varios estratos para luego muestrear, para aplicar el método de muestreo proporcional, de acuerdo a la proporción o estrato en el lote.

En el caso de muestreo aleatorio este se realiza extrayendo las muestras de tal manera que todas tengan la misma oportunidad de ser extraídas, y como tal, para evitar la influencia y subjetividades es recomendable que el inspector no busque deliberadamente defectuosos en el lote.

La inspección por muestreo esta diseñada asumiendo que no exista sesgo o variación en las mediciones. Por tanto, se debe prestar atención en los siguientes puntos:

- 1) Utilizar instrumentos y métodos de medición adecuados para medir las características de calidad, conociendo con anticipación el error de la medición.
- 2) Dividir el error de medición en error sistemático y error aleatorio y obtenerlos de antemano, y realizar el control necesario tal como la calibración periódica de los instrumentos de medición.
- 3) En la inspección sensorial, tratar de cuantificar los valores característicos, pensar

en formas de medir, hasta donde sea posible, con instrumentos de medición y evitar errores de operador. Incluso si no es posible cuantificar, preparar muestras límites o patrones de referencia para evitar la subjetividad del inspector.

4) Para mediciones de datos continuos de gran precisión, las condiciones sujetas a cambios inesperados pueden afectar las mediciones y es necesario tomar en cuenta para reducir su efecto.

Para el caso de una inspección por muestreo, el principio para el ensayo es toda la muestra extraída. Sin embargo, para el caso de una inspección por muestreo doble y múltiple, se ensaya completamente la primera muestra, pero el ensayo puede ser abreviado para la segunda y posteriores muestras en el punto en el que se hace la evaluación de la aceptación o rechazo.

La disposición de lotes aceptados mediante la inspección deberá ser de la siguiente manera:

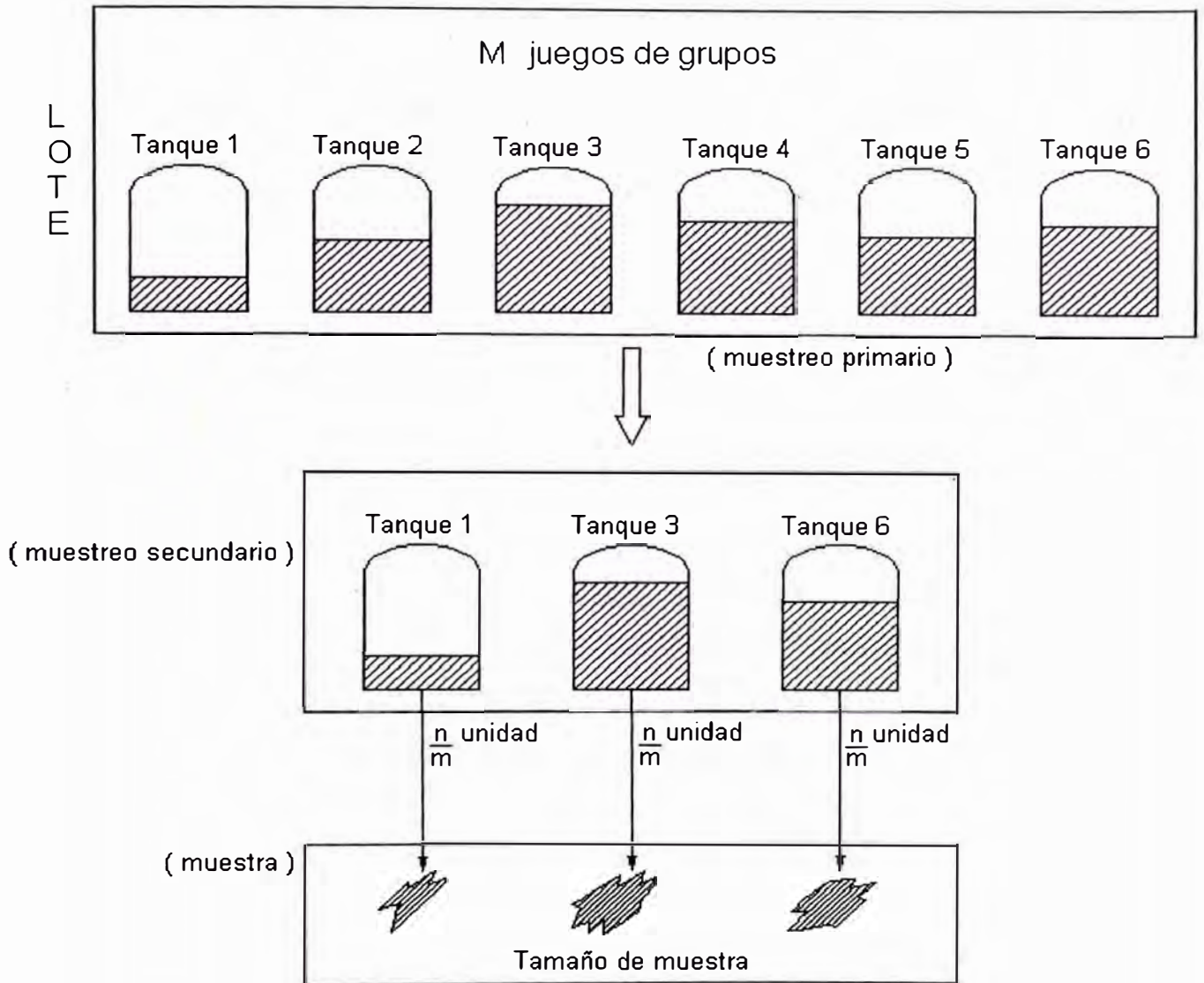
- a) Incluso cuando un lote de inspección es considerado aceptable, los defectuosos encontrados en la muestra deberán ser reemplazados con no defectuosos o los defectuosos reparados.
- b) Los lotes buenos deberán ser aceptados y enviados al proceso siguiente. En este punto, se deberá tomar acciones de acuerdo con cada método especificado cuando sea necesario indicar la aceptación o acompañar registros de información.

Para aquellos lotes rechazados mediante la inspección, es necesario indicar cuales ítemes de inspección fueron rechazados, también indicar claramente que estos son lotes rechazados y aclarar su ubicación para evitar que se mezclen con lotes aceptados.

Cuando un lote rechazado es devuelto al proveedor debe de ser sometido nuevamente a una reinspección, es necesario, por regla general, que sea inspeccionado totalmente al 100% por el proveedor o el inspector. Si la causa del rechazo es un ítem de inspección destructivo, el lote no puede ser presentado otra

FORMAS DE MUESTREO

Muestreo de dos etapas



Muestreo proporcional estratificado :

Tanque 1 : 4500 barriles

Tanque 2 : 9357 barriles

Tanque 3 : 7486 barriles
21343 barriles

Tamaño de la muestra $n = 800$ cc.

$$800 \times \frac{4500}{21343} = 168 \text{ cc. del tanque 1}$$

$$800 \times \frac{9357}{21343} = 350 \text{ cc. del tanque 2}$$

$$800 \times \frac{7486}{21343} = 280 \text{ cc. del tanque 3}$$

vez, excepto cuando es posible inspeccionar totalmente al 100% utilizando una característica sustituta adecuada.

Para el caso de reinspección, se deberá determinar de antemano el plan de inspección por muestreo. En general, es usual hacer el plan de muestreo más estricto que el plan para los lotes nuevos. Se debe indicar claramente que es un lote que se vuelve a presentar, a la vez que se debe indicar claramente los ítemes que son rechazados. Es recomendable distinguir entre no defectuosos que son el resultado de una inspección al 100% total y aquellos que son el resultado de reparar defectos.

6.4 Administración de los Resultados de Inspección :

Para hacer más efectiva la inspección es necesario registrar los resultados adecuadamente, para ello se recomienda los siguientes tipos de registros:

Registro de Resultado de Inspección, durante la inspección del lote, se registra el resultado, y este registro es utilizado para evaluar la aceptación o rechazo e informar el resultado de inspección.

Registro de Resultados de Inspección Pasados, los registros de inspección de lotes consecutivos durante un periodo definido de tiempo son resumidos y suelen utilizar los resultados de inspección y obtener diferentes datos sobre calidad.

Los resultados de ensayo pueden ser utilizados para:

- 1) Evaluar la Inspección en sí; en base a los resultados de la inspección, se evalúa si los planes de inspección propuestos, son los apropiados para los objetivos establecidos.
- 2) Ajustar Inspección; se estudia periódicamente el plan de inspección por muestreo en base a los resultados obtenidos, por ejemplo, el cambio a una inspección normal, una rigurosa o una reducida, o el ajuste para realizar o no una inspección por muestreo y determinar el tamaño de la muestra, etc.
- 3) Tomar Acción frente al proceso de Producción; estudiando el estado de calidad de los defectuosos encontrados durante la inspección o la tendencia de los valores característicos, se descubre rápidamente la anormalidad del proceso de fabricación o

producción para tomar una acción correctiva.

4) Mejorar el Criterio de Calidad; el estado de calidad y el requerimiento de calidad son comparados para ver si el criterio de calidad es práctico o no y establecer un criterio de calidad más apropiado.

Para la estimación de la calidad, que implica el porcentaje de defectuosos de la media del proceso, la desviación estándar del lote se debe prestar atención a los siguientes puntos:

a) Se deberán hacer cálculos utilizando los resultados de la inspección original de cada lote. Por lo tanto, no se debe incluir los datos, de la reinspección para el caso de lotes que son sometidos nuevamente a una inspección una vez que son rechazados.

b) Para los casos de la inspección por muestreo doble y múltiple, deben hacerse cálculos, por regla general, solo utilizando los resultados de inspección de la primera muestra.

c) Se deberá excluir datos de lotes de inspección claramente obtenidos bajo una condición irregular que difieran de procesos regulares; sin embargo no se debe excluir datos simplemente porque el lote fue rechazado en la inspección original.

La administración de los resultados en la inspección se basará en la buena y esforzada labor en:

1) Determinar los formatos de registro de tal manera que se obtenga rápidamente información deseada.

2) Capacitar a los inspectores para registrar adecuadamente y verificar los registros.

3) Informar los resultados de inspección, sin interrupción, a todas las personas involucradas que lo necesitan.

4) Mantener los registros de la inspección, de tal manera que puedan ser utilizados cuando sea necesario.

7.-Medidas Preventivas para las condiciones operacionales en derrames de Hidrocarburo-contaminación-recuperación

La industria petrolera, por sus funciones operativas es generadora potencial de contaminantes, dadas las características, diversidad y volumen de materias primas y productos manejados durante las actividades de exploración, explotación, procesamiento, transporte y distribución.

En el desarrollo de estas actividades se pueden suscitar derrames accidentales de hidrocarburos que, de no atenderse oportunamente podrían causar perturbaciones en los ecosistemas aledaños.

Uno de los derrames mas perjudiciales es sin lugar a dudas el que se origina en el transporte marítimo. Es por esta razón que se deben definir las funciones y responsabilidades de cada una de las dependencias involucradas directa o indirectamente en contingencias originadas por derrames de petróleo, de tal manera que la aplicación de este procedimiento evite al máximo las afectaciones que pudieran ocurrir a los ecosistemas aledaños al ocurrir este tipo de eventos.

La importancia de saber las medidas por todo el personal involucrado de las medidas a tomar, enfatizan en un global conjunto de valiosas acciones, priorizando la prevención o daño mínimo de contaminación de áreas de importancia ecológica, así como preservando la integridad física de las personas. El propósito de un plan de contingencia de derrame de hidrocarburos es establecer una organización de respuesta, definir responsabilidades, proveer información básica sobre las características del área afectada por el derrame y los recursos disponibles y ademas sugiere líneas de acción para enfrentar el derrame. Todo derrame que produzca contaminación del medio ambiente será materia de una oportuna y apropiada acción de respuesta por el responsable del evento.

7.1 Daños por Contaminación de Hidrocarburo :

Los niveles crecientes de explotación y consumo de petróleo han aumentado los volúmenes de estos productos que son transportados con los inherentes riesgos de potenciales descargas al medio ambiente. A pesar de que numerosos organismos del agua y los suelos contienen en forma natural hidrocarburos similares a los que se encuentran en el petróleo, su liberación masiva en concentración superior a las que el ecosistema puede tolerar en forma natural puede causar serias alteraciones y daños ambientales.

Entre los principales componentes de un sistema que pueden ser afectados por episodios de contaminación, se pueden distinguir:

Aguas: En el agua el petróleo tiende a esparcirse formando una capa delgada cuyo grosor depende de sus características y de las condiciones ambientales imperantes. De esta manera, los efectos de una pequeña cantidad de petróleo pueden extenderse a grandes extensiones de agua. Debido a esta característica del petróleo, el agua es el componente mas sensible a las alteraciones causadas por episodios de contaminación.

Pueden ser afectadas por efectos mecánicos asociados con una película de aceite sobre el agua que dificulta el intercambio de gases del sistema agua/aire; disminuye la tensión interfacial y aglomera y destruye a los organismos, al afectar su estabilidad. Los efectos adversos de los componentes del petróleo sobre la vida acuática van desde efectos letales directos hasta alteraciones del comportamiento metabólico y ciclos reproductivos. Esto puede conducir a la desaparición, renunciación y/o recambio de especies.

Instalaciones Físicas: Las instalaciones físicas existentes en las zonas acuáticas y que pueden ser afectadas por derrames correspondientes a instalaciones flotantes y embarcaciones. Estas pueden ser alteradas por acción directa del contaminante ya sea por acción solvente, ensuciamiento de estructuras o limitación de actividades. Así mismo, la inflamación de productos combustibles en el área del derrame puede dañar instalaciones, restringir el uso del área y extenderse.

Incidencia del Petróleo o sus productos: La incidencia ambiental de un derrame esta condicionada en gran medida por el tiempo de permanencia y el volumen del producto derramado. El petróleo y productos derivados de este, al ser expuestos al medio ambiente sufren diferentes procesos naturales de alteración: son dispersados en el medio ambiente por efecto de la disolución, la evaporación, la dispersión en el agua y la incorporación en sedimentos y a su vez son degradados por biodegradación, oxidación y fotooxidación.

Estos procesos naturales resultan en la disminución de la masa del petróleo, acortando el tiempo de exposición, mitigando los efectos del contaminante y contribuyendo además a su remoción y eventual eliminación. La incidencia relativa de estos procesos en la modificación del contaminante depende de su composición y características. Así, productos livianos de bajo punto de ebullición y baja viscosidad como gasolinas y kerosene, son dispersados rápidamente por procesos de disolución y volatilizaron acortando el tiempo de acción del contaminante, aun cuando la acción sea mas drástica. Por el contrario, los productos oscuros tales como petróleos combustibles presentan una mayor proporción de componentes de baja solubilidad y baja volatibilidad, lo cual unido a una mayor viscosidad, dificulta la acción de dispersión y eliminación natural, prolongando el tiempo de acción del contaminante. La intensa coloración de estos productos pesados los hacen especialmente evidentes en forma visual incluso a nivel de trazas, a pesar de ser frecuentemente menos tóxicos que algunos productos livianos. Así, en condiciones similares los productos livianos pueden tener un efecto ambiental adverso mas intenso pero de menos duración que los productos pesados. En general, es difícil establecer en forma confiable la extensión y significado de los efectos ambientales causados por diferentes productos.

7.2. Identificación de Derrames de Productos :

En caso de contaminación de las aguas por derrames de petróleos o derivados, es frecuentemente necesario establecer una correlación inequívoca entre un contaminante y alguna de las posibles fuentes. En algunos casos, esto es posible en

base a evidencia circunstancial pero generalmente es necesario recurrir a procedimientos mas complejos para identificar el agente contaminante y establecer su origen. Una identificación correcta permitirá delimitar las responsabilidades involucradas, adoptar las medidas correctivas y eventualmente aportar antecedentes en los procedimientos legales derivados del episodio de contaminación. En muchos casos la identificación de un contaminante y la correlación con su fuente es un proceso difícil que requiere el empleo de diferentes técnicas instrumentales. Esta dificultad se debe a la conjunción de factores como: semejanzas existentes entre los productos comerciales, multiplicidad de las fuentes emisoras, alteraciones ambientales que sufren los productos después de su liberación al medio ambiente, disponibilidad de muestras y movilidad de las posibles fuentes emisoras del contaminante.

En la caracterización de un contaminante e identificación de la fuente de que procede se puede diferenciar dos etapas básicas como son el muestreo y el análisis.

A) **Muestreo:** En casos de derrame es indispensable que se efectúe un muestreo representativo del contaminante y de todas sus posibles fuentes dentro de un plazo breve de tiempo. Es deseable que el muestreo sea realizado por personal calificado, que asegure la representatividad de la muestra, que asegure su sellado, rotulación y custodia hasta su análisis. En potenciales situaciones de conflicto es conveniente coleccionar muestras testigos paralelas.

Antes de comenzar los análisis de caracterización es conveniente disponer de todas las muestras involucradas para emplear técnicas analíticas compatibles entre si. El tamaño de la muestra debe ser preferiblemente de 1,000 gr. del producto en caso de estar este disponible en forma masiva. Se pueden efectuar diversas caracterizaciones con muestras del orden de 2 a 10 gr. y ocasionalmente con cantidades menores, pero la disminución progresiva del tamaño de la muestra aumenta las dificultades analíticas y disminuye su representatividad. La muestra después de coleccionada deberá ser envasada en un recipiente adecuado que garantice su preservación evitando alteraciones posteriores a su recolección.

La forma específica de muestreo que se debe emplear en cada caso depende de las condiciones ambientales, características y estado del contaminante; existen métodos normalizados propuestos por diferentes organismos internacionales para normalizar los diferentes procedimientos de muestreo y preservación. Entre los cuales tenemos los desarrollados por "American Society for Testing and Materials" (ASTM D-3325 Y D-3326).

B) Análisis del Contaminante: No existe una técnica general y única que permita en todos los casos identificar en forma inequívoca a un contaminante y correlacionarlo con su origen. Normalmente es necesario emplear un conjunto de técnicas que permitan obtener diferentes tipos de información sobre el contaminante y sus potenciales fuentes.

En general, a medida que aumenta la cantidad y calidad de la información analítica obtenida es mayor la probabilidad de efectuar una identificación y correlación correcta.

a) Uso de propiedades generales. La determinación de algunas de las propiedades generales del contaminante contribuye a establecer en forma general el tipo de producto del que se trata y señalar hacia algunas posibles fuentes. Las propiedades generales a determinar están relacionadas con las especificaciones del producto comercial y original y son: peso específico, punto de inflamación, punto de escurrimiento, rango de destilación, factor de caracterización, cenizas, asfaltenos y otros. Para estos análisis se emplean los mismos métodos normalizados usados para las determinaciones de especificaciones y que están regulados por ASTM u otros organismos equivalentes.

También se puede emplear el análisis elemental determinando los contenidos de Azufre, Nitrógeno, Carbono e Hidrógeno entre los elementos mayores. A nivel de elementos trazas los más usados son los contenidos de Níquel, Vanadio, Cobre, Zinc, Calcio, Bario y otros elementos que son propios del producto o de aditivos que este contenga. Estos elementos pueden ser determinados por absorción atómica, espectroscopia de emisión o fluorescencia de rayos X.

b) **Composición Molecular.** Si bien los distintos petróleos presentan una gama similar de componentes, las propiedades relativas de estos son diferentes y pueden ser empleados con fines de identificación. Entre las más empleadas es posible señalar: espectroscopia infrarroja, cromatografía de gases y espectroscopia de masas, que determinan características a nivel molecular.

El empleo de estas técnicas requiere generalmente una preparación previa de la muestra, que puede consistir en remoción de agua y partículas extrañas, extracción por solventes, destilación y estabilización; fraccionamiento por cromatografía de capa fina y adición.

Los espectros infrarrojos de diferentes contaminantes petrolíferos del mismo tipo son relativamente entre sí. En muchos casos solo presentan pequeñas variaciones en las intensidades de las bandas de absorción debidas a los diferentes grupos estructurales de los productos. Se emplean los tipos de mayor poder diagnóstico y se comparan las razones de sus intensidades.

El empleo de espectrofotómetros computarizados permiten la comparación digital de los espectros y mejora las posibilidades de identificación. La espectroscopia infrarroja presenta las ventajas de rapidez, bajo costo y de emplear equipos relativamente simples pero posee una especificidad menor que la cromatografía de gases. En estudios de contaminación la cromatografía de gases se realiza usualmente en columnas de baja polaridad que permiten separar los componentes de la muestra según su punto de ebullición. El cromatograma obtenido consiste en uno o dos máximos no resueltos que varían con el contenido nafténico del crudo y una secuencia de compuestos resueltos como parafinas. Por cromatografía de gases se pueden determinar el rango de hidrocarburos presentes en la muestra, tipificar el producto y establecer correlaciones de origen. De esta forma se estima el grado de alteración ambiental relativo, se establece su posible efecto sobre de otras propiedades del producto, y se identifica y determina el contenido de compuestos de mayor estabilidad ambiental, lo que facilita la comparación de contaminantes con diferentes grados de alteración. La espectrometría de masas entrega información

estructural a nivel molecular y los pesos moleculares de los componentes de un producto; permite determinar los tipos de hidrocarburos en mezclas complejas de alcanos, ciclo-alcanos y aromáticos, pudiendo ser empleada en forma directa o acoplada a un cromatógrafo de gases, lo que aumenta su potencialidad y especificidad en la información obtenida. La fragmentografía de masas, que consiste en el análisis computarizado de la información obtenida por el cromatógrafo de gases-espectrometro de masas, permite comparar las abundancias relativas de numerosos fragmentos de alta especificidad, así como mejorar considerablemente las posibilidades de identificación y correlación de un contaminante.

Por espectrometría de masas es posible determinar las abundancias de los isótopos estables del Carbono (13,12) y del Azufre (34,32), que son constituyentes usualmente de los petróleos crudos y permiten diferenciar productos muy similares en otros aspectos. A pesar de su alto potencial, la espectrometría de masas presenta los inconvenientes de ser compleja técnica y de emplear equipos de costo elevado.

7.3. Predicción del Comportamiento del Hidrocarburo derramado en el agua :

Cuando se define un derrame, es necesario establecer una estrategia para enfrentarlo. Existen una serie de procesos naturales, relacionados con las propiedades físicas y químicas del petróleo, que resultan en la extensión, desplazamiento y degradación final de la mancha. Estos incluyen la extensión, evaporación y aerosolización, disolución, hundimiento y afloramiento, oxidación atmosférica, degradación biológica y formación de emulsiones; simultáneamente la mancha puede estar desplazándose por efectos del viento y corrientes.

Es importante señalar que el comportamiento de la mancha depende en gran medida del tipo de hidrocarburo y de las condiciones climáticas y locales del cuerpo de agua.

7.3.1. Expansión de un derrame de hidrocarburos: El primer fenómeno que puede observarse cuando ocurre un derrame, es la tendencia a extenderse sobre la superficie del agua formando una delgada película. La única excepción a la regla la constituyen ciertos crudos y aceites residuales pesados que tienen una gravedad específica superior a la del agua e hidrocarburos con un punto de fluidez mas alto que la temperatura ambiente; estos hidrocarburos tienden a solidificarse y formar grumos de alquitrán. La expansión horizontal de la mancha sobre la superficie del agua ocurrirá aun en ausencia total de vientos y corrientes.

7.3.2. Evaporación y Aerosolización: La intensidad de la evaporación depende fundamentalmente de la presión de vapor del hidrocarburo a la temperatura del agua, pero la presencia de vientos fuertes aumenta el proceso considerablemente.

Otro proceso de transferencia del hidrocarburo a la atmósfera, aunque de menor importancia es la forma de aerosol o rocío producido por una corriente intensa durante una perturbación atmosférica.

La expansión horizontal del derrame aumenta la evaporación al proveer una mayor área de exposición a la atmósfera. Sin embargo, la evaporación de las fracciones mas ligeras generalmente aumenta la tensión superficial y decrece la tendencia a la extensión. En general la evaporación puede reducir significativamente la magnitud del derrame, dejando un producto remanente de mayor viscosidad y densidad que la inicial. A veces cuando la evaporación es muy intensa se puede crear un ambiente inflamable o explosivo.

7.3.3. Disolución: La disolución es otro proceso físico por el cual las fracciones ligeras de los hidrocarburos y componentes polares se disuelven en la columna de agua bajo el derrame. Aunque este proceso comienza inmediatamente, es de largo plazo y continua durante todo el periodo de degradación del hidrocarburo. La solubilidad de los distintos componentes de los hidrocarburos disminuye intensamente al aumentar el número de carbonos, de modo que las partes ligeras son relativamente solubles en tanto que la gran mayoría de los componentes no se disuelven en el agua.

7.3.4. Oxidación: La combinación química de hidrocarburos con oxígeno atmosférico también contribuye a la descomposición final del derrame. Como esta reacción ocurre en la superficie, habrá más oxidación cuando el hidrocarburo se ha extendido en una película delgada. La oxidación es lenta comparada con los otros procesos, dado que solamente una pequeña cantidad de oxígeno puede penetrar en la mancha de hidrocarburo. La oxidación de algunos hidrocarburos produce otros compuestos que son mucho más solubles en agua y que terminan disueltos. Algunos de estos productos también pueden actuar como emulsificadores. La radiación ultravioleta del sol produce la llamada oxidación fotoquímica, que implica la degradación mayor.

7.4. Plan de Contingencia para derrames de hidrocarburos :

El plan de contingencias comprende de niveles; el nivel Administrativo y el nivel Operativo. En el primer nivel tenemos al Coordinador General como la máxima autoridad, y que tiene como apoyo al Coordinador de la Unidad de Distribución y al Coordinador de Terminal/Planta. El nivel Operativo tiene como responsable al Coordinador del Lugar del Derrame (CLD) y se apoya en el Jefe del Grupo de Combate (JGC).

Producido el derrame el plan se desarrolla comprendiendo las siguientes etapas:

1. Etapa : Notificación
2. Etapa : Inspección y Evaluación
3. Etapa : Operaciones de respuesta y compatibles
 - Confinamiento
 - Recuperación o eliminación
 - Disposición
 - Limpieza y restauración
4. Etapa : Evaluación
5. Etapa : Resarcimiento

1. Etapa : Notificación: Todo derrame deberá comunicarse de inmediato al Coordinador del Lugar del Derrame, en primera instancia, o al Jefe del Grupo de Combate (JGC). En ausencia de ambos, el Jefe de Seguridad o el encargado de seguridad de turno será quien recepciones la notificación del derrame. La persona que reciba el aviso deberá obtener del informante los siguientes datos:

- Nombre del informante
- Lugar del derrame
- Fecha y hora aproximada en que se produjo el derrame
- Características del derrame; Tipo del producto, Cantidad aproximada en barriles y extensión de la mancha aproximada en m².
- Circunstancias en las que produjo el derrame
- Posible(s) causa(s) del derrame

2. Etapa : Inspección y Evaluación: Recibida la notificación, el JGC se apersonara al lugar del evento para ratificar o rectificar lo informado y constatará si el derrame continúa y cuanto producto puede aun ser derramado. Paralelamente el CLD solicitará a la dependencia correspondiente, los datos referentes a las condiciones climáticas de la zona, particularmente lo relacionado al pronóstico del tiempo, la dirección y velocidad de los vientos predominantes. El CLD y el JGC harán una evaluación conjunta del estado situaciones del evento teniendo en cuenta:

- El tipo y cantidad de producto derramado
- El volumen de producto aun por derramarse
- Comportamiento (velocidad y dirección) de la mancha en función a la característica de los vientos y corrientes marinas
- Posibles efectos, considerando la ubicación de las zonas críticas (centros poblados, áreas de importancia ecológica y económica) y sus prioridades de protección.
- Condiciones meteorológicas y del medio acuático que garanticen un desarrollo seguro de las operaciones de respuesta
- Estrategia a seguir y estimación de recursos materiales y humanos propios y

organismos de apoyo (Bomberos, Defensa Civil, Municipalidad, etc.) a requerir, así como del tiempo de movilización de los recursos al lugar del derrame

De estimarse que la magnitud del derrame sobrepasa la capacidad de respuesta del Organismo de Coordinación Zonal, se contactara con el Coordinador Local quien será el encargado de activar el Plan de Contingencias o de elevar las acciones a un nivel mayor.

3. Etapa : Operaciones de Respuesta : estas deben tener en cuenta las prioridades siguiendo los procedimientos de trabajo y perfiles de seguridad establecidos a fin de prevenir accidentes.

Una vez confirmada que las condiciones del lugar permitirán la ejecución segura de las acciones del Grupo de Combate y Limpieza y que el derrame puede ser controlado con suficiencia con los recursos disponibles, se procederá a activar el plan de contingencia.

Las operaciones de respuesta deberán tener en cuenta las siguientes prioridades:

- Seguridad de la Vida Humana
- Seguridad del Buque y la Carga
- Seguridad de los Equipos
- Estética y calidad turística del área afectada

Las operaciones de confinamiento, recuperación, limpieza, eliminación, disposición y restauración; estarán a cargo del grupo de Combate y Limpieza.

En lo que respecta a la búsqueda y rescate de personal extraviado, atención de primeros auxilios y evacuación del personal herido o incapacitado, estará a cargo del personal de seguridad y del grupo de apoyo.

4. Etapa : Evaluación del Plan y de Daños :

1) Evaluación del Plan. Concluidas las operaciones de respuesta el CLD se reunirá con el JGC y los Jefes de cada sub-grupo con el propósito de evaluar el Plan de Contingencia y elaborar las recomendaciones que permitirán un mejor desarrollo del mismo, las cuales serán de mucha utilidad para posteriores accidentes.

2) Evaluación de Daños. El CLD en base a la información del JGC se reunirá y elaborara un registro de daños como parte del informe final de la contingencia. En dicho registro se detallara lo siguiente:

- Recursos Utilizados
- Recursos No Utilizados
- Recursos Destruídos
- Recursos Perdidos
- Recursos Recuperados
- Recursos Rehabilitados

5. Etapa : Resarcimiento de daños y Perjuicios

La afectación de bienes o propiedades privadas y/o comunitarias puede derivar en demandas por resarcimiento de daños y perjuicios. El CLD apoyara técnicamente a la Dependencia de la empresa encargada de atender los reclamos por indemnizaciones, proporcionándoles los argumentos y/o antecedentes que permitan una adecuada defensa de los intereses del que ocasiona la falta.

7.5. Contención de un Derrame (Barreras) :

El petróleo derramado tiende a extenderse formando una delgada película superficial que cubre un área considerable y su limpieza resulta muy difícil. Simultáneamente, por efecto de las corrientes la mancha se desplaza pudiendo alcanzar zonas críticas En consecuencia, la contención y concentración del derrame es fundamental aunque con frecuencia no es posible debido a condiciones ambientales adversas. La contención del petróleo en el mas amplio sentido puede efectuarse con tres propósitos:

- 1) Para mantener el petróleo en un lugar determinado
- 2) Para mantener el petróleo alejado de una área determinada
- 3) Para dirigir el petróleo hacia un punto determinado

El cumplimiento de estos propósitos requiere de la aplicación de técnicas y equipos cuya eficiencia dependerá del tipo y ubicación del derrame y de las condiciones ambientales en el lugar. Además de los datos ambientales en el momento y lugar del derrame, es necesario predeterminar las condiciones que prevalecerán durante la operación de limpieza.

El tipo de derrame se refiere a la naturaleza de la descarga de petróleo, pudiendo tratarse de una descarga masiva única, de descargas múltiples o de una descarga continua.

La ubicación del derrame puede ser un factor determinante de acción rápida de la usual si se encuentra en cercanías de áreas sensibles tales como zonas de recreación, santuarios ecológicos, parques nacionales, ecosistemas frágiles, etc.

Las condiciones ambientales cubren aspectos tales como corrientes, vientos, temperatura, profundidad, etc.

Los métodos generalmente empleados para contener el petróleo incluyen barreras mecánicas, barreras neumáticas (aire), y barreras químicas, siendo el sistema de barreras mecánicas el más utilizado y práctico en aguas continentales. Sin embargo, debe tenerse presente que la contención del petróleo es solamente una fase de una operación compleja, y no es el único método para combatir efectivamente derrames de petróleo. La contención se lleva a cabo simultáneamente con otras técnicas y con otros equipos para el control, la recolección y la limpieza de los derrames de petróleo.

7.5.1. Barreras.- Las barreras constituyen un elemento indispensable en el control de un derrame. Si se usan correctamente y las condiciones lo permiten, puede contener y confinar el petróleo derramado en un área determinada, previniendo así que el mismo se extienda sobre la superficie. De otro lado sirven para aumentar la

capacidad de control del derrame de petróleo, orientando la mancha hacia un lugar deseado para su recolección, protegiendo una línea de ribera u otra área o aumentando el espesor de la mancha de petróleo, lo que hace de mas fácil recolección y posterior disposición.

A) Elementos de una Barrera. En general, las barreras están formadas por los siguientes elementos:

- Un medio de flotación, que incluye un francobordo, para contener el petróleo y evitar, en lo posible, que los flujos la sobrepasen por encima.
- Una falda o faldón para prevenir que el petróleo pase por debajo de la línea de flotación.
- Un elemento tensor longitudinal que da la resistencia estructural a la barrera y permite fijar su anclaje.
- Lastre o pesos, que en interacción con el elemento de flotación permiten la verticalidad de la barrera.

B) Materiales de fabricación. Con el fin de mantener las condiciones de la barrera, bajo todas las circunstancias deben ser suficientemente resistentes al agua, petróleo, a la luz del sol, a las condiciones metereologicas, corriente y vida biológica. También debe de soportar los continuos movimientos del agua sin que esto produzca rasgones, raspaduras o pérdidas de rendimiento.

Casi todas las barreras son fabricadas utilizando combinaciones de plásticos, PVC, goma, fibras gruesas, metales resistentes al agua y madera.

Ea importante tener en cuenta que las barreras y el material utilizado en su fabricación, deben ser fácilmente reparables, utilizando equipos y herramientas sencillas, aun con la barrera en el agua.

C) Flotación y Lastre. La flotación de las barreras puede ser proporcionada por espuma plástica, poliuretano, u otros materiales sintéticos; madera y corcho, o

mediante aire y otros gases que puedan estar contenidos en depósitos cerrados. En cualquier caso se necesita lastre para mantener la falda sumergida y el francobordo en forma vertical. La mayoría de las barreras utilizan pesos de metal o cadenas como lastre.

7.5.2. Lanzamiento y Despliegue de una Barrera.- El lanzamiento es el primer paso en el despliegue de una barrera. Los métodos varían dependiendo de las características de la barrera (tamaño, peso, características de manejo), y de la situación del petróleo derramado. El viento y las corrientes son las fuerzas más importantes que afectan el lanzamiento de las barreras. Estas fuerzas deberán ser siempre sobrestimadas (y jamás subestimadas) para asegurar que la barrera está siendo desplegada correctamente. Algunos puntos importantes a considerar en el lanzamiento de una barrera se tienen que seguir como los siguientes:

- Toda conexión y ajuste deberá ser efectuado antes del lanzamiento
- Debe evitarse que la barrera se tuerza o se produzcan cocas durante el lanzamiento
- Debe asegurarse la continuidad de la falda y de los elementos de tensión
- Durante las horas de oscuridad, las barreras y sistemas de amarre deben contar con señales ya que obstruyen la navegación
- Las barreras pueden estar amarradas temporalmente desde un solo extremo y permitir que la corriente o el viento las haga derivar

Debido a que el petróleo se extiende rápidamente sobre la superficie del agua, para lograr una operación de limpieza eficiente, es necesario que la operación de contención sea rápida. La velocidad en el despliegue depende del número de personas y su experiencia de las condiciones de tiempo y de la disponibilidad de cualquier equipo especial de apoyo, para mover la barrera desde el almacenamiento hasta el sitio de lanzamiento, lanzarla y desplegarla para contener el derrame.

7.5.3. Colocación de Anclas (Punto de Anclaje).- El amarre de una barrera en el agua presenta algunos problemas especiales. Se debe usar un ancla apropiada a la

calidad del fondo, y que pueda mantener fija la barrera, no obstante las fuerzas que se esperan a que esta estará expuesta. La mayoría de las barreras tienen una reserva de flotación limitada; de ahí que se necesite una flotación adicional al extremo de la barrera.

Antes de utilizar anclas, debe recordarse que se necesitan cables , cadenas y boyas marcadoras. Estas partes deben estar amarradas al ancla antes de tirarlas al mar. La primera parte que debe amarrarse al ancla será una cadena, con el objeto de que esta se tienda sobre el fondo para que se deslice y fije el ancla cuando se arrastre. La localización del ancla es muy importante. El ancla se deja caer desde un bote y se deja que llegue hasta el fondo, debe lanzarse entre 20 y 30 metros arriba de la localización final, de tal manera que de espacio para arrastrar el ancla y fijarla en el fondo.

7.5.4. Recuperación, Limpieza y Almacenamiento de la Barrera.- Al finalizar la contención y recolección de un derrame de petróleo, debe realizarse inmediatamente la recuperación, limpieza y almacenamiento de la barrera, si se pretende utilizarla en otros derrames. Las barreras flotantes pueden ser sacadas del agua en el mismo lugar o remolcadas hasta un lugar en tierra donde exista facilidades para levantarlas o hacia una playa con pendiente o con una rampa. La identificación previa de un lugar adecuado para sacar y manejar la barrera es recomendable y el uso de una lona extendida en dicho lugar es muy conveniente.

El equipo recuperado que se encuentra contaminado con petróleo , puede reducirse su grado de contaminación cuando esta se remolca a través de aguas limpias por una distancia significativa.

En las operaciones de limpieza se utilizan mangueras de lavado y detergentes.

7.5.5. Otras Barreras.-

a) **Barreras Neumáticas:** Cuando se dejan escapar burbujas de aire bajo el agua, ellas suben hasta la superficie y se expanden. Durante su desplazamiento, generan una corriente ascendente de agua. Estas al llegar a la superficie, se transforman en

corrientes superficiales que se alejan del punto de afloramiento y pueden servir para contener una mancha de petróleo, siendo este el principio básico de una barrera de aire.

El aire a presión que se utiliza es distribuido a través de un sistema de cañerías con perforaciones. La profundidad óptima del tubo perforado es entre 3 y 5 metros. Las boquillas del tubo son generalmente pequeños hoyos hechos con taladro y aun cuando el aire tiende a mantenerlos limpios, la arena, el barro y la vida acuática del fondo los pueden utilizar.

El uso de barreras neumáticas está limitado solamente a aguas calmas ya que el oleaje y las corrientes anularían su efecto. Pueden tener aplicación en situaciones muy limitadas. La gran ventaja que presentan es que no obstaculizan la navegación, pero sin embargo tienen un costo de instalación y de operación elevados.

b) Barreras Químicas: A veces, las manchas de petróleo pueden ser también contenidas con productos químicos en vez de barreras. Estos productos con alto peso molecular, que tienen una tendencia a la extensión, mayor que el petróleo en el agua. Así, ellos compiten con el petróleo por la superficie disponible del agua y de esta manera confinan la mancha y previenen su extensión. Estos químicos no son solubles en el agua.

Los productos químicos que se utilizan para contener el petróleo en el agua, deben ser aplicados en la periferia del derrame, a fin de mover el petróleo en la dirección deseada, o contenerlo y retardar su extensión o movimiento. Las técnicas de aplicación de estos elementos químicos varían, dependiendo de la ubicación y extensión de la mancha que se quiere controlar. Los métodos de aplicación incluyen el uso de aplicadores, desde botes. La aplicación de estos productos debe hacerse tan pronto como sea posible, después que se ha producido el derrame ya que son poco efectivos cuando el petróleo ya ha sufrido degradación o ha formado emulsiones. Los colectores químicos nunca deben ser aplicados directamente a la mancha; si así ocurriese, solamente se produciría una expansión o extensión del petróleo. Estos productos químicos pierden eficiencia si previamente se han utilizado dispersantes.

La cantidad del colector químico de petróleo dependerá de las características del petróleo derramado, de las condiciones del tiempo y de los propósitos por los cuales se está usando. En general, la dosis es del orden de 2.5 a 5 litros por kilometro lineal del perímetro de la mancha. Dependiendo de las condiciones ambientales (tiempo, viento y agua) y del tipo de petróleo, los colectores químicos mantendrán por varias horas su capacidad de contener el petróleo en un lugar determinado. Estos productos químicos no son efectivos cuando se trata de mantener el petróleo en contra de una corriente muy fuerte. Los colectores químicos de petróleo pueden utilizarse para hacer entrar la mancha en un área más pequeña, donde pueda ser más fácilmente controlado por barreras mecánicas para dirigir el petróleo hacia algún recolector o para facilitar su recuperación con sorbentes. Estos agentes también pueden emplearse para proteger las orillas.

7.6. Recuperación del Hidrocarburo :

Una vez que el petróleo ha sido contenido, el siguiente paso debe ser tratar de recuperar este desde la superficie del agua, considerando que la mayoría de las veces, la contención y la recuperación son fases simultáneas en una tarea de limpieza. Tan pronto como se despliegan barreras en el lugar de un derrame, se debe movilizar equipo y personal para tratar de aprovechar el aumento del espesor de la capa, para tratar de evitar operar con petróleo emulsionado y para minimizar las posibles pérdidas de producto que derivan de fallas en las barreras.

Las tres formas de realizar la recuperación física del petróleo desde el agua se basan en el uso de colectores mecánicos, el uso de sorbentes y la remoción manual. En la mayoría de los derrames cada uno de estos sistemas es utilizado en cierta medida, aun cuando uno de ellos presenta limitaciones específicas.

7.6.1. Desnatadores (Skimmers) : Un desnatador puede ser definido como un equipo mecánico diseñado para remover el petróleo desde la superficie del agua sin causar mayores alteraciones físicas o químicas. En general, estos equipos pueden ser clasificados de acuerdo a sus principios básicos de operación:

- a) Tipo vertedero
- b) De aspiración o succión
- c) Centrífugos
- d) Sumergidos
- e) Sorbentes superficiales

La efectividad de cualquier recolector depende de una serie de factores, como: el tipo de petróleo derramado, el espesor de la mancha, la presencia de basuras en el petróleo o en el agua, la ubicación del derrame y las condiciones climáticas y ambientales, incluyendo la tranquilidad en el lugar de operación. La mayoría de los recolectores tienen un buen funcionamiento cuando la mancha de petróleo es relativamente gruesa, pero cuando la capa que entra al recolector es muy delgada, el promedio de recuperación y la eficiencia en la recolección tienen una notable disminución respecto a lo normal.

Recolectores de Vertedero (Weir Skimmers).- Este tipo de recolector aprovecha la fuerza de gravedad que permite separar el petróleo del agua. Estos equipos en su forma más simple consisten en un vertedero o presa, un estanque y una conexión hacia una bomba exterior. La parte superior de un recolector flotante de vertedero está ubicada en un cierto nivel con respecto a la superficie del agua. El agua y el petróleo llegan hasta esta y caen en un depósito especial. A medida que el petróleo que hay en la superficie del agua cae dentro del vertedero, es succionado continuamente por una bomba.

Recolectores de Aspiración (Suction Skimmers).- Los recolectores de aspiración son similares en muchos aspectos a los equipos del tipo vertedero. Estos recuperadores también trabajan en la superficie del agua, generalmente utilizan un sistema separado de bombas de vacío y están ajustados para flotar en la interfase agua/petróleo. Debido a que son muy compactos con poco calado, estos equipos son de mucha utilidad en aguas confinadas.

La cabeza de aspiración de este recolector es simplemente una prolongación de la manguera de aspiración que aumenta el área de la superficie desde la cual aspira una bomba a distancia.

Decantadores Centrífugos (Centrifugal Skimmers).- Estos están diseñados para operar por la formación de un remolino o vórtice de agua que arrastra el petróleo hacia un área de recolección. Desde allí el petróleo pasa a un separador de agua/petróleo para su recuperación. Este recolector no es tan propenso a taparse con basuras como los equipos de vertedero y aspiración, debido a que se cuenta con rejillas de protección.

Desnatadores Sumergidos (Submersion Skimmers).- Este tipo de desnatadores es de tamaño grande en comparación con los equipos descritos anteriormente y esta generalmente montado o incorporado en una embarcación. El petróleo que esta en la línea por donde avanza el recolector es llevado debajo de la superficie por una correa que se mueve con un determinado ángulo de inclinación. Esta correa lleva el petróleo hacia abajo hasta la boca de un deposito desde donde finalmente sube a la superficie debido a la diferencia de densidades. El agua recolectada junto con el petróleo pasa por debajo del deposito hacia afuera por una puerta de descarga. El petróleo que se adhiere a la correa es removido por un elemento mecánico que esta ubicado en el interior del deposito. El petróleo es bombeado a bordo o hacia algún almacenamiento cercano.

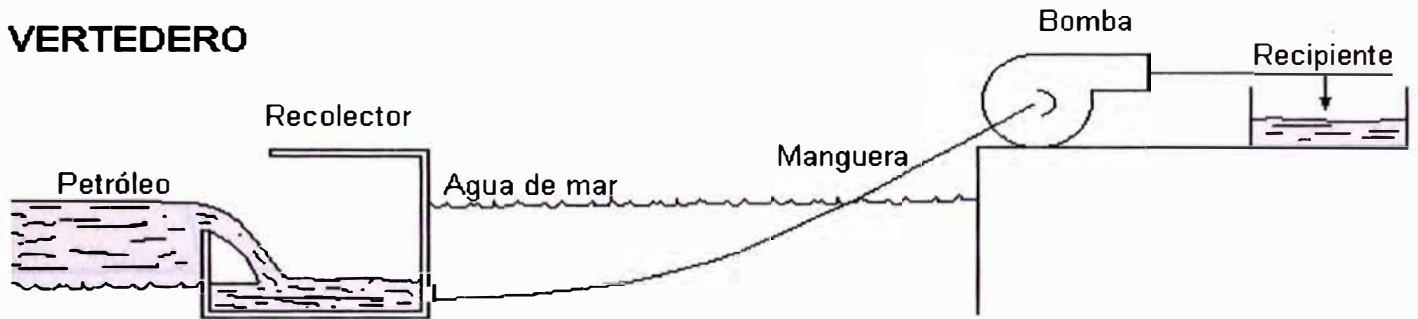
Desnatadores de Sorbentes Superficiales (Oleofilicos)-- Sorbent Surface (Oleofilic) Skimmers.- Este tipo de desnatador incorpora una superficie a la cual el petróleo se adhiere y de esta manera es posible removerlo desde el agua. La superficie sorbente u oleofilica puede tener la forma de un tambor, de un disco, de una correa sinfín o de una cuerda, que es movida continuamente a través de la película de petróleo. El petróleo recolectado en cada una de estas superficies es removido ya sea por un limpiador a presión o por un sistema de roletes a presión y

posteriormente depositado en un contenedor a bordo o bombeado hacia facilidades de almacenamiento. Un problema asociado con algunos tipos de recolectores de sorbentes superficiales es la tendencia de las correas sinfín u otras superficies adherentes a lanzar el petróleo fuera del recolector causando turbulencias o provocando olas de presión que llegan al agua, especialmente cuando el desnatador esta sobre la mancha.

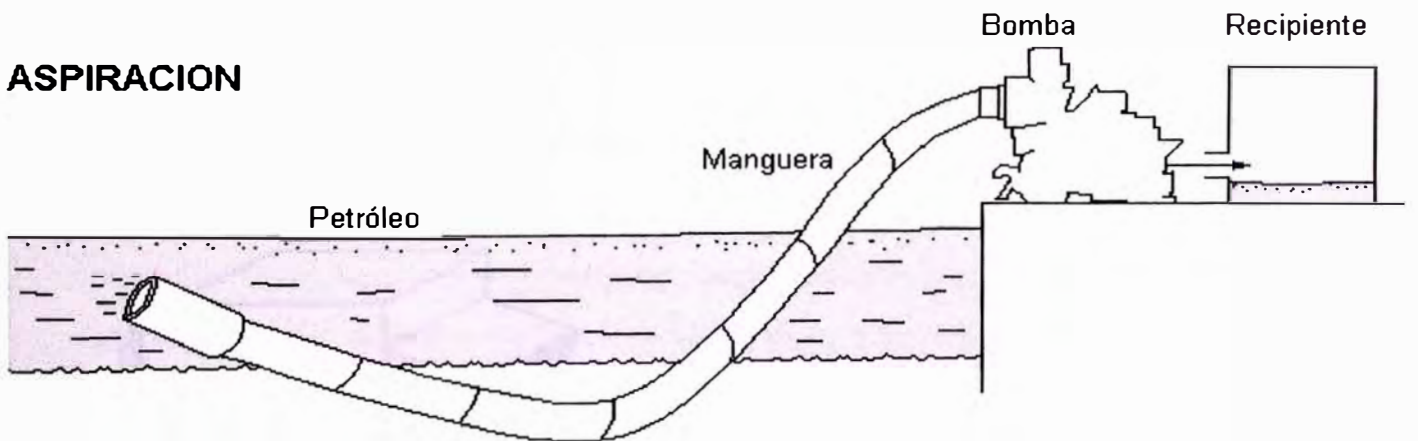
Recuperación Manual.- Aun siendo un trabajo muy lento y de mucha duración, la recuperación manual del petróleo con baldes, palas , o equipos similares es una técnica muy utilizada. Esta forma de enfrentar el problema se utiliza comúnmente con pequeños derrames que ocurren en puertos, y tienen un rol muy importante en todos los derrames que ocurren cerca de áreas muy pobladas. Por métodos manuales los petróleos viscosos pueden ser removidos mas rápidamente que los livianos, los cuales, casi invariablemente, requieren de desnatadores y sorbentes para su recuperación completa.

DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DE RECOLECTORES / DESNATADORES

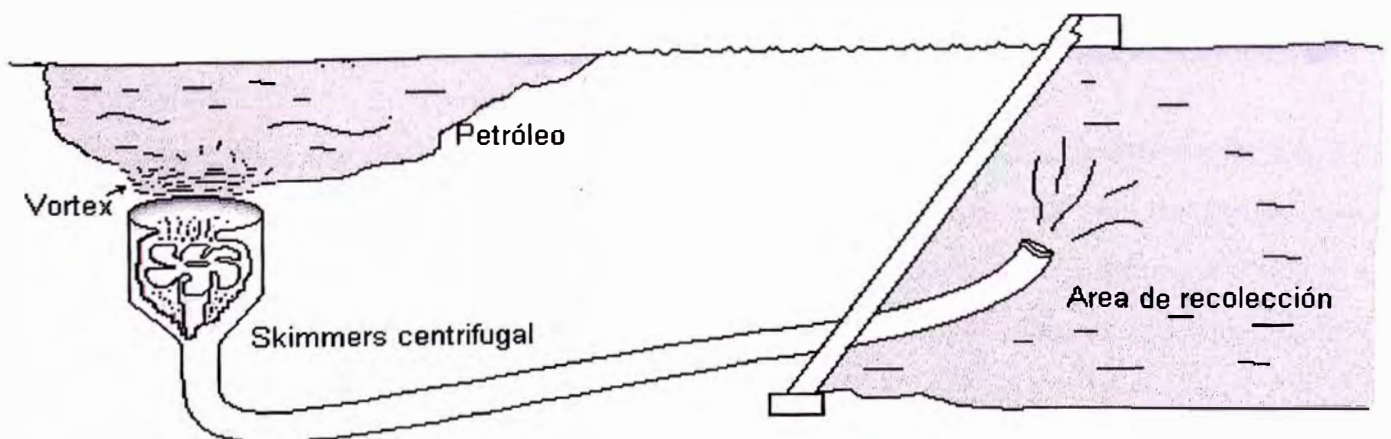
VERTEDERO



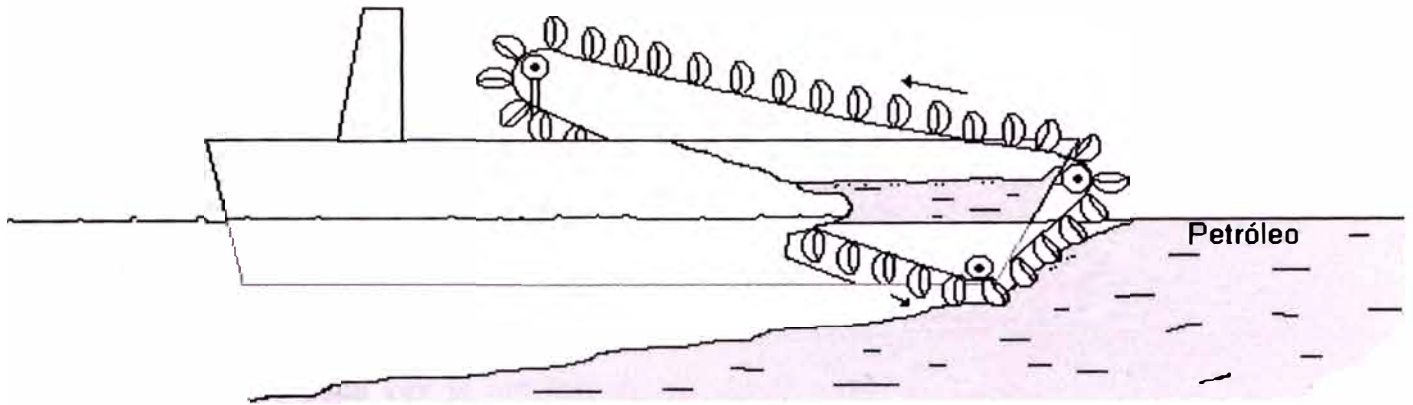
ASPIRACION



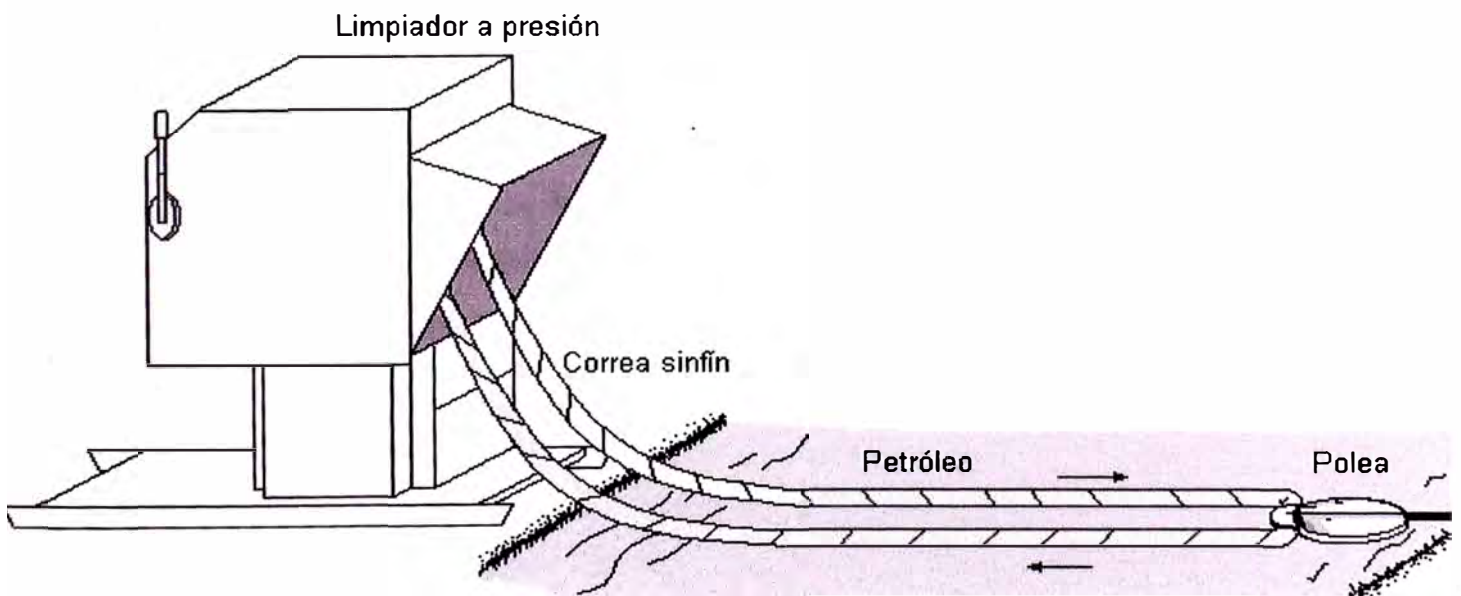
CENTRIFUGOS



SUMERGIDOS



SORBENTES



8.-Legislación del Comercio Marítimo y del Medio Ambiente

El mar produce el 70% de oxígeno de la atmósfera y es fuente de alimentos para la humanidad. El hombre en su afán de aventuras e intereses comerciales se lanza desde tiempos inmemoriales en frágiles barcas y hoy en día en enormes naves de miles de toneladas con lo cual se agudiza el problema de la contaminación, acentuando cada vez la calidad del medio marino . Uno de los principales peligros lo crean los buques que transportan petróleo, productos químicos y otras sustancias que representan grave riesgo si se derraman en el mar; las plataformas de perforación y los terminales marítimos.

Ante el peligro de su mayor fuente de recursos, el hombre ha desarrollado conciencia frente al riesgo que obligue a tomar medidas preventivas. Es por ello que se dictan leyes que limitan el accionar de las naves comprendidas en el transporte marítimo, priorizando entonces su seguridad de almacenaje y evitando las malas acciones de los miembros de la tripulación, con sanciones pecunarias. Debemos considerar que la protección y restauración del medio ambiente marino no es solamente una obligación que impone la ley, sino una responsabilidad moral ante la sociedad.

La creación de programas y sistemas para la prevención y la recuperación de hidrocarburos es principio fundamental de los organismos internacionales que de manera esencial uniformiza su vigencia en los países que están sujetos a las entidades.

El mayor cuidado que se toman son las relacionadas con el almacenamiento, manejo y transporte de hidrocarburos que implican un riesgo potencial de contaminación.

Las legislaciones de todos los países como parte que puede ser afectada, previene y castiga a los infractores, los cuales pueden además estar sujetos a sanciones internacionales.

8.1. Acuerdos internacionales para la protección ambiental:

8.1.1. Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo (Río de Janeiro, 3-14 de Junio , 1992). Conferencia-Capitulo 17. Protección de los Océanos y áreas costeras, uso racional de los recursos existentes:

El medio ambiente marino, incluyendo los océanos y todas las áreas costeras, forman un todo siendo una parte esencial del sistema de soporte de vida sobre el planeta; así se describe el concepto de medio ambiente marino, en la Conferencia, la cual destaca la defensa del medio la cual esta destacada en varias áreas, siendo para nuestros intereses lo mas importante es el que se refiere al programa B, de protección del medio marino.

Se describe los medios marinos de degradación del medio marino los cuales van desde los asentamientos humanos hasta los desperdicios de las industrias, pasando por el transporte marítimo. La polución marina es de miles de toneladas de petróleo derramado en los océanos, siendo resultado de accidentes o descargas ilegales. Como medida precautoria se recomienda para la prevención de la degradación del medio marino la evaluación del impacto ambiental, la producción de técnicas de limpieza, reciclado, revisión de las aguas servidas, tratamiento de las aguas, entre otras medidas.

En gran parte de esta declaración se considera las acciones de prevención de polución por las aguas residuales, donde brevemente diremos que se acuerda la promoción y el desarrollo de tecnologías para combatir las fuentes de tierra de suministro de contaminación, ademas del establecimiento regulador del monitoreo para controlar las descargas efluentes, las cuales limitan la emisión de productos tóxicos.

La adopción de nuevas iniciativas nacionales, subregionales y regionales para el control de los puntos de polución son respaldados por la Declaración, de donde se busca el cambio de las fuentes de emisión.

Los países actuando de manera individual, bilateral, regional o multilateral y dentro de la estructura de la Organización Marítima Internacional (IMO) deberán de

evaluar las medidas para combatir la degradación del medio marino ya sea por embarque o por desechos. En el primero de los casos, se impulsa la creación de convenciones y protocolo de protección; la cooperación en monitoreo marina de polución de los buques especialmente cuando se produce una descarga ilegal, y la cual esta estipulada en Marpol de manera mas rigurosa; considerar la adopción de apropiadas reglas de aguas de lastre en lo que se refiere a la descarga, previniendo la propagación de organismos ajenos al ambiente natural, tomar acción de preservación de las designadas por los países en lo que respecta a las áreas, las cuales se encuentran dentro de las zonas económica exclusiva, la misma que esta amparada por las leyes internacionales para la preservación de los ecosistemas. En lo concerniente a los desechos, solamente diremos que se debe de facilitar las cantidades de residuos o líquidos en los puertos, para evitar el arrojado en el mar.

Lo que se necesita implementar en materia de conocimientos de la persona, es aquella a la que se refiere a la introducción de cursos de protección ambiental del medio marino en los curriculum de propagación de estudio marino así como de establecer cursos de entrenamiento de derrame de petróleo y productos químicos al personal responsable del transporte y recepción, en cooperación con las industrias del petróleo y química. También la creación de una fundación que pueda resolver los problemas económicos y tecnológicos de los países con problemas de derrame. Finalmente diremos que como referencia los otros programas de la Declaración comprende a la conservación de los recursos marinos en alta mar, desarrollo sostenido de las islas pequeñas, entre otros.

8.1.2. Convención Internacional para la prevención de polución por petróleo, responsabilidad y desarrollo (1990).-

Esta Convención fue elaborada atendiendo los requerimientos de preservar el medio ambiente marino. Consciente de que los incidentes de polución por petróleo necesitan de un trato efectivo y rápido para minimizar los daños, es necesario el de contar con un plan de combate y de procedimientos complementarios. Es por esa

razón la elaboración de la Convención que consta de 19 artículos.

En el artículo 1, se describe a las partes, las cuales se les encarga tomar las medidas necesarias para responder cualquier incidente de polución por petróleo de manera individual o colectiva.

Las definiciones de los términos empleados como "oil" se refiere a petróleo en todas sus formas, es decir en crudo, fuel, sedimentos y productos refinados. También se define a la Organización como la Organización Marítima Internacional. Las unidades costa afuera son definidas como las instalaciones que se encuentran fija o flotante, siendo una estructura que se dedica a la explotación, exploración o producción de oil, o de carga o descarga de oil.

En el artículo 3, se hace hincapié en el plan de emergencia en polución por oil. Cada parte requerirá que los buques que izan una bandera, estén obligados a contar con un plan de emergencia de polución por oil, como lo requiere la Organización.

También se requiere que los operadores de las unidades costa afuera bajo la jurisdicción de una de las partes, tenga un plan de emergencia de polución por oil, el cual estará en coordinación con el sistema nacional o regional de contingencia de la parte afectada.

Cada una de las partes, requerirá que las autoridades o los operadores responsables en los puertos y en los terminales y en otras facilidades disponibles, se coordinen las acciones a tomar en emergencia las cuales estarán aprobadas por las autoridades nacionales.

En lo referente a los procedimientos de reporte de polución por oil, el artículo 4, menciona que cada parte requerirá de un master (experto) o de otra persona responsable del buque, el que eventualmente reportara sin retraso cualquier evento que ocurriese en el buque o en las unidades costa afuera que involucre una descarga o una probable descarga de oil. El cual en ambos casos se dará aviso al país costero mas cercano o a cuya jurisdicción la unidad este sometida. Además, se requerirá de personas que tengan responsabilidad sobre los puertos o terminales o de las facilidades disponibles, las cuales reportaran sin demora cualquier evento que involucre una descarga de oil o de la presencia de oil, a la autoridad nacional

competente. Este artículo, da ordenes precisas de instruir a los buques o aviones a una inspección marítima, la cual reportara sin demora cualquier tipo de derrame a la autoridad nacional competente o según sea el caso al país costero mas cercano.

El artículo 5, se refiere a la acción de recepción de un reporte de polución por oil, la cual da las pautas a seguir cuando una de las partes recibe un reporte referido a un derrame, suministrando por otras fuentes, en donde se evalúa el evento para determinar si es en realidad un incidente de polución por oil. Una vez que se acepta que es un derrame , se informa al país comprometido, detallando las evaluaciones y acciones tomadas a cabo. Existen casos que se compromete a mas países por lo cual se realizan las acciones de manera colectiva. Cuando la severidad de la polución por oil es de gran magnitud, se deberá comunicar el daño directamente a la Organización.

La preparación y respuesta para los sistemas regionales y nacionales se detalla en el artículo 6, la cual todo país deberá de tener. El sistema deberá incluir como mínimo, la designación de una autoridad nacional competente, responsable para la preparación y respuesta de una polución por oil. También se requerirá que se tenga presente los puntos de contacto, en donde se recepcione y se transmita los reportes de polución por oil. Finalmente se requerirá de una autoridad que autorice los actos de parte del país o de los países que requiera asistencia o que decidan prestar la asistencia requerida.

También, cada parte dentro de sus posibilidades, en coordinación con las industrias embarcadoras y del petróleo, autoridades del puerto, establecerán la pre -disposición del equipo de combate por derrame de oil y el programa para su uso. Un plan detallado de las posibilidades de comunicaciones para responder el incidente; un programa de entrenamiento del personal involucrado y un mecanismo de organización para coordinar las respuestas a un derrame, así como de las facilidades para movilizar los recursos necesarios.

En lo que se refiere a la cooperación internacional en respuesta de polución, es descrito en el artículo 7, en el cual se detalla las facilidades a que están sujetas los países, en la asistencia técnica, donde se considera el soporte técnico y los equipos;

cada parte en concordancia con los acuerdos internacionales tomara medidas legales o administrativas para facilitar el arribo o las salidas de su territorio de buques, aviones y otros medios de transporte comprometidos con el incidente de polución o de transporte de personal, materiales y equipo requerido relacionado con el incidente. Además, se brindaran las facilidades para su rápido traslado dentro del territorio nacional.

En el artículo 8, se dictan las pautas para la investigación y desarrollo, donde las partes estarán de acuerdo en la cooperación de la investigación, valiéndose para ello del intercambio de los resultados de investigación y el fomento de programas de desarrollo relacionados con la intensificación del combate de polución de oil, que incluye tecnología y técnicas de vigilancia, contención, recuperación, dispersión, limpieza y la minimización o mitigación de los efectos de la polución por oil y su restauración. Las partes estarán de acuerdo, en el desarrollo de estándares para técnicas de combate de la polución por oil, así como también de los equipos empleados.

La cooperación técnica se detalla en el artículo 9, del cual se reafirma en la preparación que puedan tener las partes, en lo referente al entrenamiento del personal, disponibilidad de la tecnología relacionada, así como de los equipos. La facilidad de acción de las medidas complementarias; programas de investigación y desarrollo.

Las partes se encargaran activamente de la cooperación, la cual estará sujeta a las leyes nacionales y la misma que será regulada por la Organización.

Los restantes artículos se refieren a la promoción bilateral y multilateral en preparación y respuesta; relación de acuerdos para otras convenciones internacionales; elaboración de un programa institucional; evaluación de la convención; enmiendas ; ratificación; idiomas de redacción, entre otras cosas que complementan la Convención Internacional.

Finalmente es de destacar que en la totalidad de la Convención, se destaca, el factor humano que es determinante en la prevención, debido a su preparación para enfrentar estos accidentes, por lo que no obstante, hace que la acción de

organizaciones sea de manera coordinada, recalando que el entrenamiento es un factor fundamental en el rápido desenvolvimiento de limitación del derrame.

8.2. Convenio Marpol 73/78 y la polución por embarcaciones marinas :

Se estima que 100000,000 toneladas de petróleo son transportadas cada día en embarcaciones marinas. Anualmente los buques descargan uno o dos millones de toneladas de petróleo al mar. Algunas veces la descarga se debe a operaciones del buque y otras veces a derrames accidentales. En ambos casos los océanos son contaminados. La polución por petróleo contiene muchos químicos tóxicos por ejemplo existen de 100 a 200 conocidos cancerígenos por cada 10000 libras de petróleo descargado en el océano. Mientras los derrames tienen efectos inmediatos con la muerte de las aves acuáticas y los mamíferos; el mayor daño esta en la interrupción de la cadena alimenticia por estos cancerígenos.

Primero, la polución por petróleo elimina el fitoplancton, el cual alimenta a los peces, de ese modo se reduce el alimento natural de ellos. Segundo, los microorganismos que sobreviven presentan toxinas que al ser consumidas por los peces, estos mueren.

Cabe señalar que de las descargas de petróleo por los buques, el 75% es reportado como operaciones del buque y el 25% como derrame accidental. En 1983, la Convención Internacional para la prevención de polución por embarcaciones marinas 1973 y su protocolo 1978 (Marpol 73/78) cobran fuerza. Este tratado de la comunidad internacional responde a los problemas de polución por buques. Desde que el comercio internacional depende del transporte marítimo, Marpol 73/78 intenta adoptar un balance entre la necesidad de actuar preservando y protegiendo el medio ambiente marino y no deseando imponer leyes que conduzcan al encarecimiento del transporte con sanciones elevadas. Adicionalmente Marpol 73/78 ha balanceado un conflicto jurisdiccional entre los países de bandera y los países costeros. Mientras que los países de bandera históricamente tienen y quieren preservar su jurisdicción exclusiva sobre sus buques, los países costeros quieren tener autoridad, ejecutando Marpol 73/78 contra los buques de otras naciones. En 1992, la mayor enmienda a Marpol 73/78 fue adoptada para el diseño y la

construcción de los buques tanques. Para evitar los derrames se recomendaba que los petroleros deberían estar equipados con doble casco o una alternativa similar. Esos cambios fueron contraversiales porque los costos de los armadores era elevado, además ellos cuestionaban la efectividad del doble casco y decían que habían otras soluciones menos costosas que deberían ser consideradas. Los debates continuaron hasta que al final, las rectificaciones sobre Marpol 73/78 reflejaron un compromiso entre las partes divergentes.

1) Operaciones de Descarga: Existen dos operaciones de los buques que producen polución a los océanos: lastre y el lavado de tanques. El lastre ocurre cuando un petrolero ha descargado su carga. La tripulación llena una tercera parte de los tanques con agua de mar para compensar el peso perdido por la carga útil entregada. Con este reemplazo, el buque desplaza el agua salada para maniobrar durante el viaje de regreso al puerto de carga. Si el buque se encuentra con un clima tormentoso durante su retorno y necesita mayor lastre para estabilizar al buque, se puede llenar los tanques hasta la mitad de su capacidad. Los problemas de polución asociados con el lastre vienen desde que el agua, siendo almacenada en los tanques "vacíos" son los correspondientes a los que transportan petróleo. Cuando el agua esta en contacto con el petróleo remanente en las paredes y en el fondo del tanque forman una "mezcla". Este lastre contaminado es descargado antes de arribar al puerto. Aproximadamente se descarga el 0,35% del cargamento original.

El lavado de los tanques es otra forma de polución. Esta agua es la misma que se emplea en el lastre, de tal manera que se prepara las bodegas para recibir diferentes cargas, previniendo así la acumulación de sedimentos. Como resultado del mal lavado producido, el lastre es devuelto al mar antes de retornar al puerto. Existen varios métodos para reducir o eliminar la polución asociada con operaciones de descarga. Marpol 73/78 propone los métodos: load on top, lavado del petróleo y separación del lastre.

A) Load on Top (LOT).- Este es un procedimiento en el cual se permite que el agua se asiente durante el viaje de regreso. Al transcurrir el tiempo el crudo y el agua se separan, de manera que el agua se queda en el fondo, permitiendo entonces trasegar esta a otro recipiente. El residuo o el crudo que queda se transfiere al tanque slop. La dificultad con LOT es que para que sea efectivo este procedimiento se requiere de personal especializado y consecuente, que permita actuar correctamente.

B) Lavado del Petróleo (COWs).- Esta técnica emplea petróleo en vez de agua para limpiar las paredes del tanque, debido a que la acción de disolver es superior a la del agua, reduciendo los residuos y eliminando los sedimentos. COWs minimiza la polución causada por el lavado del tanque, por la reducción o eliminación del uso del agua.

C) Tanques de Lastre Segregado (SBTs).- Son los tanques que son designados solo para llevar lastre. SBTs virtualmente eliminan los problemas de descarga de lastres con petróleo porque los tanques para lastre y petróleo son distintos. Cabe señalar que existe un problema creado con los SBTs, debido a que si bien es cierto eliminan los inconvenientes de descarga, se transporta biomasa. Los petroleros toman agua de lastre en un determinado lugar, y mas tarde se descarga esta a miles de millas del lugar, creando un problema perjudicial para los organismos que se esparcen por su nuevo hogar. En Australia los petroleros han sido involucrados con la aparición de un tipo de alga, conocida porque causa la parálisis a los mariscos, envenenando a los humanos. En Reino Unido, el sargasum muticum, una alga del pacifico ha hecho su hogar. Estos organismos pueden ser inofensivos en su medio natural, pero pueden ser impredecibles si son llevados a lugares donde no existan sus naturales depredadores u otros factores de control.

Solamente puede ocurrir contaminación en los SBTs, cuando se necesite tomar lastre mas allá de la capacidad de los tanques de lastre por motivos de climas embravecidos, de manera que se almacena en los tanques de petróleo. Un sustituto para los SBTs son los tanques de limpieza de lastre exclusiva (CBTs). Con los CBTs los tanques de carga son desestimados para transportar lastre. Mientras en

principio los CBTs son tan efectivos como los SBTs, esto es cierto si se mantiene limpio de petróleo los tanques. El hecho de que los CBTs comparte las mismas bombas y los mismos arreglos de tuberías como los tanques de producto, facilita a que la tripulación llene los mismos sin asentar y rechazar los tanques de lastre.

2) Los Mecanismos de Marpol 73/78: Marpol 73/78 es una convención que busca la completa eliminación de la polución intencional del medio ambiente marino por petróleo y otras sustancias perjudiciales y la minimizaron de las descargas accidentales de tales sustancias. Para llevar a cabo esta finalidad, la Convención deja bien especificado las regulaciones para los barcos. Esas regulaciones tratan todos los aspectos de polución por buques que involucra 5 anexos, los cuales rigen para petróleo, químicos, tanques y contenedores, aguas residuales y basura. Marpol 73.78 también creo un régimen para aplicar esas regulaciones.

A) Anexo 1: El anexo 1 contiene todas las regulaciones que tienen que ver con la polución de los buques por petróleo. Marpol 73/78 lleva a cabo el control de dos maneras, una procesal y la otra técnica. Primero, Marpol 73/78 busca reducir la polución regulando las operaciones a bordo que generan contaminación. Para esto se establece que en descarga de lastre u otros desperdicios se siga los procedimientos y restricciones de manera efectiva. Segundo, Marpol 73/78 también busca reducir la polución diseñando especialmente los buques o reconfigurando para eliminar o reducir las poluciones operacionales.

1. Regulaciones Técnicas: El anexo 1 adopta una escala móvil enfocando a los diseños estándares para buques. Para los nuevos buques se requiere que todos estén equipados con SBTs. Para los buques viejos se requiere al menos de COWs o SBTs que pueden sustituir al SBTs. Los exactos requerimientos dependen del tipo del buque, su tiempo de uso y su peso muerto.

Sumario de exigencias de Marpol 73/78:

Nuevos Petroleros	Producto	30000 dwt + SBT
	Crudo	20000 dwt + SBT , COW

Petroleros Existentes : Crudo 40-70000 dwt + SBT o COW o CBT
CBT opcional después de 4 años
Crudo 70000 dwt + SBT o COW o CBT
CBT opcional después de 2 años
Producto 40000 dwt + SBT o CBT

Además de las condiciones establecidas de SBTs, el anexo 1 también estipula que los buques deben de estar bien equipados para operar el sistema LOT y retener el residuo de petróleo a bordo hasta que se pueda descargar en tierra, previa coordinación para su recepción. El equipo incluye tanque slop, separador crudo-agua, medidor del contenido de crudo, sistema de filtrado, bombas adecuadas, tuberías alineadas y tanques de sedimentos. Finalmente el anexo 1 exige que los buques estén equipados con sistemas que puedan monitorear y controlar las descargas. Como una caja negra, este material informático grabará la descarga en litros por milla náutica y la cantidad descargada o el contenido de petróleo y la razón de descarga. Todos los registros deberán de contar con el tiempo y fecha de los últimos 3 años al menos. La Organización Marítima Internacional (IMO) en su resolución A.496 reconoce 3 categorías de sistema de monitoreo de carga: control unitario, unidades de informática y unidades de cálculo. El control unitario es el más sofisticado debido a que cuenta con mecanismos, los cuales evitan la permanencia de válvulas de descarga abierta cuando el sistema de monitoreo está fuera de orden y además se logra cerrar las válvulas cuando la descarga excede los límites permitidos de caudal. El segundo mejor es el de unidades de informática que aunque también es automático, tiene menos información y la tripulación tiene que insertar datos de la descarga. Finalmente las unidades de cálculo se tiene que la mayoría de los datos son manuales; no se precisa de válvulas de control de descarga automático. Como en los SBTs, habrá una escala móvil para el monitoreo. Para los nuevos petroleros este equipo es obligatorio.

2. Condiciones Operacionales: La razón fundamental para el monitoreo es que se logra una segura operación de descarga del buque, apoyándose en los estándares del anexo 1. Para petroleros estos estándares son :

- a) un buque no descargara mas de 1/30000 toneladas del total de su capacidad al océano
- b) la razón de descarga para el petróleo no excederá los 60 litros por milla
- c) no se descargara petróleo por motivos especiales a no menos de 50 millas de la costa mas cercanas o en áreas especiales

De acuerdo al anexo 1, los petroleros y otros buques están obligados a usar el sistema LOT. Los remanentes con petróleo deberán de ser almacenados en tanques slops para después ser transferidos en tierra, con las facilidades del caso. Los suscritos de la Convención están en la obligación de suministrar las facilidades para la recepción de residuos y las mezclas aceitosas en los terminales de los puertos de carga, puertos de reparación y otros frecuentes puertos para descargar residuos con petróleo. Además los petroleros y otros buques deberán llevar y mantener un libro de registro de petróleo en la cual se registre todas las operaciones que involucren al crudo. Este libro puede ser inspeccionado por las autoridades de los estados que son miembros de la Convención.

B. Régimen de Ejecución: Las partes de la Convención pueden ejecutar su aplicación de tres maneras:

1. Inspección: Marpol 73/78 estipula que los buques cuenten con varias técnicas estándares. Visto que las responsabilidades de esos estándares recaen en los países que otorgan su bandera a los buques, cada país tiene una obligación de asegurarse que los buques que izen su bandera cumplan con las normas Marpol 73/78.

Aunque los países de bandera tienen gran discreción de como hacer cumplir esta obligación, ellos están obligados a inspeccionar los petroleros y los buques, para eso recurren a inspecciones periódicas que garantizan su estructura, dispositivos, arreglos y material que es indispensable de acuerdo a los requerimientos. La Convención estipula que los países de bandera requieran de los servicios de un

inspector, el cual dará su aprobación antes de ponerse a servicio o cuando se emita un certificado de polución por petróleo internacional (IOPP). El certificado se ira renovando cada cinco años. El peso que tiene la inspección es que un buque que no puede zarpar si no cumpliera con las normas Marpol 73/78. Además los países de bandera así como los países de puerto también tienen autoridades que inspeccionan a los buques y por tanto excluyan a los que no cumplan las normas. Las autoridades de puerto exigen que el buque en el puerto o en bahía les entregue el certificado IOPP; si el buque no tiene el certificado se procede a una inspección general. Sin embargo, si el buque esta llevando el certificado del país de bandera, las autoridades del puerto están en la obligación de emitir un certificado de honor como si fuera su propietario. El buque deberá de ser aceptado como si hubiera pasado el Marpol 73/78. La única vez que las autoridades del puerto pueden ir mas allá del certificado IOPP es que existan sólidas razones para creer que las condiciones del buque o de su equipo no corresponde con lo descrito en el certificado. Entonces se procede a intervenir el buque la cual debe de estar garantizada.

2. Monitoreo: Marpol 73/78 estipula que todas las partes deben cooperar en detectar las violaciones de los buques empleando para ello todas las medidas apropiadas y practicas de detección y de monitoreo ambiental para acumular evidencias. Si el estado tiene evidencia de que se viola Marpol 73/78, se deberá de enviar las pruebas al país de bandera responsable. Esto es factible cuando los buques se encuentren cerca de las costas pero cuando se encuentren en alta mar, no se pueden detectar, ni capturar por varias razones. Primero, los países no tienen los recursos, ni el interés de patrullar los millones de millas de océano. Segundo, una vez descubierta la mancha de petróleo, es difícil acumular suficiente evidencia para vincular a un buque en particular. Sin fotografías de la mancha de petróleo detrás del buque. El método usual de detectar una violación de Marpol 73/78 es el de observar la descarga mientras el buque se encuentra en muelle o en el terminal. En la inspección de descarga las autoridades del puerto deben de revisar el libro de registro de operaciones relacionadas con el petróleo durante el viaje. Si el buque

tiene equipo de monitoreo de descarga instalado, este también deberá de ser una evidencia importante dentro de la inspección a ser tomado en cuenta. Finalmente, si el buque no tiene residuos almacenados en el tanque slop, esto debería de constituir en una prueba semiplena de una impropia acción de descarga.

3. Sanciones: Una vez que el país de bandera ha recibido noticias de que el buque ha violado Marpol 73/78, este procede a investigar. Si en la investigación se comprueba lo notificado, entonces se inicia una acción legal contra el buque. En el espíritu de la colaboración, el país de bandera deberá informar a la brevedad posible a las partes involucradas la violación de la acción. Con respecto a las sanciones, el país de bandera deberá imponer penas que sean adecuadas en severidad que desalienten las violaciones de la Convención y que sean emitidas sin consideración de donde se produzcan.

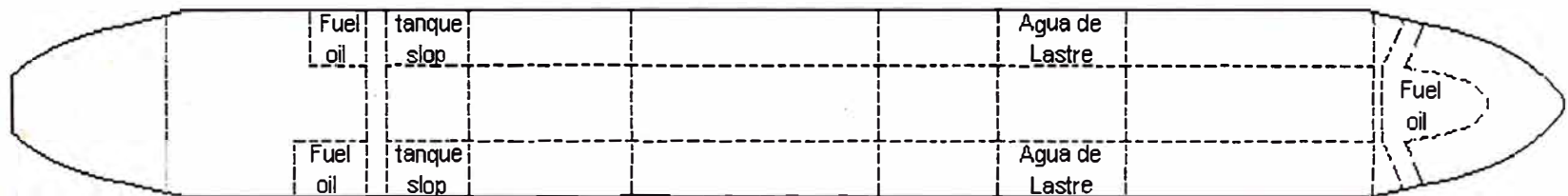
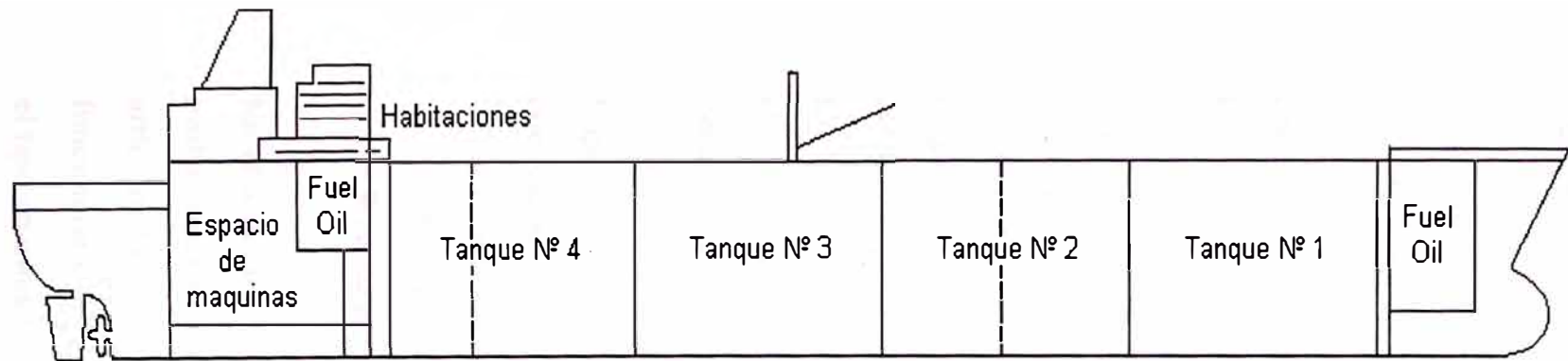
3) Rectificaciones de Doble Casco: En 1993, la mayor rectificación que se hizo a Marpol 73/78 fue que todos los petroleros estuvieran equipados con doble casco. La regulación 13-F rige a los nuevos petroleros de 600dwt o mas. Si el petrolero tiene 5000 dwt o mas, entonces 13-F estipula tanques de doble fondo y tanques de babor y estribor a su máxima extensión, valga decir de mayor anchura. La regulación 13-G rige para 3000 dwt o mas. Para buques que están sujetos con las normas establecidas en Marpol 73/78, 13-G otorga no mas de 30 años para cumplir con la exigencia de doble casco así como para su equipamiento con los dobles casco de los buques que ya tienen.

Conclusiones: Marpol 73/78 es menos efectivo de lo que debería ser, por la carencia de hacer cumplir este convenio. Una de las razones es que los SBTs siendo uno de las mas seguras maneras de asegurar la limpieza de la descarga, es exigido para los nuevos buques, flexibilizándose para los buques que se encuentran en transporte.

La mejor manera de lograr que todos los buques cumplan con el tratado debería de ser el de permitir que todos los países comprometidos en estas operaciones, envíen inspectores a los buques y sancionen cuando detecten violaciones.

El tratado Marpol 73/78 constituye una conjunción de voluntades de las cuales se concatenaron varias opiniones; por una parte los ambientalistas y los países costeros ejercieron presión para tener un tratado en el cual se impondría fuertes sanciones y exigentes normas para los buques y en extender la autoridad jurisdiccional para aquellos que no tengan bandera. De otra parte los intereses de los importadores de petróleo, armadores y los países de bandera que quisieron regulaciones costo-efectivas y que no desearon ceder autoridad a los países sin bandera. El resultado del tratado reconcilio este conflicto de intereses.

A pesar de ello, el tratado final concedió demasiado a los transportistas y los países de bandera. Se tuvo entonces una concesión mayor a esos intereses que favorecieron a los intereses de los buques ya existentes, que excluyeron de los requerimientos tan costosos de SBT. Sin embargo, la meta fundamental del tratado de concretizar un régimen de transporte marítimo mundial fue realizado. En la actualidad el 90% de la flota mercante esta sujeta a estas regulaciones de la Convención, lo cual se consigue de esta manera uniformizar con un mismo criterio universal a las operaciones que se realizen con un control previo de los mismos involucrados.



DISTRIBUCION DE LOS TANQUES DE COMBUSTIBLE , SLOP Y LASTRE

8.3. Legislación Peruana para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos :

El gobierno del Presidente Alberto Fujimori, mediante Ley N 26221 promulgo la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual facultaba al Ministerio de Energía y Minas, ejercida por ese entonces por el Ing. Daniel Hokama Tokashiki, a dictar el reglamento del Medio Ambiente para las actividades de Hidrocarburos; la cual se hizo efectiva el 12 de Noviembre de 1993, con el Decreto Supremo N 046-93-EM. El Reglamento en mención, en su artículo 10, referente a el transporte y almacenamiento, artículo 47, expresa que el transporte de petróleo y derivados en barcasas o buques tanques deberá cumplir con los requisitos de seguridad establecidos por la Dirección General de Capitanías y Guardacostas del Perú. Cualquier descarga de fluidos de las embarcaciones se hará de acuerdo a lo establecido en el Convenio Marpol 73/78.

En el título 11, de las infracciones y sanciones, en su artículo 48 se hace hincapie en el incumplimiento de las disposiciones del Reglamento, el cual el responsable se hace hacedor a una sanción, de acuerdo a:

* Por incumplimiento de las normas establecidas, con multas de 1 a 1000 Unidades Impositivas Tributarias (UIT). Adicionalmente según sea el caso, podría considerarse:

- Prohibición o restricción de la actividad causante de la infracción.
- Obligación de compensar a los afectados.
- Restauración inmediata del área.

En el artículo 49 se penaliza la reincidencia de las infracciones con el doble de la multa anterior, inclusive sobrepasando los límites indicados anteriormente del artículo 48. En el caso de reincidencias reiteradas sin justificación alguna, en función de la gravedad de la falta, se sancionara con el cese de las actividades según el tipo de estas por 1 mes, 2 meses, 3 meses o el cese definitivo.

También, en el título 9, de la transformación o refinación, en su único artículo,

acápito b, se menciona que las refinerías con terminales marítimos deberán contar con sistemas de recepción y tratamiento de agua de lastre, de conformidad con lo estipulado en el Convenio Marpol 73/78.

Finalmente, en el título 5, de las disposiciones aplicables a todas las fases, en su artículo 23, se desarrolla lo referente a la responsabilidad de las actividades de hidrocarburos, es decir de los involucrados en su operación, el cual deberá presentar a la D.G.H. un Plan de Contingencias para Derrames de Petróleo y Emergencias, el cual será actualizado por lo menos una vez al año. Todo el personal deberá recibir entrenamiento sobre este Plan, dejándose registrado los resultados del entrenamiento. El Plan deberá contener información sobre procedimientos, personal y equipo específico para prevenir, controlar y/o limpiar derrames de petróleo. Además, el Plan deberá contener una lista de equipos y procedimientos a seguir para establecer una comunicación sin interrupción entre el personal, los representantes gubernamentales, la D.G.H. y otras entidades requeridas.

Cabe señalar que toda denuncia deberá estar debidamente sustentada. La D.G.H. correrá traslado de la denuncia al denunciado y se le dará un plazo de 15 días calendario para que sustente sus descargos. Absuelto o no el traslado, la D.G.H. podrá resolver el caso o solicitar al denunciante la realización de un examen especial, el que deberá estar suscrito por un Auditor registrado en la Dirección de Fiscalización de la Dirección General de Hidrocarburos. Una vez concluido este procedimiento, la D.G.H. resolverá el caso en un plazo de 15 días calendario.

8.4. Legislación de otros países para la protección ambiental, prevención de polución y normas de inspección:

Las normas establecidas en los países, difieren en su aplicación de donde varia su modelo matriz para su especialidad en cada caso. El desarrollo sustentable demanda respetar las capacidades de carga de los sistemas biofísicos; lo que desde luego no equivale a imponerle sellos de clausura a la naturaleza, sino utilizar con eficiencia ambiental y económica los servicios que nos ofrece.

8.4.1. Normas Oficiales Mexicanas en materia de protección ambiental: La política de modernización y desarrollo de México, se refuerza cuando se decidió el ingreso al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT), que refleja la tendencia mundial de apertura comercial y de equilibrio entre las economías de los distintos países participantes.

Esta decisión ha coadyuvado a la modificación de la estructura económica y social del país, conjuntamente con los esfuerzos para abatir la inflación, sanear las finanzas públicas y aumentar su capacidad de competencia en los mercados mundiales. Ahora con el apoyo del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC) que establece reglas para el intercambio de capital, mercancías y servicios, se debe continuar con más tesón.

Al crear esta zona de libre comercio, de acuerdo a lo establecido en el GATT, se pretende incrementar las exportaciones, atraer más inversiones y crear más empleos mejor remunerados. Al mismo tiempo reconociendo la asimetría de las economías, se da un plazo para los vínculos comerciales y económicos, lo que permitirá enfrentar la participación de México en la economía global del siglo 21, como un país más fuerte en lo económico, lo social y lo ambiental.

Uno de los aspectos más importantes del TLC, es el de la asimetría normativa entre los tres países. Partiendo del Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio del GATT, se establecen los derechos de cada país a adoptar sus propias medidas de normalización, con sus correspondientes niveles de protección de los objetivos

legítimos en materia de seguridad; de protección a la vida, a la salud humana, animal y vegetal, así como del ambiente, los consumidores y el desarrollo sustentable. Para ello, se han establecido compromisos para lograr la compatibilidad y equivalencias entre las normas ambientales de los tres países, para lo cual se estableció los procedimientos de evaluación de la conformidad en el cumplimiento de estos ordenamientos, así como la voluntad de alcanzar el mayor grado posible de convergencia entre los diferentes procesos de evaluación.

En concordancia con estos objetivos, el Congreso Mexicano, aceptó la iniciativa del Ejecutivo Federal para una nueva Ley Federal de Metrología y Normalización, que está vigente desde el 1 de Julio de 1992 y en la que se adecua y actualiza el marco regulatorio de la actividad productiva.

Normatividad Ambiental sobre tóxicos peligrosos: Según la norma, NOM-CRP-001-ECOL/93, de las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente. En su considerando se refiere a que los residuos peligrosos en cualquier estado físico por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables, venenosas, biológicas infecciosas, representan un peligro para el equilibrio ecológico, por lo que es necesario definir cuáles son estos residuos identificándolos y ordenándolos por giro industrial y por proceso, los generados por fuente no específica, así como los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.

La clasificación de la designación de los residuos, se muestran en el anexo 1, de donde se especifica el procedimiento a seguir para determinar si son peligrosos o no. Se consideran como peligrosos los residuos clasificados en las tablas 1,2,3 y 4. Así como los considerados en los criterios de peligrosidad de un residuo. Para fines de identificación y control, en tanto la Secretaría de Desarrollo Social no los incorpore en cualquiera de las tablas, los residuos determinados en el punto de criterio de peligrosidad de un residuo se denominarán como se indican en la siguiente tabla:

Características	N° Sedesol
Corrosividad (c)	P 01
Reactividad (R)	P 02
Explosividad(E)	P 03
Toxicidad al ambiente (T)	P 0 El correspondiente al contaminante tóxico
Inflamabilidad (I)	P 04
Biológico infecciosas (B)	P 05

Los residuos que hayan sido clasificados como peligrosos y los que que tengan las características de peligrosidad conforme a esta norma oficial mexicana deberán de ser manejadas de acuerdo a lo previsto en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos.

Según la norma NOM-CRP-002-ECOL/1993, se detalla el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad. Para ello se considera el método PECT, el cual para residuos líquidos, es decir aquellos que contiene menos del 0,5% de material sólido seco; así como para residuos sólidos, que contienen 0,5% o mas de sólidos es aplicable a este método. Las muestras se toman teniendo un mínimo de dos muestras representativas del residuo a analizar; la primera muestra se emplea para las pruebas preliminares, la segunda se emplea para la extracción. Las muestras y los extractos obtenidos deben de ser preparados para el análisis tan pronto como sea posible. Si se requiere preservación, esta debe ser mediante refrigeración a 4° C y por medio de un periodo de 14 días. Los extractos o porción de ellos para la determinación de metales deben acidificarse con ácido nítrico a un ph menor de 2. En ningún caso se le deben agregar sustancias para preservar la muestra antes de la extracción.

Entre los aparatos empleados se tienen los recipientes de extracción, aparato de agitación, equipos de filtración, filtros, etc. Cabe Señalar que en esta norma se

incluyen los procedimientos para determinar los constituyentes no volátiles y los volátiles, además de los requisitos de control.

Las tablas 1, indican la clasificación de los residuos peligrosos por los procesos de donde se distingue por su giro industrial, el referente a la refinación de petróleo, el residuo peligroso como consecuencia de derrames producidos de los tanques de almacenamiento, así como de los expuestos al medio ambiente, valga decir en operaciones de carga o descarga. En las tablas que corresponden al descrito por la toxicidad al ambiente, se detallan las cantidades de concentración máxima permitida en mg/l. Estas tablas son las 5,6 y 7.

8.4.2. Normas Oficiales del Reino Unido : (Inspección y Prevención de Polución).

Las normas oficiales del Reino Unido, comprenden en el aspecto de inspección, la forma, las excepciones y las sanciones a las que se someten al transporte que en este caso nos referimos al buque.

Las inspecciones se realizan teniendo como coordinación a el capitán (master); al cual se le hace notar todas las observaciones. Cualquier miembro de la tripulación que sin excusa justificable, se rehusa a dejar de obedecer los requerimientos del inspector, se hace acreedor a una multa de \$ 8000. A la vez que si un miembro de la tripulación responde una pregunta con falsedad, será sancionable con \$ 2000 de multa, la misma que además se hace presente en la carta de protesta por la no cooperación con el inspector.

Cuando un buque extranjero que se encuentre navegando en el mar territorial o en la zona económica exclusiva, actúe de manera sospechosa, es decir realizando otras actividades u operaciones ajenas a su función, se hace la detención del buque para lo cual se interviene el buque sin autorización previa de las partes comprometidas. El inspector exigirá que el capitán (master) le muestre el cuaderno de registro de las operaciones de petróleo que deberán estar firmada por el capitán u oficial responsable de la operación. De caso contrario, es decir de no poseer el cuaderno, el capitán y el propietario del buque se harán acreedor a una multa de \$ 2000.

Las prohibiciones referentes a la descarga de petróleo dentro del mar son drásticas

debido a que van desde la detención del buque hasta el pago de una fuerte multa que no excederá los \$ 200000.

Se puede agravar si la descarga se realizo de manera deliberada la cual puede en algunos casos estar comprendidos en penas privativas de la libertad. La multa a ser impuesta la deberá cumplir el capitán y el propietario del buque.

8.4.3. Normas Oficiales Australianas : (Inspección y Prevención de Polución). Las normas oficiales australianas otorgan amplias poderes a los inspectores, los cuales por incumplimiento con las normas establecidas se hacen acreedores a multas que van desde \$ 2000 por mentiras deliberadas a \$ 9000 por no acatamiento de la tripulación a las sugerencias de como proceder con el muestreo, medición de los productos, los cuales motivan una amonestación del inspector para el capitán. La prohibición de descarga de petróleo se hará efectiva en caso ocurriese en su mar territorial, mas no se hace efectiva en caso de salvaguarda del buque, debido a que por motivos de estiba, tenga que arrojar petróleo con agua al mar; otro motivo que se considera es cuando se escapa petróleo al mar como consecuencia de un daño en el buque; lo cual amerita entonces una rápida comunicación al país afectado mas próximo, si se encuentra en aguas internacionales, o a Australia como si sucediera en ese país.

Las leyes australianas consideran como daño intencional, si los daños se presentaran como deliberados o como un temerario, las cuales se hacen responsables el capitán y el propietario del buque a una multa de \$ 220000.

La descarga de petróleo o de mezclas con petróleo procederá en zonas especiales, las cuales se encontraran a mas de 50 millas náuticas de la tierra mas cercana, ademas de que la cantidad total de petróleo descargado no excederá 1 parte en 15000 partes del total del cargamento de petróleo, la cual el petróleo descargado forma una parte. La razón de descarga no excederá los 30 litros por milla náutica. La descarga será verificada por un inspector a bordo que informara lo acontecido en un reporte que será firmado por el capitán.

Cualquier irregularidad, se registrara en el reporte, suministrando las pruebas a las cortes de jurisprudencia federal.

8.4.4. Normas Oficiales del Canada : (Inspección y Prevención de Polución). Las normas oficiales del Canadá comprenden a la supervisión como la ultima instancia a la que pueden acudir las partes interesadas en resolver diferencias de cantidad del producto que se entrega o se descarga así como de la carga. Ellos determinan entonces los procedimientos a proseguir por la tripulación, así como los incumplimientos con las normas. Las normas internacionales son aplicadas en lo que se refiere al muestreo, medición de temperaturas y medición de cantidades.

La descarga de petróleo o de mezclas con petróleo se realizan en arreas especiales, en donde para un tonelaje bruto de 400 o mas se considera como aceptable el desecho de no mas de 15 partes de 1000000 de partes.

El plan de emergencia de polución de petróleo es exigido a todo buque que exceda un tonelaje bruto de 400. El plan de emergencia deberá indicar los procedimientos a ser seguidos por el capitán u otra persona a ser notificadas por el personal del buque. Si el buque no tiene el plan de emergencia, entonces el capitán y el propietario del buque se harán acreedores de una multa que no excederá los \$ 50000.

En lo que se refiere a los límites de persecución del buque que pueda escapar de las autoridades, este contempla por parte de las leyes canadienses, un tiempo de 3 años después de cometido el acto de ilegalidad. Generalmente, los actos de condena son manejados a nivel internacional, restringiendo su libre navegación en los países suscritos a las convenciones internacionales de prevención de la polución. El buque por tanto limita su transporte por lo que se somete a tribunales internacionales para resolver su situación.

8.4.5. Normas Oficiales de Sudáfrica : (Inspección y Prevención de Polución).

Las normas oficiales de Sudáfrica dan las pautas a seguir por los inspectores, los cuales ejercen la inspección de manera continua durante todo el tiempo que permanezca el buque en el terminal, ejerciendo un turno de 16 horas como tiempo estimado en el buque a bordo. Como en los demás países, las mediciones se realizan en presencia de un miembro de la tripulación que certifique las cantidades lecturas

del producto.

Las normas sudafricanas exigen la presencia del cuaderno de reporte de petróleo, las cuales deben estar al día en las operaciones realizadas con el petróleo. La demora de una operación no anotada, esta penada con una multa de \$ 20000. Todo apunte deberá estar en idioma ingles y firmado por el capitán o del oficial o de la persona que es responsable de la operación. Si una de las paginas del cuaderno no se encuentra firmada, la multa será también de \$ 20000. Además se contempla, la falsedad de los apuntes, los cuales pueden llevar a confusión, favoreciendo al infractor, por lo cual las leyes sudafricanas sancionan con una multa de \$ 20000. El cuaderno, deberá de ser retenido hasta un año después del ultimo día del apunte de la operación, cuando se termine de completar el cuaderno. Si el cuaderno no es retenido se pagara una multa que no excederá los \$ 20000. Todas las multas serán pagadas por el capitán o el propietario del buque.

La detención de un buque, prevista por la legislación sudafricanas, implica en el caso de que el buque se encuentre en aguas territoriales y existan sospechosas razones de descarga indebida de petróleo y también por descargas observadas por cualquier embarcación contigua al buque infractor. El propietario o el capitán del buque, pagaran una multa de \$ 2000, si el buque abandona el lugar del cual fue conferido.

9.- Evaluación Económica del Sistema

9.1. Costos de Implementación del Sistema : Como puede desprenderse de las pautas para implementar la inspección, las tareas y funciones del mismo requieren y justifican, la creación de una unidad encargada de su administración y operación.

Pueden distraerse los esfuerzos del grupo de inspección establecido hacia esta nueva labor, sin embargo no puede asegurarse que de esta forma, el funcionamiento sea optimo, puesto que en un momento critico, inevitablemente, esta actividad será descuidada.

La nueva unidad a organizar, debe contar con el personal idóneo e infraestructura adecuada, para lograr el cumplimiento de los objetivos asignados.

Las normas que enmarcan una organización han de responder a los principios de sencillez, objetividad, rapidez y exactitud, y para ello se debe cumplir las normas siguientes:

- Delimitación de funciones, estableciendo las relaciones que han de existir entre las jerarquías personales y de operación.
- Esfera de acción de cada órgano, actos en que ha de intervenir y actos en los que nunca ha de intervenir; a quien exigir informes y a quien debe rendir cuenta de sus actos.
- Evitar toda duplicidad de labor.
- Disponer los documentos, registros y demás elementos de control de forma que sea factible la comprobación, verificación y censura de los actos realizados por cada uno.

La administración del trabajo de una entidad de inspección, dictara las directrices esenciales de acuerdo con las cuales debe operar, ademas de proponer fuerza para la operatividad de una empresa, y su correspondiente organización.

La operación tendrá su rango de aplicación en la cantidad de horas a la que se dedicara la inspección, incrementando la ganancia con el aumento prolongado de tiempo.

AMARRADERO N° 1 - LA PAMPILLA

Mes de Febrero de 1995

Buque	Inicial		Final		Horas Efectivas
	Día	Hora	Día	Hora	
Trompeteros	02	03:00	03	05:30	26.30
San Marino	06	19:00	08	23:20	52.20
Chesnut Hill	09	01:50	11	02:30	48.40
Araucano	15	10:00	16	23:45	37.45
Ariete	18	12:30	20	02:40	38.10
Capahuari	20	04:10	20	22:35	18.25
Bayovar	21	14:30	22	17:00	26.30
Isabel Barreto	26	01:40	27	07:30	29.50
TOTAL : 276.50					

Febrero (1995)					
Horas	Dias	Precio Base	Sub.	IGV	TOTAL
Trabajadas	Trabajados	por día S/.	Total S/.	S/.	S/.
276.50	11.521	880.76	10147.24	1826.50	11973.74

AMARRADERO N° 2 - LA PAMPILLA

Mes de Febrero de 1995

Buque	Inicial		Final		Horas Efectivas
	Día	Hora	Día	Hora	
San Marino	01	12:40	02	15:00	26.20
Pavayacu	04	10:20	05	07:15	20.55
Cabo de Hornos	08	06:00	10	13:20	55.20
Boa Vista	11	15:10	12	14:30	23.20
Wangnim	19	02:30	20	05:30	27.00
Spirit	23	04:10	25	21:25	65.15
Gander	25	23:10	26	20:10	21.00
Sjaelland	26	22:00	28	15:35	41.35
TOTAL : 279.65					
Febrero (1995)					
Horas Trabajadas	Días Trabajados	Precio Base por día S/.	Sub. Total S/.	IGV S/.	TOTAL S/.
279.65	11.652	880.76	10,262.62	1,847.27	12,109.89

MUELLE N° 7

Mes de Setiembre de 1995

Buque	Inicial		Final		Horas Efectivas
	Día	Hora	Día	Hora	
Quiriquire	01	06:10	02	13:30	31.20
Artesia	02	01:54	02	22:15	21.39
Pavayacu	02	16:22	04	03:15	35.07
Tauro Gas	04	10:15	04	20:45	10.30
Dzonsrids	04	12:50	06	13:40	48.50
David Gas	09	09:30	12	13:40	76.10
Santa Anna	09	10:35	10	18:30	31.55
Star Baltic	10	20:10	12	11:15	39.05
Artesia	13	01:30	14	01:40	24.10
Pavayacu	13	10:50	14	07:20	20.30
Libra Gas	14	20:05	15	10:00	13.55
Ismaylovo	15	01:05	15	24:00	23.55
TOTAL : 374.66					
Setiembre (Primera Quincena)					
Horas Trabajadas	Días Trabajados	Precio Base por día S/.	Sub. Total S/.	IGV S/.	TOTAL S/.
374.66	15.612	740.56	11,561.62	2,081.09	13,642.71

9.1.1. Personal: Debido a que esta unidad, estará a cargo de todas las funciones que implique el sistema; medición, extracción y envío de muestras para análisis, registro, evaluación de reportes, procesamiento de la información e inspecciones de seguridad, también deberá controlar físicamente la recepción. Puede considerarse la transición, hacia esta nueva unidad del personal que empieza por determinada área de tal forma de aprovechar su experiencia y conocimiento de las otras tareas para poder complementar su concepto de todas las inspecciones realizadas y a la vez disponer de ellos para que entren en operatividad en cualquier inspección.

La moderna organización del trabajo, se fundamenta en la división del trabajo, cuyas ventajas son:

- Que cada persona realice el trabajo mas armónico con sus aptitudes.
- Aumenta la destreza del inspector con la repetición continua en la misma labor.
- Se obtiene una importante economía del tiempo y capital por cuanto no hay mayores perdidas de calidad porque se tiene el personal capacitado.

Para lograr estas metas, debemos establecer las bases para la organización del trabajo del inspector, que son:

- La selección técnico-profesional de los inspectores.
- La selección de los métodos mas idóneos de inspección.
- La estandarización, normalización y tipificación de la inspección.

Como ha ocurrido en algunas empresas o inspectorías, que ya trabajan bajo este sistema o esquema, se vera que el costo de personal, es muy bajo, y normalmente se traduce a la redistribución del personal ya existente.

Lo que motiva mas al personal, es el desarrollo coordinado de las funciones, debido a que esta e manifiesta en el relevo de las inspecciones por un determinado número de horas, ya que en muchos casos se exceden las horas normales de trabajo.

9.1.2 Infraestructura de Apoyo: En este caso, la infraestructura de apoyo, se compone de todos los elementos adicionales al persona, para lograr alcanzar los objetivos planteados; equipo para la extracción de muestras, medición de cantidades, determinación de temperaturas, envase para muestras y almacenaje de las muestras.

El costo de lo anterior planteado es irrelevante en relación a la gran cantidad de beneficios que estos entregan, ya que por el trabajo de las primeras inspecciones se logra cubrir los gastos ya señalados.

Los equipos para la extracción de muestras varían desde una simple botella, hasta un muestreador de acero, el cual por su capacidad puede ser de diferentes tamaños. Si queremos, reducir costos, entonces emplearemos el muestreador mas asequible a nuestras posibilidades; las winchas utilizadas serán aquellas que tengan una extensión de 20 metros o su equivalente en pies, con subdivisiones en centímetros o su equivalente en pulgadas y en octavos de pulgadas. Para su buen estado de conservación se recomienda el limpiado con benceno de la wincha, una vez terminada la medición.

Los termómetros que se emplean, serán los ASTM cuya exactitud es de $+ 1,0^{\circ} F$, los cuales garantizan la buena lectura. Para lograr que sea un cup case, se puede diseñar un soporte de madera que contenga en su totalidad el termómetro, además se añade, que contenga en su totalidad el termómetro, además se añade una copa de bronce de fina lamina, en la cual se retiene el producto.

Los envases para muestras pueden ser de plástico, con tapa y contratapa o con tapa de corcho, los cuales por su capacidad son muy representativas de la muestra original. También se pueden emplear botellas de plástico de bebidas gaseosas, previamente limpiadas, por que el hidrocarburo es muy fuerte a comparación de los residuos de gaseosas que se pudiera encontrar. En síntesis, los costos para poner en marcha el sistema, son bajos. Por otra parte, los beneficios que pueden obtenerse, superan muchas veces su costo de implementaron.

Equipos:**Termómetros Cupcase**

- Cupcase de Latón con Termómetros ASTM

- * Cilíndrico latón de 13"
- * Termómetro incrustado a presión
- * Variedad de rangos con divisiones de 2o, 1o o 1/2o
- * Fácil de leer por su indicador de color rojo
- * Repuestos de termómetros fácil de colocar

Cat. N°			Completo	Repuesto de Termómetro
U390-ASTM 58F	-30/120 °F	1 °F	\$ 36.00	\$ 14.00
U390-ASTM 59F	0/180 °F	1 °F	\$ 36.00	\$ 14.00
U390-ASTM 60F	170/500 °F	2 °F	\$ 37.00	\$ 22.00
U390-ASTM 97F	0/120 °F	1 °F	\$ 38.25	\$ 15.25
U390-32F	20/220 °F	1 °F	\$ 36.00	\$ 15.00
U390-ST 120	-20/120 °F	1/2 °F	\$ 38.95	\$ 18.90
U390-ST 180	40/180 °F	1/2 °F	\$ 40.50	\$ 19.25
U390-ST 240	100/240 °F	1/2 °F	\$ 41.60	\$ 20.35

Cintas de Medida

- * Longitud de 30 metros o 95 pies
- * Material resistente a la corrosión o acero
- * Divisiones de 1/8" o 1 mm
- * Graduada en pies/cm en partes diferentes
- * Bulbo fijado a la cinta que indica el cero

Cat.No			
R101-W 95	95 pies	\$ 150.00	Acero inoxidable
R101-W 96	95 pies	\$ 135.00	Aleaciones

Pasta Indicadora de Gasolina

Precio : \$ 38.00 Cantidad : 100 gr.

Pasta Indicadora de Agua

Precio : \$ 30.00 Cantidad : 85 gr.

Proveedores:

CUPCASE THERMOMETERS (BRASS CUPCASE WITH ASTM
THERMOMETERS)

----- R.S. LEE COMPANY, Inc.
NATIONAL DISTRIBUTORS
90 E. HOUSATONIC St.
DALTON, MA 01226
(413) 684-4850

WINCHAS : Igual que el anterior

GASOLINE FINDING PASTE

KOLOR KUT PRODUCTS COMPANY
P.O. BOX 5415
HOUSTON, TEXAS 77262

WASTE FINDING PASTE

----- P.O. BOX 5415
HOUSTON, TEXAS 77262

10.- Conclusiones y Recomendaciones

Las siguientes son las conclusiones y las recomendaciones que se desprenden de la presente tesis:

1.- Los ullages en los tanques del buque y la temperatura del producto (petróleo) son tomados con el propósito de estimar la cantidad de producto estibado en dichos tanques y comparar con el peso tomado en tierra. No obstante el hecho de que por varias razones los pesos obtenidos por el ullage de los tanques del buque en principio no son tan precisos, como los obtenidos en tierra (principalmente porque la calibración de los tanques del buque no han sido efectuados con la exactitud con que han sido efectuados en los tanques de tierra) ellos pueden ser comparados con los datos de tierra y algunas veces a detectar los lugares en donde se han producido derrames durante el embarque.

2.- Generalmente los ullages no son muy cuidadosamente medidos y las temperaturas también son determinadas aproximadamente lo que hace que la entera operación resulte un poco descuidada. Esto por lo mismo no conduce a una correcta determinación de la cantidad estibada en los tanques del buque. Errores son además compatibles a la escora y trimado del buque. Por estas razones se recomienda la doble exactitud de la medición y las correcciones por escora y trimado del buque pueden ser obtenidas a bordo del buque.

3.- Todos los tanques que según se afirma vacíos, deberán estar como tal, al igual que los tanques de lastre deberán de ser chequeados para evitar posibles transferencias durante la travesía. Se debe entonces coordinar con el Capitán cualquier posible transferencia; durante tales operaciones de transferencia algo de carga se puede quedar en el sistema de tuberías del buque y no ser considerados en el contenido de los tanques. Si este es el caso, se deberá ver que todo el remanente de la carga que queda en las tuberías del buque es finalmente descargado y entregado en debido curso.

4.- Es absolutamente esencial que durante las operaciones de muestreo y preparación de las muestras, que todos los implementos de limpieza (incluyendo cordeles) baldes, embudos, botellas deben estar completamente limpias. Los instrumentos fabricados con acero inoxidable son preferibles a los hechos con otro material, como el bronce plateado. El problema radica en que con el repetido uso y la limpieza del plateado se desgasta. Inmediatamente antes de ser usados los instrumentos de muestreo deben ser enjuagados completamente con el producto que se va a muestrear.

5.- El entrenamiento periódico constituye un elemento clave para proveer una respuesta efectiva a un derrame. Deberían tomarse provisiones para asegurar que todo el personal involucrado reciba entrenamiento.

6.- Asegurar que el plan de emergencia cubra todos los problemas previsibles. Revisar los peligros, responsabilidades y obstáculos que enfrentara el personal de respuesta, y efectuar simulacros con las preparaciones conforme a su explicación en los planes de respuesta.

7.- Los procedimientos adecuados de notificación de derrames y de documentación de los mismos pueden ayudar a minimizar el daño ambiental en el lugar donde se origino el derrame, y a reducir los cargos por responsabilidad de las personas presentes.

8.- Los acuerdos internacionales poseen una vigencia sostenida y un plan de esfuerzos compartidos, los cuales falta coordinar a los países comprometidos no se llegan a ninguna aplicación irrestricta de las recomendaciones.

11.- Bibliografía

- Inspección y Muestreo

SGS del Perú S.A. (1995)

Freddy Florez

- Manual of Petroleum Measurement Standards

Chapter 17 - Marine Measurement

Section 1 - Guidelines for Marine

Cargo Inspection (1986)

American Petroleum Institute

- Manual of Petroleum Measurement Standards

Chapter 3 - Section 1

Method of Gaging Petroleum and

Petroleum Products (1991)

American Petroleum Institute

- Manual of Petroleum Measurement Standards

Chapter 7 - Section 1

Method of Measuring the Temperature

of Petroleum and Petroleum Products (1990)

American Petroleum Institute

- Manual of Petroleum Measurement Standards

Chapter 8 - Sampling

Section 1 - Manual Sampling of Petroleum

and Petroleum Products (1994)

American Petroleum Institute

- Manual de Operaciones de Gas Licuado
de Petróleo (1978)

Petróleos del Perú

- Petroleum Measurement Tables
Volume Correction Factors (1980)
Volume 2

American Society for Testing
and Materials

- Manual of Petroleum Measurement Standards
Chapter 11.1 - Volume Correction Factors
Volume 13 (1982)

American Petroleum Institute

- Annual Book of ASTM Standards
ASTM D-270-65 (1982)

ASTM

- Manual de Productos: Petrolube

Petróleos del Perú

- Field Supervisor Seminar - Houston, Texas
SGS Control Services Inc. (1993)

- La Crisis de la Energia - Bases Históricas
y Alternativas (1980)

Salvat Colección

- Normas Oficiales Mexicanas en materia de
Protección Ambiental (1994)

SEDESOL

- Ergon Environmental Services
Sorbent Products (1994)

Ergon Company

- Guía para la Conducción de Auditorias
Ambientales en Operaciones Petroleras
Comite Ambiental (1993)

ARPEL

- Plan Interno de Contingencias de
Petróleos Mexicanos para combatir
y controlar derrames de hidrocarburos
interiores en tierra y cuerpos de agua

PEMEX (1991)

- Plan de Contingencia/Area de Producción
Toldado-Ortega y aledaños (1991)

ECOPETROL

- Planes de Contingencia para derrames y
contaminantes producidas por hidrocarburos
y derivados en terminales, plantas de ventas
y aeropuertos (1993)

Petróleos del Perú

- Plan Local de Contingencia para enfrentar derrames de hidrocarburos (1995)

Cia. de Petróleo Shell del Perú

- Definición de los términos mas usados

SGS/Redwood División

- Normas Técnicas Peruanas (1996)

INDECOPI

- Normas Legales; Energía y Minas
Reglamento para la producción ambiental
en las actividades de hidrocarburos (1993)

Diario "El Peruano"

- Redwood Oils Tables
Tables 11, 13 (1990)

SGS del Perú S.A.

- Marpol 73/78 and Vessel Pollution: A
Glass Half Full or Half Empty?
(<http://www.law.indiana.edu/glsj/vol1.griffin.html>)

Andrew Griffin

- Australian Environmental Legislation
and Regulations
(http://www.erin.gov.au/human_env/env_leg/env_leg.html)

Environmental Legislation
and Agreements

- Proteccion and Preservation of the
Marine Environment

(<gopher://wiretap.spies.com/00/Gov/treaties/sea/sea.05>)

Proteccion of the Sea

- Report of the United Nations Conference on Environment and Development
(gopher://gopher.undp.org/00/unconfs/UNCED/English/a21_17.txt)

Rio de Janeiro (1992)

- South Africa Library
P.O. Box 496 Cape Town 8000

Postmaster@salib.ac.za

- National Library of Canada
395 Wellington Street
Ottawa KIA ON4

illser@nlc-bnc.ca

- British Library
96 Euston Road London NW1 2DB

Law, rules and regulations

- International Convention on Oil Pollution
Preparedness Response and Co-operation, 1990

Legislaciones Ambientales

- Automatic Sampling-Representative
Sampling

SGS del Perú S.A.

- Documento PNUMA/CPPS/IG.45/Paises
Lista de Equipos y Materiales

PNUMA INTERNACIONAL

- Procedimiento General de Inspección para
la Carga/Descarga de Productos Petrolíferos
Blancos (1994)

SGS del Perú S.A.

- Procedimiento General de Inspección para
la Carga/Descarga de Productos Petrolíferos
Negros (1994)

SGS del Perú S.A.

- Supervisión de Hidrocarburos a Granel
Observaciones y Recomendaciones (1993)

Jean I. Franck

SGS (Switzerland)

- Archivo de Reportes de Inspecciones de Carga
y Descarga de Hidrocarburos de Amarraderos,
Muelles y Planta de Lubricantes

SGS del Perú S.A.

ANEXOS

12.1. Programas para cálculos en inspecciones a bordo

- a) Factor de corrección de volumen a 601F (Tabla 6A y 6B)
- b) Conversión de barriles a toneladas largas/cortas (Tabla 11 y 13)
- c) Inspección Bunker
- d) Factor de Experiencia del buque

12.2. Riesgos de incendios/explosiones

**Programa para determinar el factor de corrección volumen a 60 ° F
para Petróleo Crudo y Derivados (Usando las tablas 6A y 6B)**

```

01 PRINT " ** Tables 6A y 6B ** "
02 INPUT " T(6A) - T(6B)= "; B$
03 INPUT " API= ", A, " TEMP= ", T
04 IF B$= " 6A " GOTO 13
05 IF A<37.01 GOTO 14
06 IF A<48.01 GOTO 15
07 IF A<52.01 GOTO 16
08 Q=192.457: R=0.2438
09 T=T-60: U=(141.5*999.012)/(A+131.5): S=(Q/U^2) + (R/U)
10 IF A>48 THEN IF A<52 THEN S=(Q/U^2) + R
11 V= EXP( -S *T*(1+0.8*S*T)): V= INT(( V *10000) + 0.5)
12 PRINT "F( "; B$, " )= "; V: GOTO 17
13 Q=341.0975: R=0: GOTO 9
14 Q=103.872: R=-0.2701: GOTO 9
15 Q=330.301: R=0: GOTO 9
16 Q=1489.067: R= -0.0018684: GOTO 9
17 INPUT " CONT (S/N)= "; F$
18 IF F$= "S" THEN 3
19 PRINT " END ": END

```

Programa para convertir barriles a 60 °F a Toneladas Largas y Toneladas Cortas (Usando las tablas 11 y 13)

```

01 PRINT " * * T(11)- T(13) * * "
02 INPUT " API= "; A: IF A=0 THEN 2
03 B=141.5/(A + 131.5): Y=ROUND ((( 589.9438/(A + 131.5))-
0.0050789),-8)
04 P= ROUND (( Y* (42/1120)),-6)
05 PRINT " T(11)= ";P
06 Q=0.042 * ((535.1911/(A +131.5))- 0.0046189
07 S=ROUND (Q,-6)
08 PRINT " T(13)= "; S
09 INPUT "BBLs a 60°F= "; X
10 G=X*42: L=X*P: M=X*S
11 C=X/6.28981: CC= ROUND (C,-3)
12 PRINT " BBLs= "; X
13 PRINT " GALLS= "; G
14 LT= ROUND (L,-4)
15 PRINT "L/Ts= "; LT
16 MT= ROUND (M,-4)
17 PRINT "M/Ts= "; MT
18 PRINT "CC MET= "; CC
19 INPUT "CONT (S/N)= "; F$
20 IF F$= "S" THEN 2
21 PRINT "END": END

```

Programa para implementar la Inspección Bunker

```

05 CLEAR: PRINT " * * BUNKER SURVEY * * "
10 INPUT " API - SP-GR (A/S)= "; B$
14 IF B$= "A" THEN 16
15 INPUT " SP-GR= "; S: A=141.5/S - 131.5: GOTO 17
16 INPUT " API= "; A
17 INPUT " API= "; ROUND (A,-2)
18 PRINT " VESSEL TKS NUMBER= "; K: CLS
20 J= J+1
25 PRINT " VESSEL TK # "; J
30 PRINT " * * GROSS OBS VOL * * "
35 INPUT " CC MET= "; G: L= G*6.28981: PRINT " BBLs= "; ROUND (L,-
3)
40 CLS: INPUT " TEMP SCALE (C/F)= "; Z$
41 IF Z$<"C" AND Z$<"F" THEN GOTO 40
50 INPUT " TEMP VAL= "; T
55 IF Z$= "C" THEN GOTO 60
60 PRINT " TEMP * F= "; ROUND (T,-2): GOTO 70
65 T=9*T/5 +32: GOTO 60
70 IF A<37.01 GOTO 110
75 IF A<48.01 GOTO 115
80 IF A<52.01 GOTO 120
85 Q=192.457: R=0.2438
90 T=T-60: U=(141.5*999.012)/(A+131.5): S=(Q/U^2) + (R/U)
95 IF A>48 THEN IF A<52 THEN S=(Q/U^2)+R
100 V= EXP (-S*T*(1+0.8*S*T)): V=INT (( V*10000) + 0.5)/10000 105 PRINT
" FACTOR= "; V: GOTO 140
110 Q=103.872: R=0.2701: GOTO 90
115 Q=330.301: R=0: GOTO 90

```



```
120 Q=1489.067: R= -0.0018684: GOTO 90
140 N=N+ROUND (L*V,-3):PRINT " GROSS ST VOL="; ROUND (V*L,-
3):CLS
145 IF J=K THEN GOTO 146 ELSE GOTO 20
146 PRINT " TOT ST VOL= "; N
150 INPUT " API ACCURATE= "; O
155 Y= ROUND (((589.9438/(O+131.5))-0.0050789),-8)
160 P= ROUND ((Y*(42/1120)),-6)
165 W= ROUND (N*P,-4)
170 PRINT " TABLE(11)= "; P
175 PRINT " LONG TONS= "; W
180 Q=0.042*((535.1911/(O+131.5))-0.0046189)
185 S= ROUND (Q,-6)
190 Z= ROUND (N*S,-4)
195 PRINT " TABLE(13)= "; S
200 PRINT " METRIC TONS= "; Z
205 END
```

Programa para determinar el Factor de Experiencia del Buque

```
01 CLEAR
05 INPUT " VESSEL EXP FACTOR "
10 INPUT " SHIP'S FIG= "; A
15 W= W+A
20 INPUT " SHORE'S FIG= "; B
25 G= B+G
30 Z= A-B: Y= A/B
35 PRINT " DIFF= "; Z
40 PRINT " VOY VEF= "; ROUND (Y,-6)
45 INPUT " ANOTHER (Y/N)= "; C$
50 IF C$= "Y" THEN 10
55 IF C$= "N" THEN 60
60 PRINT " TOT SHIP'S FIG= "; W
65 PRINT " TOT SHORE'S FIG= "; G
70 V=W/G
75 PRINT " ALL VOY VEF= "; ROUND (V,-6)
80 U= V+0.003: T= V-0.003
81 PRINT " INF VEF= "; ROUND (T,-6)
82 PRINT " SUP VEF= "; ROUND (U,-6)
85 INPUT " VESSEL'S FIG= "; C
90 INPUT " SHORE'S FIG= "; D
95 S= C/D
100 IF S>U THEN 120
105 IF S>T THEN 120
110 R= R+C: Q= Q+D
115 PRINT " SUITABLE ": GOTO 125
120 PRINT " UNSUITABLE ": GOTO 125
125 INPUT " ANOTHER (Y/N)= "; E$
```

```
130 IF E$= "Y" THEN 85
135 PRINT " TOTAL VESSEL=" ; R
140 PRINT " TOTAL SHORE=" ; Q
145 P =R/Q
150 PRINT " ACTUAL VEF=" ; ROUND (P,-6)
155 END
```

12.2. RIESGOS DE INCENDIOS / EXPLOSIONES

La presencia de vapores combustibles constituyen el riesgo más común y peligroso cuando hay derrames de petróleo, obviamente, este está en función de la volatilidad del material derramado. Los productos destilados deben ser considerados como de alto riesgo, el petróleo crudo en menor grado y los residuos de combustible como los de más bajo riesgo. Los fenómenos naturales de degradación, como la volatilización y la oxidación, tienden a reducir el riesgo de incendio. Es esencial el uso de explosímetros cuando ocurren derrames de petróleos livianos, especialmente si se producen bajo muelles o en espacios cerrados.

La ignición solo puede ocurrir si el líquido está en ó por encima de los 37,8°C (100°F).

Un derrame que se incendia en su inicio se convierte en un fuego alimentado continuamente que arderá mientras se mantenga el suministro de combustible.

Las siguientes pautas deben aplicarse en prevención de siniestros:

1. Deben tenerse a disponibilidad equipo contra incendio: camión bomba, o embarcación con monitores de incendio, o equipo portátil de acuerdo al lugar y circunstanciales.
2. La ubicación del equipo que tenga máquinas eléctricas o de combustión interna debe ser considerada cuidadosamente y cuando sea posible tal equipo debe ponerse fuera del área de peligro.
3. No se permitirá el uso de motores de combustión interna a gasolina.
4. Todo motor debe tener un aditamiento atrapa-chispas.
5. En caso de efectuar trabajos calientes se requiere hacer prueba con explosímetro y seguir las normas de seguridad aplicadas para estos trabajos.

El supervisor encargado de la movilización en caso de Derrame, debe velar porque los procedimientos de seguridad sean aplicados.

EQUIPOS DE PROTECCION PERSONAL

Se requiere la disponibilidad de los siguientes equipos de protección al personal involucrado en las operaciones:

- 1.- Casco de seguridad.
- 2.- Guantes de cuero o jebe sintético resistente a hidrocarburos y derivados (p.ej. PVC, nitrilo).
- 3.- Botas de seguridad.
- 4.- Botas de jebe sintético resistente a hidrocarburos y derivados con puntera metálica.
- 5.- Anteojos de seguridad.
- 6.- Máscaras contra - polvo.
- 7.- Máscaras con abastecimiento de aire.
- 8.- Chalecos salvavidas.

FICHA DE EMERGENCIA

SUSTANCIAS CORROSIVAS, COMBUSTIBLES

EQUIPO ESPECIAL QUE SE LLEVARA A BORDO

Indumentaria protectora (botas, guantes, trajes protectores, etc.).

Aparatos respiratorios autónomos.

Lanzas aspersoras.

PROCEDIMIENTOS

En caso de DERRAME o de INCENDIO llevar indumentaria protectora y aparato respiratorio autónomo.

ACTUACION INMEDIATA

EN CUBIERTA

BAJO CUBIERTA

DERRAME Arrojar al mar la mercancía derramada baldeando con agua abundante.

Siempre que sea posible, se recogerá la mercancía derramada (utilizando material absorbente para recoger los líquidos) para eliminarla sin riesgo.

INCENDIO Lanzar agua con aspersor

Cerrar las escotillas; utilizar la instalación fija de extinción de Incendios. De otro modo, la misma actuación que "En cubierta"

TARJETA SOBRE SEGURIDAD

ENTRADA EN ESPACIOS DE CARGA, TANQUES, CAMARAS DE BOMBAS, TANQUES DE COMBUSTIBLE, COFERDANES, QUILLAS DE CAJON, TANQUES DE LASTRE Y OTROS COMPARTIMIENTOS CERRADOS SIMILARES.

PRECAUCIONES DE CARACTER GENERAL

No se debe entrar en ningun espacio cerrado a menos que el capitán o el oficial responsable hayan dado su autorización, y ello después únicamente de haberse efectuado las comprobaciones de seguridad necesarias que se enumeran en la lista adjunta.

En algunos espacios cerrados la atmósfera puede resultar insuficiente para posibilitar la vida. Puede carecer del oxígeno necesario o contener gases tóxicos inflamables, lo cual es también aplicable a los tanques que hayan sido inertizados.

El capitán o el oficial responsable deberá cerciorarse de que no es peligroso entrar en el espacio cerrado de que se trate

- 1.- Asegurándose de que el espacio ha sido diseñado para una ventilación por medios naturales o mecánicos.
- 2.- Haciéndose, si se dispone de instrumentos adecuados para ello, que la atmósfera del espacio sea objeto de pruebas a distintos niveles para detectar insuficiencias de oxígeno y la presencia de vapores perjudiciales; y
- 3.- Exigiendo que todas las personas que entren en el espacio lleven aparatos respiratorios si existen dudas en cuanto a la idoneidad de la ventilación o las pruebas previas.

ADVERTENCIA

Si se sabe que la atmósfera de un espacio cerrado es peligroso, únicamente se entrará en él de ser ello ineludible o en situaciones de emergencia. Antes de entrar se efectuarán todas las comprobaciones que se indican en la lista adjunta y será preciso llevar aparato respiratorio.

INDUMENTARIA Y EQUIPOS PROTECTORES

Es importante que todas las personas que entren en espacios cerrados lleven indumentaria adecuada y hagan uso del equipo protector de que se disponga a bordo para su seguridad. Puede suceder además que las escalas de acceso y las superficies existentes en el interior del espacio sean resbaladizas, por lo que será menester llevar calzado adecuado. Los cascos de seguridad protegen contra los objetos que puedan caer y, si el espacio es reducido, contra los golpes. Se evitará llevar ropa holgada, ya que ésta puede engancharse en las obstrucciones. Cuando haya riesgo de entrar en contacto con productos químicos perjudiciales habrá que adoptar más precauciones. Y si existe el riesgo de caer desde cierta altura habrá que ir equipado con correajes, cinturones y cabos salvavidas.

Es posible que a bordo del buque haya instrucciones adicionales sobre seguridad, en cuyo caso serán dadas a conocer a todos los interesados.