

PARTE II SEGURIDAD EN TERMINALES PETROLERAS

CAPÍTULO 1

PROPIEDADES BÁSICAS Y RIESGOS DEL PETRÓLEO

Este Capítulo describe las propiedades físicas y químicas que tienen la mayor relación con los riesgos provenientes del manipuleo de líquidos de petróleo. Estas propiedades son: presión de vapor, la inflamabilidad de los gases despididos de los líquidos y la densidad de esos gases.

PRESION DE VAPOR

Presión de Vapor Verdadera (TVP)

Todos los petróleos crudos y los productos comunes de petróleo son esencialmente mezclas de un amplio rango de compuestos hidrocarburos. Los puntos de ebullición de estos compuestos varían desde - 162°C (-260°F) (metano) hasta muy por encima de los +400°C (+750°F), y la volatilidad de cualquier mezcla particular de compuestos depende, en primer lugar, de las cantidades de los constituyentes más volátiles (es decir, de los que tienen un punto de ebullición más bajo).

La volatilidad (es decir la tendencia de un petróleo crudo o de un producto de petróleo a producir gas) se caracteriza por la presión de vapor. Cuando se transfiere a un tanque o a un envase desgasificada una mezcla de petróleo, la misma comienza a vaporizar, esto es, libera gas dentro del espacio que hay sobre ella. Este gas tiene además una tendencia a redisolverse en el líquido y, finalmente, se alcanza un equilibrio con una determinada cantidad de gas distribuido homogéneamente a lo largo y ancho de todo el espacio. La presión ejercida por este gas se denomina 'presión de vapor de equilibrio' del líquido y, por lo general, se la menciona simplemente como 'presión de vapor'.

La presión de vapor de un compuesto puro depende sólo de su temperatura. La presión de vapor de una mezcla depende de su temperatura y del volumen del espacio de gas en cuyo interior se produce la vaporización; es decir, depende la relación de gas a líquido por volumen.

La Presión de Vapor Verdadera (TVP), o presión de vapor del punto de burbujeo, es la presión de vapor de equilibrio de una mezcla, cuando la relación gas / líquido es efectivamente cero. Es la más alta presión de vapor posible a cualquier temperatura estipulada.

A medida que aumenta la temperatura de una mezcla de petróleo, también aumenta su TVP. Si la TVP sobrepasa a la presión atmosférica, el líquido comienza a hervir.

La TVP de una mezcla de petróleo proporciona una buena indicación de su aptitud para dar origen a gases. Desafortunadamente, es una propiedad extremadamente difícil de medir aunque se puede calcular partiendo de un conocimiento detallado de la composición del líquido. Para petróleos crudos se la puede estimar a partir de las condiciones de estabilización, teniendo en cuenta cualquier subsecuente cambio de temperatura o de composición. En el caso de productos, existen correlaciones confiables para obtener la TVP de la Presión de Vapor Reid que es más fácil de medir.

Presión de Vapor REID (RVP)

La Prueba de Presión de Vapor Reid (RVP) es un método simple y se usa generalmente para medir la volatilidad de líquidos de petróleo. Se la realiza en un aparato patrón y de una forma cuidadosamente definida. Se introduce una muestra de líquido en el interior del recipiente de prueba a presión atmosférica, de forma que el volumen del líquido alcance a ser la quinta parte de volumen total interno del recipiente. El recipiente se sella y sumerge en un baño de agua, donde es calentado a 100°F (37,7°C). Después de haber agitado el recipiente para lograr rápidamente las condiciones de equilibrio, se lee el alza de la presión (debida a la vaporización) sobre un manómetro adherido. Esta lectura da una aproximación ajustada de la presión de vapor del líquido a 100°F, en bars o en libras por pulgada cuadrada absoluta.

La RVP es útil para comparar las volatilidades de una amplia gama de líquidos de petróleo de un modo general. No obstante, en sí misma tiene poco valor como medio para estimar la probable evolución del gas en situaciones específicas, principalmente debido a que la medición se concreta a la temperatura patrón de 100°F y a una relación fija de gas / líquido. Para esta finalidad resulta mucho más útil la TVP.

INFLAMABILIDAD

Durante el proceso de quemado los gases hidrocarburos reaccionan con el oxígeno del aire para producir anhídrido carbónico y agua. La reacción genera suficiente calor como para formar una llama visible que atraviesa la mezcla de gas hidrocarburo y aire. Cuando se enciende el gas que se encuentra por sobre un hidrocarburo líquido, generalmente el calor producido alcanza para evaporar suficiente cantidad de gas nuevo como para mantener la llama y se dice que el líquido arde a se quema; de hecho, el que está ardiendo es el gas y está siendo suplementado en forma continua desde el líquido.

límites Inflamables

Una mezcla de gas de hidrocarburo y aire no puede ser encendida y arder a menos que su composición esté comprendida dentro de un rango de concentraciones de gas en aire, conocido como el 'rango inflamable'. El límite inferior de este rango, conocido como límite inflamable inferior (lower flammable limit) (LFL), es aquella concentración de hidrocarburos por debajo de la cual no hay suficiente gas hidrocarburo como para sostener y propagar la combustión. El límite superior de este rango, conocido como límite inflamable superior (upper flammable limit) (UFL), es aquella concentración de hidrocarburos por sobre la cual no hay aire suficiente como para sostener y propagar una Combustión.

Para los diversos gases de hidrocarburos puros y para las mezclas de gases derivadas de diferentes líquidos de petróleo, los límites de inflamabilidad presentan algunas variaciones.

De un modo general, las mezclas de gases de petróleos crudos, de naftas para motores o de aviación y de productos del tipo nafta natural se pueden representar, respectivamente, por los gases de hidrocarburos puros denominados propano, butano y pentano.

Gas	Límites inflamables: % en volumen, hidrocarburo en aire		Número de diluciones, por aire, para reducir una mezcla de 50% en volumen al LFL
	Superior	Inferior	
Propano	9,5	2,2	23
Butano	8,5	1,9	26
Pentano	7,8	1,5	33

Tabla 5. Límites inflamables.

Los límites inflamables, inferior y superior, de los cargamentos de petróleo transportados en petroleros se pueden tomar en la práctica, generalmente, como el 1% y el 10% en volumen, respectivamente.

Efectos del Gas Inerte sobre la inflamabilidad

Cuando se agrega un gas inerte, típicamente gas residual de combustión, a una mezcla de gas de hidrocarburo-aire, el resultado es el aumento de la concentración de hidrocarburos correspondientes al LFL y la disminución de la concentración de hidrocarburos correspondientes al UFL. Estos efectos se ilustran en la figura 31 del capítulo 6 que sólo se debe considerar como una guía respecto de los principios involucrados.

Los cambios de composición debidos a la adición, ya sea de aire o de gas inerte, en un diagrama como este están representados por movimientos a lo largo de líneas rectas dirigidas hacia el punto A (aire puro) o hacia un punto ubicado sobre el eje del contenido de oxígeno, que corresponda a la composición del gas inerte adicionado. En el gráfico, dichas líneas están indicadas para la mezcla de gas representada por el punto F.

De la figura 31 se evidencia que, a medida que se adiciona gas inerte a las mezclas de gas hidrocarburo-aire, el rango inflamable va disminuyendo en forma progresiva hasta que el contenido de oxígeno alcanza un nivel, aceptado generalmente como el 11%, en el que no puede arder ninguna mezcla. El 8% por volumen de oxígeno especificado en esta guía para una mezcla de gas seguramente inertizada permite un margen más allá de este valor.

Este diagrama se da sólo como ilustración por lo que no se debería usar en casos prácticos para decidir sobre composiciones aceptables de gas.

Cuando una mezcla inertizada como la representada por el punto F se diluye con aire, su composición se mueve a lo largo de la línea FA y, por lo tanto, entra al área sombreada de las mezclas inflamables. Esto significa que todas las mezclas inertizadas que están dentro de la región que se encuentra por sobre la línea GA, pasan por una condición inflamable a medida que se las mezcla con aire, por ejemplo durante una operación de desgasificado. Las ubicadas por debajo de la línea GA, como la representada por el punto H, no llegan a ser inflamables al diluirlas. Obsérvese que es posible modificar una composición desde una mezcla como la F a una como la H por dilución con gas inerte adicional (es decir, purgando para sacar gas hidrocarburo).

Punto de Inflamación (Flashpoint)

En esta prueba se calienta gradualmente una muestra del líquido dentro de una cápsula especial aplicándose una llama pequeña repetida y momentáneamente a la superficie del líquido. El punto de inflamación es la temperatura más baja del líquido en la que una pequeña llama inicia una llamarada fugaz que recorre la superficie del líquido indicando así la presencia de una mezcla de gas

inflamable sobre el líquido. Esta mezcla de gas-aire corresponde estrechamente a la mezcla del límite inflamable inferior (LFL).

Existen muchas formas de aparatos para medir el punto de inflamación, si bien se agrupan en dos clases. En una de ellas, la superficie del líquido está permanentemente abierta a la atmósfera mientras se calienta el líquido y el resultado de esta prueba se conoce como 'punto de inflamación a copa abierta'. En el otro tipo de prueba, se mantiene cerrado el espacio sobre el líquido, excepto durante instantes en que, a través de una pequeña abertura, se introduce la llama iniciadora. El resultado de esta prueba se denomina 'punto de inflamación a copa cerrada'.

Como en la prueba a copa abierta se pierde mayor cantidad de gas a la atmósfera, el 'punto de inflamación a copa abierta' de un líquido de petróleo siempre es algo mayor (en unos 6°C ó 10°F) que su 'punto de inflamación a copa cerrada'. A su vez, la pérdida restringida de gas en el aparato de copa cerrada, conduce a resultados mucho más reproducibles que los que se pueden obtener en las pruebas a copa abierta. Es por esto que en la actualidad generalmente se prefiere el método a copa cerrada y se lo usa para la clasificación del petróleo.

Clasificación de Inflamabilidad del Petróleo

En general el principio básico es considerar si se puede formar o no una mezcla inflamable en equilibrio de gas-aire en el espacio que se encuentra sobre el líquido cuando éste está a temperatura ambiente.

Generalmente ha sido suficiente agrupar los líquidos de petróleo dentro de dos categorías denominadas no volátil y volátil, definidas en términos de punto de inflamación de la siguiente manera:

No volátil

Punto de inflamación de 60°C (140°F) o superior, según lo determinado por el método de prueba a copa cerrada. Cuando se encuentran a cualquier temperatura ambiente normal, estos líquidos producen concentraciones de gas en equilibrio por debajo del límite inferior de inflamación (LFL). Los mismos comprenden los aceites combustibles (fuel oils) residuales, gas o pesados, diesel. Sus presiones de vapor Reid (RVP) están por debajo de 0,007 bar (0,1 libras por pulgada cuadrada absolutas) y generalmente no se las mide.

Volátil

Punto de inflamación por debajo de 60°C (140°F), determinado por el método de prueba a copa cerrada. En esta categoría, algunos líquidos de petróleo son capaces de producir una mezcla en equilibrio de gas/aire dentro del rango inflamable cuando se encuentran en cierta parte del rango normal de la temperatura ambiente, mientras que la mayoría de los demás dan mezclas en equilibrio de gas-aire por encima del límite inflamable superior (ULI) a cualquier

temperatura ambiente normal. Ejemplos de los primeros son los combustibles para reacción (jet fuels) y los kerosenos y de los últimos las naftas y la mayoría de los petróleos crudos. En la práctica, las naftas y los petróleos crudos frecuentemente se manipulan antes de haberse logrado las condiciones de equilibrio por lo que pueden presentarse mezclas de gas-aire que estén dentro del rango inflamable.

La elección de los 60°C (140°F) como criterio del punto de inflamación para la división entre líquidos volátiles y no volátiles es, hasta cierto punto, arbitraria. Dado que para los líquidos no volátiles se aplican precauciones menos rigurosas, resulta esencial que en ningún caso, ni siquiera inadvertidamente, un líquido capaz de desprender una mezcla inflamable de gas-aire se incluya en la categoría de no volátil. Por lo tanto, la línea divisoria se debe elegir de modo que tenga en cuenta factores tales como el mal juzgamiento de la temperatura, la inexactitud de la medición del punto de inflamación y la posibilidad de una contaminación menor con materiales más volátiles.

DENSIDAD DE LOS GASES HIDROCARBUROS

Cuando no están diluidas con aire, las densidades de las mezclas de gases despididas de los líquidos de petróleo son, normalmente, todas superiores a la densidad del aire. En consecuencia, en las operaciones del manípulo de cargamento se encuentran efectos estratificadores que pueden originar situaciones de riesgo.

La siguiente tabla proporciona las densidades del gas relativas al aire para los tres gases de hidrocarburos puros, propano, butano y pentano que representan aproximadamente las mezclas de gases producidas por los petróleos crudos, por las naftas para motores y las de aviación, y por las naftas naturales respectivamente. Si se sustituye el aire por gas inerte estos valores no cambian significativamente.

Gas	Densidad relativa al aire		
	Hidrocarburo puro	50% por volumen hidrocarburo/50% por volumen aire	Mezcla al límite inflamable inferior
Propano	1,55	1,25	1,00
Butano	2,00	1,50	1,00
Pentano	2,50	1,80	1,00

Tabla 6. Densidad relativa respecto al aire de diversos gases hidrocarburos.

Se verá que la densidad del gas no diluido proveniente de un producto como la nafta para motor probablemente sea una dos veces la del aire y que la densidad de un petróleo crudo típico sea al rededor de una vez y media la del

aire. Estas densidades altas y los efectos de estratificación que de ellas resultan son significativos sólo mientras el gas permanece concentrado. A medida que se diluye con aire, la densidad de la mezcla gas/aire de los tres tipos de cargamento se aproxima a la densidad del aire y en el límite inflamable inferior (LFL) no se distingue de la misma.

CAPÍTULO 2. TOXICIDAD DEL PETRÓLEO Y SUSTANCIAS ASOCIADAS

Se describen los peligros de toxicidad del petróleo y sus productos así como los del gas inerte. Si bien estrictamente no es una cuestión de toxicidad, también se describen los efectos de la deficiencia de oxígeno.

Casi todos los peligros de toxicidad a que se encuentra expuesto el personal en operaciones de un buque tanque se originan debido al contacto con gases de diversos tipos.

En la Concentración Máxima Permisible - Tiempo Promedio de Exposición (Threshold limit Value - Time Weighted Average) (TLV -TWA), se proporciona un índice conveniente de la toxicidad de los gases y la prevención de riesgos para la salud (todas las menciones hechas sobre el TLV se refieren a los TLV correspondientes al Tiempo Promedio de Exposición). Los valores están expresados en partes por millón (ppm), por volumen de gas en aire.

PETROLEO LÍQUIDO

Ingestión

El petróleo tiene baja toxicidad oral para el hombre pero cuando se lo traga, causa agudo malestar y náuseas. De esta manera, existe la posibilidad de que se pueda arrastrar petróleo líquido a los pulmones durante los vómitos; esto

puede tener serias consecuencias, especialmente con productos muy volátiles tales como naftas y kerosenos¹².

Muchos productos de petróleo, especialmente los más volátiles, causan irritación de la piel y quitan de ella aceites esenciales provocando su inflamación (dermatitis). Además son irritantes para los ojos.

Contacto con la Piel

El contacto directo con el petróleo se debería evitar siempre usando el equipo protector adecuado, en especial guantes y antiparras¹³.

GASES DE PETRÓLEO

El principal efecto de los gases del petróleo sobre el personal es el de producirle narcosis¹⁴. Los síntomas incluyen dolor de cabeza e irritación ocular, con responsabilidad disminuida y mareos similares a los de la beodez. A altas concentraciones, esto lleva a parálisis, insensibilidad y muerte.

La toxicidad se puede ver profundamente influenciada por la presencia de algunos componentes menores, tales como hidrocarburos aromáticos (por ejemplo benceno) y sulfuro de hidrógeno. Para los gases de la nafta está establecido un TLV de 300 ppm¹⁵ que corresponde aproximadamente al 2% del Límite Inflamable Inferior (LFL). Tal cifra se puede usar como una guía general para los gases de petróleo pero no se debe tomar como aplicable a mezclas de gases que contengan benceno o sulfuro de hidrógeno.

Durante períodos cortos, el cuerpo humano puede tolerar concentraciones algo mayores que la del TLV. A concentraciones mayores, son típicos los siguientes efectos:

- 0,1% por volumen (1.000 ppm)
irritación de los ojos dentro de la hora de contacto.
- 0,2% por volumen (2.000 ppm)
Irritación de los ojos, nariz y garganta, mareos e inestabilidad, dentro de la media hora de contacto.
- 0,7% por volumen (7.000 ppm)
Síntomas de beodez, dentro de los 15 minutos de contacto.
- 1,0% por volumen (10.000 ppm)
Rápido comienzo de 'beodez', que puede conducir a inconsciencia y muerte si la exposición continúa.

¹² Una de las fracciones del petróleo natural, obtenida por refinación y destilación, que se destina al alumbrado y se usa como combustible en los propulsores de chorro.

¹³ Gafas destinadas a proteger los ojos.

¹⁴ Producción del narcotismo; modorra, embotamiento de la sensibilidad.

¹⁵ Partes Por Millón.

- 2,0% por volumen (20.000 ppm)
la parálisis y el deceso se producen muy rápidamente.

El aroma de mezclas de gases de petróleo es muy variable y en algunos casos puede embotarse el sentido del olfato. La dificultad para oler los gases es especialmente grave si las mezclas contienen sulfuro de hidrógeno. En consecuencia, nunca se debería tomar como índice de la ausencia de gases la ausencia de aroma.

BENCENO Y OTROS HIDROCARBUROS AROMÁTICOS

Los hidrocarburos aromáticos incluyen al benceno, tolueno y xileno. Forman parte, en cantidades variables, de muchos de los cargamentos típicos de petróleo tales como naftas, componentes para mezclas de naftas, naftas naturales y solventes de punto de ebullición especial.

Generalmente el TLV de los hidrocarburos aromáticos es menor que el de los otros hidrocarburos en los gases de petróleo. El benceno, especialmente, tiene un TLV de 10 ppm, nivel de exposición que no se debería exceder. En concentraciones más elevadas, los efectos crónicos provenientes de la exposición a los gases (vapores) de benceno son los que llevan a irregularidades en la sangre y en la médula ósea.

Antes de ingresar al interior de tanques que hayan contenido productos de petróleo tales como los mencionados previamente, se deberían ventilar los tanques hasta obtener una lectura de no más del 1% del LFL tomada con un indicador de gas combustible y después verificarlos para asegurar que no se exceda el TLV de lo ppm.

SULFURO DE HIDRÓGENO

Muchos crudos salen de los pozos con altos niveles de sulfuro de hidrógeno pero ese nivel generalmente se reduce antes de entregar el crudo al barco mediante un proceso de estabilización. Sin embargo, a veces el valor de estabilización se puede reducir temporalmente. De este modo, un petrolero puede recibir un cargamento de un crudo en particular con un contenido de sulfuro de hidrógeno mayor que el usual. Por otra parte, algunos crudos nunca se estabilizan, conteniendo siempre un alto nivel de sulfuro de hidrógeno. El sulfuro de hidrógeno también se puede encontrar en otros cargamentos, tales como nafta natural, betunes y gas oil.

El TLV del sulfuro de hidrógeno es de 10 ppm. Los efectos del gas, a concentraciones en aire que excedan el TLV son:

- 50-100 ppm
Irritación de ojos y del tracto respiratorio después de una exposición de una hora.
- 200 - 300 ppm

Marcada irritación de ojos y del tracto respiratorio después de una exposición de una hora.

- 500 - 700 ppm
Mareos, dolor de cabeza, náuseas, etc. dentro de los 15 minutos; después de 30 - 60 minutos de exposición, pérdida de conciencia y posible muerte.
- 700 - 900 ppm
Rápida inconsciencia, produciéndose el deceso pocos minutos más tarde.
- 1.000- 2.000 ppm
Colapso instantáneo y cesación de la respiración.

Resulta importante distinguir entre concentraciones de sulfuro de hidrógeno en la atmósfera expresadas en ppm por volumen y concentraciones en petróleo líquido expresadas en ppm en peso. Se ha demostrado, por ejemplo, que un petróleo crudo conteniendo 70 ppm (en peso) de sulfuro de hidrógeno da origen a una concentración de 7.000 ppm (por volumen) en el chorro de gas que sale por una boca de sonda ubicada sobre el tanque con crudo.

GAS INERTE

Componentes Tóxicos

El principal riesgo asociado con el gas inerte es su bajo contenido de oxígeno. Sin embargo, el gas inerte producido por combustión en una caldera productora de vapor o en un generador de gas inerte separado, contiene cantidades ínfimas (vestigios) de varios gases tóxicos que pueden aumentar el riesgo del personal expuesto al mismo.

Óxidos de Nitrógeno

Los gases residuales de combustión típicos recién generados contienen aproximadamente 200 ppm en volumen de óxidos de nitrógeno (NO₂) entremezclados. La mayor parte es óxido nítrico (NO), que no se elimina mediante la acción purificadora del agua. El óxido nítrico reacciona lentamente con el oxígeno, formando dióxido de nitrógeno (NO₂). Cuando el gas se halla en los tanques, la concentración total de óxidos de nitrógeno decae en un período de 1 a 2 días, hasta un nivel de 10 - 20 ppm por dilución del dióxido de nitrógeno que es más soluble en el agua pura por condensación para producir ácidos nitrosos y nítricos. La dilución adicional por debajo de este nivel es muy lenta.

El óxido nítrico es un gas incoloro con poco olor en su TLV de 25 ppm. El dióxido de nitrógeno es aún más tóxico con un TLV de 3 ppm.

El gas residual producido por la combustión de combustibles (fuel oils) típicos con alto contenido de azufre posee aproximadamente 2.000 ppm de anhídrido sulfuroso (SO₂). Los purificadores de agua de los sistemas de gas inerte eliminan este gas con una eficiencia que depende del diseño y de la operación del purificador, entregando gas inerte con un contenido de anhídrido sulfuroso que generalmente está entre 2 y 50 ppm.

Anhídrido Sulfuroso

El anhídrido sulfuroso produce irritación de los ojos, nariz y garganta y, en gente sensible, puede producir además dificultades respiratorias. En su TLV de 2 ppm tiene un olor característico.

Monóxido de Carbono

En el gas residual de combustión, el monóxido de carbono (CO) normalmente está presente en un nivel de sólo una pocas partes por millón; pero en condiciones anormales de combustión y en funcionamiento lento pueden dar lugar a niveles que excedan las 200 ppm. El monóxido de carbono es un gas inodoro, con un TLV de 50 ppm. Su ataque es solapado y consiste en restringir la asimilación de oxígeno por parte de la sangre causando una forma de asfixia inducida químicamente

DEFICIENCIA DE OXÍGENO

El bajo contenido de oxígeno en el interior de espacios encerrados puede originarse por diversas razones. La más obvia es si el espacio se encuentra en una condición inerte, de modo que el oxígeno ha sido desplazado por anhídrido carbónico o por nitrógeno. El oxígeno también se puede eliminar por reacciones químicas tales como la oxidación o el endurecimiento de pinturas o revestimientos.

Al ir disminuyendo la cantidad de oxígeno disponible por debajo del 21% normal, la respiración tiende a volverse más rápida y profunda. Los síntomas que indican que una atmósfera es deficiente en oxígeno pueden proporcionar una advertencia inadecuada del peligro. La mayoría de las personas serían incapaces de advertir el peligro hasta que ya se encuentran demasiado débiles para poder escapar sin ayuda. Esto se da especialmente cuando el escape involucra el esfuerzo de trepar.

La exposición a una atmósfera que contenga menos del 10% de oxígeno por volumen causa, inevitablemente, inconsciencia. A medida que disminuye la disponibilidad de oxígeno aumenta la rapidez con que se presenta la inconsciencia y, a menos que se saque a la víctima al aire libre y se le aplique resucitación, acabará en la muerte.

Una atmósfera que contenga menos del 5% de oxígeno por volumen causa una inconsciencia inmediata, sin más aviso que un boquear por aire. Si la resucitación demora más de unos pocos minutos, el cerebro sufrirá daños irreversibles, aun cuando posteriormente se restituya la vida.

No se debe permitir nunca la entrada al interior de espacios con deficiencia de oxígeno sin aparatos respiratorios hasta que tales espacios se hayan ventilado totalmente y que las lecturas de las pruebas indiquen un nivel de oxígeno del 21% por volumen en todas partes.

CAPÍTULO 3

LLEGADA A UN PUERTO

Este Capítulo trata sobre las preparaciones y procedimientos a realizar a la llegada de un buque tanque a puerto, en particular con respecto los preparativos de atraque y desatraque. También se dan las precauciones a tener en cuenta para cuando se entra o deja puerto.

INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

Petrolero a la Autoridad Competente Apropiaada

La información, parte de la cual puede ser requerida como una lista de verificación, debería incluir al menos lo siguiente:

- Nombre y señal de llamada del buque.
- País de bandera
- Eslora, calado y manga máximos.
- Nombre del puerto y hora estimada de arribo (ETA=Estimated Time of Arrival).
- Naturaleza del cargamento, nombre técnico correcto, número de código (si correspondiera), punto de inflamación (si es apropiado) y cantidad.

- Distribución del cargamento a bordo, indicando el que va a ser descargado y el que se dejará a bordo.
- Si el buque está equipado con un sistema de gas inerte y, si así, si es totalmente operativo.
- Cualquier defecto del casco, maquinaria o equipos que puedan:
 - a) Afectar la segura maniobrabilidad del petrolero.
 - b) Afectar la seguridad de otros buques.
 - c) Constituir un riesgo para el medio ambiente marino.
 - d) Constituir un riesgo para personas o propiedades en tierra o en la vecindad del puerto.
- Detalles de los Certificados de Seguridad y sus periodos de validez.

Petrolero a Terminal

- Calado y asiento¹⁶ del buque al arribo.
- Máximo calado y asiento esperado durante el manipuleo de cargamento y a la finalización del mismo.
- Aviso del Capitán respecto a la necesidad de asistencia de remolcador.
- Si está equipado con un sistema de gas inerte, la confirmación de que los tanques del buque están en una condición inerte y que el sistema enteramente operacional.
- Concentración de oxígeno en tanques de cargamento.
- Si el buque tiene alguna necesidad para limpieza de tanques.
- Cualquier pérdida en el casco, mamparos, válvulas o tuberías que puedan afectar el manipuleo de cargamento o causar contaminación.
- Cualquier reparación que pueda demorar la iniciación de los manipuleos del cargamento.
- Si se va a emplear el lavado con petróleo crudo (COW).
- Los detalles del manifold del buque, incluyendo tipo, número y medida, y material de las conexiones a ser utilizadas.

¹⁶ Asiento , Diferencia de calados proa-popa. Un buque para navegar debe ir " en aguas iguales" (calado de proa= calado de popa) o ligeramente apopado , calado de popa mayor que calado de proa , mas metido en el agua de popa, (asiento positivo). Aprozado es cuando esta más metido en el agua a proa que a popa.(asiento negativo), calado de proa mayor que calado de popa.

- Información adelantada sobre operaciones de manipuleo de cargamento propuestas, o información adelantada sobre cambios en planes existentes de manipuleo y distribución del cargamento.
- Información, tal como sea requerida, sobre cantidad y naturaleza de slops y lastre sucio, y de cualquier contaminación por aditivos químicos.

Terminal a Petrolero

- La profundidad en el atraque en bajamar, y la diferencia de salinidad que se puede esperar en el atraque.
- Disponibilidad de remolcadores y embarcaciones de amarre, cuando se requieren para asistir en maniobras y amarres.
- Si se han de usar cabos del buque o de los remolcadores.
- Cabos de amarre y accesorios que se le requieren al buque tener disponibles para todas las operaciones de amarre.
- Detalles de cualquier amarra de tierra a ser provista.
- Sobre cuál costado será amarrado.
- Número y tamaño de conexiones de mangueras/manifolds.
- Requisitos de gas inerte para medición del cargamento.
- Cualquier característica particular de un muelle de atraque o atraque de boyas que se considere esencial dar para información previa del Capitán.
- Velocidad máxima permitida y máximo ángulo de aproximación al muelle.
- Cualquier código de señales visuales o acústicas para uso durante amarres, incluyendo disponibilidad de indicadores de velocidad de aproximación de atraque.
- Para muelles de atraque, arreglo del espacio para colocación de planchada o posibilidad de equipos de acceso de la terminal.
- Información adelantada sobre operaciones de manipuleo de cargamento sugeridas, o cambios en planes existentes de operaciones de manipuleo de cargamento.
- Exigencias por lavado con petróleo crudo (COW) y limpieza de tanques, si resulta pertinente.

- Si los tanques han de estar libres de gases para cargar productos no volátiles acumuladores de estática.
- Para amarraderos de boyas, aviso sobre restricciones ambientales y de carga aplicables al amarradero.
- Acuerdo para la recepción de slops y/o residuos de lastre aceitoso.

PREPARACIÓN PARA EL ARRIBO

Información de Atraque

Antes de atracar, la terminal a través del Práctico o del Capitán del Muelle debería proveer detalles del plan de amarre al Capitán.

El procedimiento para amarrar el buque debería ser especificado y esto debería ser revisado por el Capitán y el Práctico o Capitán de Muelle, y concordado entre ellos. Cualquier desviación del plan de amarre acordado, debido a condiciones climáticas cambiantes, debería hacerse conocer al Capitán tan pronto como sea posible.

Informaciones adicionales deberían incluir:

- Para atraques a muelle: el número mínimo de amarras del petrolero y un diagrama indicando las posiciones relativas de los bolardos¹⁷ o ganchos disparadores y el manifold de cargamento.
- Para atraques multi-boyas convencionales: el número mínimo de grilletes de cadena que puedan necesitarse en cada ancla que pueda ser usada durante el transcurso del amarre, y el número y posición de los cabos de amarre, grilletes y otro equipo de amarre que probablemente se necesiten.
- Para atraques tipo monoboya (SPM): el diámetro de los eslabones del chicote de la cadena de amarre, el peso de cada una de las amarras que tienen que ser izadas a bordo, el largo y medida de cualquier virador que tenga que usarse para levantar las amarras, mínima dimensión necesaria requerida del Panamá o portaespía¹⁸ de Proa, el método usado para hacer la monoboya firme al petrolero y detalles de cualquier equipo que deba suministrar el petrolero.
- Para todos los atraques de mar: la Carga de Trabajo Seguro (SWL) necesaria de las plumas del buque para mangueras la cantidad y medida de bridas de las mangueras a ser conectadas, y detalles de

¹⁷ Noray de hierro colado o acero, con la extremidad superior encorvada, que se coloca junto a la arista exterior de un muelle, para que las amarras no estorben el paso.

¹⁸ Herraje que sirve para pasar los cabos de remolque o amarre evitando su deterioro por el roce contra la cubierta.

cualquier equipo que el buque deba proveer para ayudar en el manipuleo de mangueras.

Equipo de Amarre del Buque

Antes de llegar a un puerto o muelle, debería estar listo para ser usado todo el equipo necesario para el amarre. Las anclas deberían estar listas para usar dado el caso que fuera necesario, a menos que el fondear esté prohibido. Debería haber asimismo, siempre, un adecuado número de personal disponible para manipular las amarras.

ENTRANDO O SALIENDO DE PUERTO

Seguridad de Flotabilidad

Entrando o saliendo de puerto en condición de "cargado", es importante que la flotabilidad del petrolero continúe asegurada contra el ingreso de agua resultante de una avería. Deberían estar seguramente cerradas las tapas de las bocas de sonda, del pique de proa, del pique de popa, de los deeptanks de proa y las tomas de aire y asimismo estar aseguradas las aberturas de los compartimientos de carga y combustible, de los cofferdams y salas de bombas.

Remolcadores al Costado

Antes que los remolcadores vengan al costado para asistir al petrolero, deberían cerrarse todas las tapas de los tanques de cargamento y de lastre y las bocas de sonda, no importa qué categoría de petróleo se esta transportando o se ha transportado, a menos que todos los tanques de cargamento estén libres de gases. No se debe permitir que los remolcadores u otras embarcaciones vengan al costado antes que el Capitán se haya convencido que es seguro hacerlo para ellos. Los remolcadores deberían tener defensas adecuadas para evitar causar daños y deberían empujar al petrolero por lugares adecuados, los cuales deberían estar indicados por marcas.

AMARRE A MUELLES

Suficiencia de las Amarras

Cualquier movimiento excesivo o desatraque imprevisto del buque, debido al amarre inadecuado, puede causar serios daños a las instalaciones del muelle. Aunque el amarre adecuado del buque es responsabilidad del Capitán, es también de interés de la terminal asegurarse que el buque está seguramente amarrado. Las mangueras o brazos de carga no deben concentrarse hasta que tanto el representante de la terminal como el Capitán estén satisfechos sobre el adecuado amarre del buque.

Tipo y Calidad de las Amarras

Las líneas de amarras para asegurar al petrolero deberían ser, preferiblemente todas, de los mismos materiales y construcción. Los alambres de acero se

recomiendan para petroleros más grandes, ya que limitan el movimiento del petrolero en el atraque. Los amarres compuestos enteramente de cabos de alta elasticidad no se recomiendan ya que pueden permitir un movimiento excesivo por fuertes vientos o fuerzas de corriente, o por succión causada por el pasaje de buques. Dentro de un modelo dado de amarre, nunca deberían usarse conjuntamente en la misma dirección cabos de diferente elasticidad. Debería comprenderse que las condiciones y los reglamentos de amarre pueden diferir de puerto en puerto.

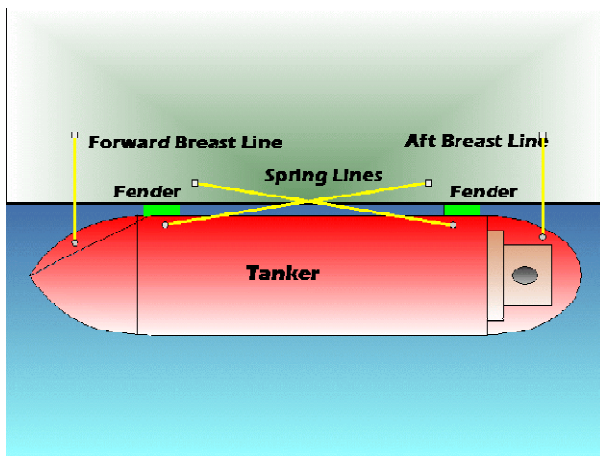


Figura 22. Esquema de amarre de un petrolero



Figura 23. Atraque de un petrolero a un pantalán. Se observan los brazos de carga acoplados al manifold.

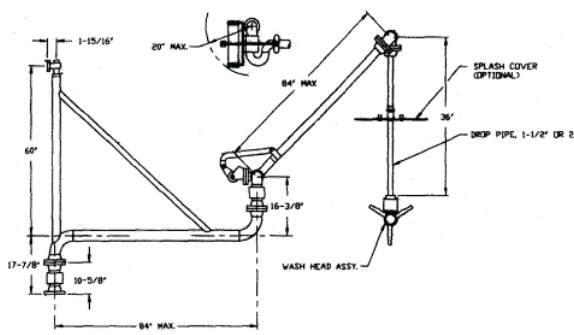


Figura 24. Esquema de un brazo de carga



Figura 25. Amarra de fibras sintéticas

Donde se pueden originar cargas dinámicas (de choque) sobre las amarras, a causa de mar de fondo, terminales de fibra colocadas en los extremos de los alambres de amarre pueden proveer la suficiente elasticidad como para impedir averías en los alambres y otros componentes del sistema de amarre. Tales

terminales -cuya longitud no debería exceder de un tercio de la distancia entre el portaespía lateral del buque y el bolardo de amarre a tierra- las puede proveer el petrolero o la terminal. Debido a que los terminales de fibra se deterioran más rápidamente que los alambres, deberían ser por lo menos un 25% más fuertes que los alambres a los cuales están acoplados. Se deberían inspeccionar frecuentemente y reemplazar a intervalos regulares.

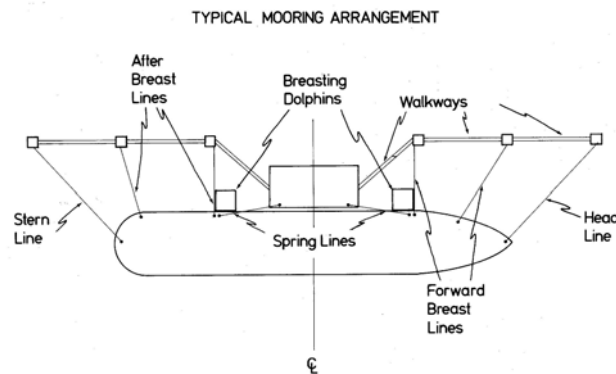


Figura 26. Esquema típico de amarre a un frente de atraque en un pantalán con la ayuda de duques de alba.

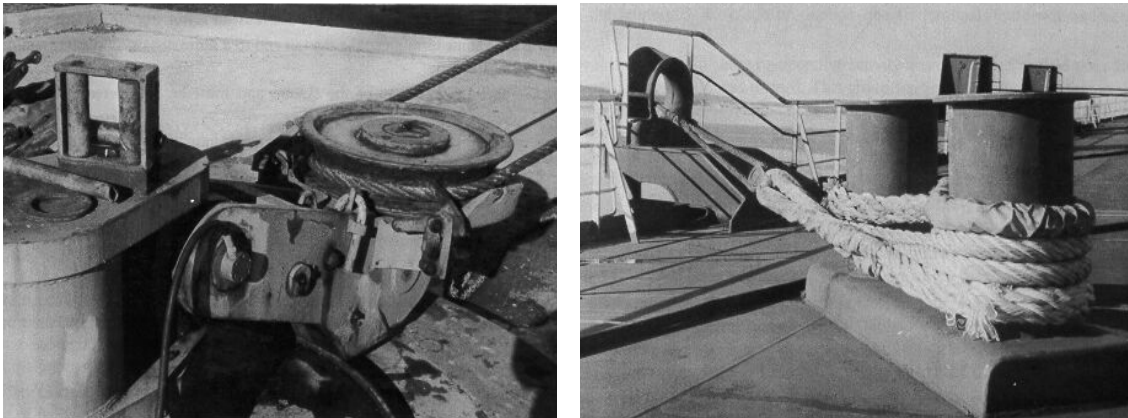


Figura 27. Dos fotografías de guinchos de amarre con dos tipos de amarras, metálicas y de fibra sintética.

Guinchos de Amarre Auto-Estibantes

Dado que su peso y medida dificultan su manejo manual, los alambres de amarre usados por petroleros normalmente se recogen sobre guinchos de amarre auto-estibantes, que pueden ser tanto de un solo tambor como lo que es más usual de tambores separados.

Es necesario que el personal de a bordo comprenda en forma cabal ciertos riesgos característicos de estos guinchos a fin de evitar que los barcos queden derivando, separados del atraque, como resultado del patinamiento de los frenos del guinche.



Figura 28. Guinche de amarre

El poder de retención del freno depende de varios factores, siendo el primero la capacidad de retención proyectada. Esta puede haber sido especificada por el armador o ser la del diseño corriente del constructor del guinche. Algunos guinches tienen frenos que están proyectados para patinar o lascar¹⁹ bajo cargas que son menores al 60% de la carga de rotura de la amarra que están manejando.

Además se deteriorará la capacidad de retención del freno por el desgaste de las cintas o zapatas del freno y por esa razón deberían examinarse a intervalos regulares (no mayores a los doce meses). El buque deberá llevar un registro, tanto del mantenimiento regular como de estas inspecciones y comprobaciones. Si el deterioro es significativo -particularmente si la capacidad de retención de proyecto fue inicialmente baja en relación a la carga de rotura de la amarra- las cintas o zapatas deben ser renovadas. Algunos de los guinches más modernos de amarre auto-estibantes está equipados con freno de disco, que se desgastan menos.

Existen asimismo una cantidad de procedimientos operativos que pueden reducir seriamente la capacidad de retención de los frenos de guinche si no se ejecutan correctamente. Estos son:

- La cantidad de cajas de vueltas de alambre sobre el tambor
- La capacidad de retención de un freno de guinche es inversamente proporcional al número de capas de alambre o cabo de amarre, arrolladas sobre el tambor.
- La capacidad de retención generalmente se calcula con referencia a la primera capa y hay una reducción en la capacidad de retenida por cada capa adicional.
- La retención del freno se puede reducir en un 11% por la segunda capa. Si la capacidad nominal de retención de freno de un guinche no se puede reducir, sólo se debería permitir una capa sobre el tambor que trabaja.

¹⁹ Aflojar o arriar muy poco a poco un cabo.

- La dirección de arrollado sobre el tambor del guinche

Tanto en guinches de tambor único como en los de tambor separado, el poder de retención del freno se ve sustancialmente disminuido si la amarra está arrollada en la dirección equivocada sobre el tambor del guinche. Antes del arribo al atraque, es importante que la amarra se arrolle de forma que su tracción esté en contra del extremo fijo del cintón del freno, en vez de ejercerla contra el extremo enchavetado. El arrollado en dirección contraria puede reducir seriamente la capacidad de retención del freno, en algunos casos hasta en un 50%.

La presencia de aceite, humedad y gran oxidación en las cintas de frenos o tambor, pueden reducir seriamente la capacidad de retención del freno. La humedad se puede limitar haciendo funcionar el guinche con el freno levemente aplicado, pero debe tenerse cuidado de no causar excesivo desgaste. La impregnación con aceite no se puede quitar por lo que en ese caso, las cintas se deberían renovar.

Amarras de Tierra

En algunas terminales se usan amarras de tierra para suplementar las amarras del petrolero. Si los extremos están a bordo del petrolero, estas amarras deberían ser tendidas por el personal del petrolero conjuntamente con sus propias amarras. Si se proveen amarras con guinches basados en tierra, se debería llegar a un acuerdo sobre la responsabilidad del tendido. Si se proveen poleas basadas en tierra, el petrolero debería tender la amarra, ya que ambos extremos de la misma están a bordo.

ATRAQUE DE BOYAS

Atraque Multiboyas Convencionales (CBM o MBM)

En atraques de boyas convencionales, es esencial una buena comunicación entre el puente y la popa, para evitar que amarras o embarcaciones de amarre queden atrapadas en la hélice del buque.

A veces se pueden generar cargas intensas en algunos cabos durante la operación de amarre. Es esencial que se usen amarras de longitud adecuada y de buena calidad, y que el personal sea supervisado de cerca para así asegurar su seguridad.

En muchos atraques de boyas de amarre convencionales, las amarras del buque se suplementan con amarras de tierra pasadas desde boyas, o con amarras con anclaje de fondo. El manipuleo de esos alambres, a menudo pesados, alrededor del cabirón de un guinche lo deberían emprender solamente marineros experimentados.

Monoboyas (SPM)

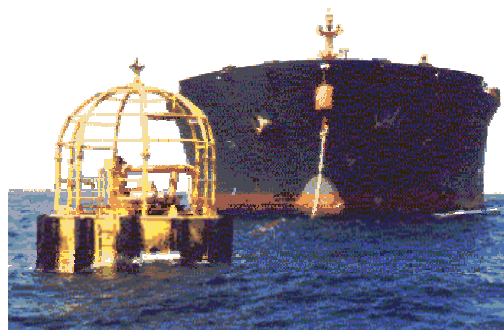
Como los complicados y no normalizados arreglos de amarre en las monoboyas frecuentemente llevan a operaciones peligrosas y prolongadas, el equipamiento de buques y de monoboyas con equipos normalizados y bien diseñados, y en el caso del buque correctamente posicionados, reducirá considerablemente el riesgo de lesiones al personal. La colocación apropiada de tales equipos también proporcionará un método más eficiente para asegurar los buques a monoboyas, en las terminales de mar.

OCIMF ha elaborado un conjunto de normas para equipos de amarre a monoboyas, titulado "Normas para Equipos Empleados en el Amarre de Buques a Monoboyas", y se recomienda que todas las terminales de monoboyas y los buques que las usen acaten estas normas.

El buque debería estar plenamente informado del tipo de amarras que hará firmes y del peso a ser izado. La terminal debería avisar el largo y medida de los viradores necesarios.

Es una ventaja que el oficial de proa esté provisto de un telémetro portátil u otro equipo que permita, a aquellos que controlan el buque, conocer la distancia de la proa a la boya. Cuando se está usando el virador para virar la amarra a bordo y -en el caso de buques no equipados con un equipo específico para asegurar el sistema de amarre de la monoboya- durante la operación de hacerla firme, es muy importante que el desarrollo de ninguna carga adicional resultante del buque yendo atrás, o de dar guiñadas²⁰ se permita.

Debe tenerse cuidado de asegurar que el personal no se sitúe en posiciones en las que podría ser lesionado por un virador que salte. En algunas monoboyas, petroleros de más de 150.000 DWT son amarrados por dos amarras similares.



²⁰ Desvío de la proa del buque hacia un lado u otro del rumbo a que se navega, producido por mal gobierno de la embarcación, descuido del timonel, gran marejada u otra causa.



Figura 29. Diversas fotografías de petroleros atracados a monoboyas de amarre y descarga.

PROCEDIMIENTOS DE LARGADA DE EMERGENCIA

Deberían proveerse los medios para permitir la rápida y segura largada del buque en caso de necesidad en una emergencia.

Alambres de Remolque de Emergencia

Excepto en terminales donde no haya disponibilidad de remolcadores, alambres de remolque de adecuada resistencia y condición deberían ser hechos firmes a bitas sobre el petrolero, a proa y a popa, y sus gazas puestas afuera y mantenidas a, o alrededor de, el nivel de la flotación.

En petroleros al costado de un muelle, los alambres deberían colgarse en posiciones a las cuales los remolcadores puedan alcanzar sin dificultad, usualmente el lado contrario a tierra; para petroleros en atraques de boyas, los mismos deberían ser colgados sobre el lado opuesto al de las líneas de mangueras.

A fin de que pueda salir suficiente alambre para permitir a los remolcadores remolcar de forma efectiva, debería ser retenido suficiente alambre en banda entre la bita²¹ y el portaespia, impedido de correrse afuera por una filástica²² de cabo u otro medio fácilmente rompible.

²¹ Cada uno de los postes de madera o de hierro que, fuertemente asegurados a la cubierta en las proximidades de la proa, sirven para dar vuelta a los cables del ancla cuando se fondea la nave.

²² Hilos sacados de cables viejos, con que se forman los cabos y jarcias.

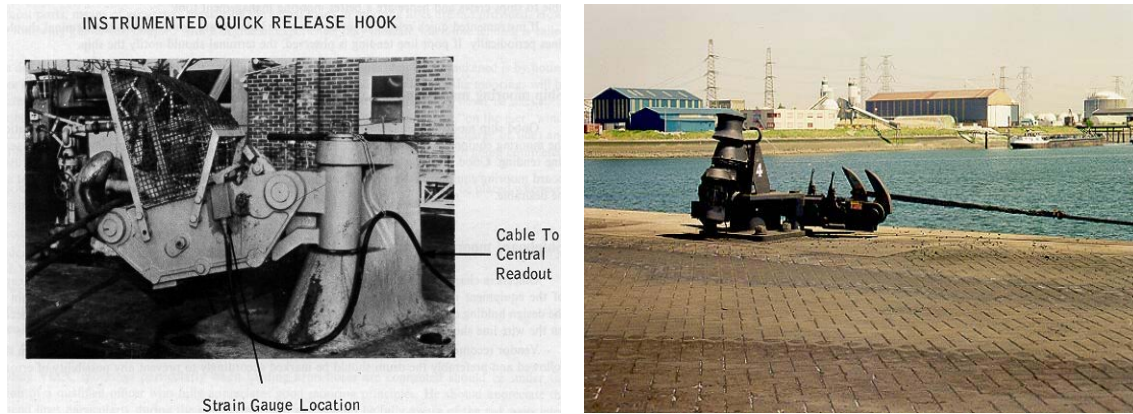


Figura 30. Ganchos de disparo rápido

CAPÍTULO 4 PRECAUCIONES GENERALES MIENTRAS UN PETROLERO ESTA ATRACADO.

Este Capítulo trata de las precauciones a tomarse en el buque y en tierra mientras el petrolero está en un atraque petrolero.

PRECAUCIONES DE SEGURIDAD Y PROCEDIMIENTOS DE EMERGENCIA

Cumplimiento con Reglamentaciones de Terminal y locales

Las terminales deberían tener reglamentaciones de seguridad y de contaminación las cuales deben ser obedecidas tanto por el personal del petrolero como por el de la terminal. Todos los petroleros en la terminal deberían estar enterados de tales reglamentos, junto con cualquier otra reglamentación conexas a la seguridad de la navegación que pueda haber sido emitida por la apropiada autoridad portuaria. las reglamentaciones relativas a trabajo en zonas riesgosas de tierra, deberían ser cuidadosamente señaladas.

Necesidad de Disponibilidad de Gente

Un número suficiente de personal para tratar con una emergencia, debería estar presente a bordo del buque y en las instalaciones de tierra en todo momento durante la estancia del buque en la terminal.

En atraques de Boyas

Todas las precauciones normales tomadas durante las operaciones de manipuleo de cargamento estando atracado a un muelle, deberían ser tomadas cuando un petrolero está en un amarradero de boyas.

Durante la operación de transferencia de cargamento, es esencial que se mantengan buenas comunicaciones entre el petrolero y la terminal. Si el atraques está en un sitio expuesto, el Capitán de Terminal debería permanecer a bordo a lo largo de la operación.

Donde las cargas de las amarras en una Monoboya se controlan remotamente, la terminal debería, particularmente en condiciones hidrometeorológicas deteriorantes, mantener al barco regularmente informado de las lecturas de la tensión de dichas amarras.

Coordinación entre Petrolero y Terminal sobre Procedimientos y Seguridad

Después que el petrolero ha atracado, el representante de la terminal debería contactar al Oficial responsable para:

- Acordar lugares designados para fumar.
- Acordar limitaciones relacionadas al uso de llamas y artefactos para cocinar.
- Informar sobre procedimientos de "Permiso para Trabajo" y "Permiso para Trabajo Caliente".
- Informar sobre otras actividades en las proximidades y que vienen al caso.
- Informar sobre medios para convocar asistencia de los servicios de la terminal, de incendios, policial y otros de emergencia.
- Intercambiar información sobre la disponibilidad y uso de equipo de LCI (Lucha Contra Incendios) y de emergencia en la terminal y en el petrolero.
- Discutir la acción a ser tomada (tanto a bordo como en tierra) en caso de incendio u otra emergencia.
- Discutir arreglos para la evacuación ordenada del atracadero en una emergencia, por ejemplo, puntos de reunión y rutas de acceso de buque a tierra.

SUPERVISIÓN DE AMARRAS MIENTRAS EL BUQUE ESTA ATRACADO

El petrolero es responsable del control frecuente y de la vigilancia cuidadosa de sus amarras, pero personal de tierra convenientemente calificado, debería examinar periódicamente las amarras para asegurarse que las mismas están convenientemente atendidas.

Cuando se atiendan amarras que han quedado flojas o demasiado tirantes, se debería hacer una inspección que incluya todo el sistema de amarre, de forma que el ajuste o el aflojamiento de cabos individuales no permita moverse al petrolero, o localizar cargas indebidas sobre otros cabos. El petrolero debería mantener contacto con las defensas y las amarras no se deberían aflojar si el petrolero está despegado de las defensas.

Una revisión conjunta del sistema de amarre del petrolero y de las operaciones de cargamento y de lastre planeadas, debería ser hecha por personal del petrolero y de la terminal. Se debería considerar la posibilidad de usar remolcadores para mantener la posición, siempre que existan o se prevean las siguientes condiciones:

- Incremento significativo en la velocidad del viento o cambio en la dirección del mismo, particularmente si el petrolero tiene un francobordo considerable.
- Mar de fondo.
- Período de máximo flujo de marea.
- Margen limitado debajo de la quilla.
- Paso cercano (próximo) de otros buques.

SUPERVISION DE AMARRAS EN ATRAQUES DE BOYAS

Mientras el petrolero está en un amarradero multi-boyas convencional, es esencial realizar una inspección frecuente y regular para asegurar que los cabos de amarre se mantienen tensos y que se restringe al mínimo el movimiento del petrolero. El movimiento excesivo puede causar la ruptura de las conexiones de cargamento.

En monoboya se debería apostar un guardia sobre el castillo para que informe sobre cualquier fallo o fallo inminente de amarras ó sobre escape de petróleo. El mismo debería informar de inmediato si el petrolero "se va sobre" la boya.

ESTADO DE ALERTA

Equipo de LCI (Lucha Contra Incendio)

Inmediatamente antes o estando por llegar a una terminal en la cual se tiene intención de cargar o descargar cargamento, las mangueras de incendio deberían conectarse a la línea de incendio del buque, una a proa y otra a popa del manifold del buque. Cuando se cuenta con monitores, los mismos deberían ser apuntados hacia el manifold, y estar listos para su inmediato uso. Cercanos al manifold del buque, debería haber ubicados extintores de incendio portátiles, preferiblemente del tipo químico. Si se usa un manifold de carga/ descarga popel²³, debe haber suficiente equipo de LCI disponible en las cercanías como para proporcionar un adecuado nivel de protección en ese lugar.

Si resulta práctico, una bomba debería mantener presión en la línea de incendio del buque mientras se esté manipulando cargamento o lastre. Si esto no es posible, la bomba de incendio debería estar en una condición de "listo" y pronta para su inmediata operación.

Con tiempo frío, debería impedirse el congelamiento de tuberías y de bocas de incendio por medio del drenaje continuado -fuera de borda- del agua proveniente de las tomas ubicadas en los puntos extremos de cada tubería maestra de incendio. Alternativamente, se pueden mantener drenados todos los puntos bajos de la tubería maestra de incendio.

Aptitud para Mover por sus Propios Medios

Mientras un petrolero está atracado a una terminal, sus calderas, máquinas principales, maquinaria de gobierno y otros equipos esenciales clases para maniobrarlo deberían mantenerse normalmente en una condición tal que permita alejar el buque del muelle a corto plazo.

Las reparaciones y otro trabajo que puedan inmovilizar al petrolero no deberían emprenderse en un atracadero sin previo acuerdo, por escrito, con la terminal. Antes de efectuar reparaciones puede ser asimismo necesario, obtener permiso de la autoridad portuaria local. Antes que el permiso se pueda otorgar, puede ser que haya que reunir determinadas condiciones.

ACCESO ENTRE BUQUE Y TIERRA

Medios de Acceso

El personal debería usar únicamente los medios de acceso designados entre buque y tierra. Las planchadas u otros medios de acceso deberían estar provistos de una red de seguridad efectiva donde resulte adecuado. En las

²³ Dicho de una cosa: Que está situada más a popa que otra u otras con que se compara.

cercanías de la planchada o de otros medios de acceso deberían estar disponibles quíndolas²⁴ salvavidas con cabos salvavidas. Además, cerca del punto de acceso a tierra debería haber equipo salvavidas apropiado disponible.

Los medios de acceso deberían estar ubicados lo más próximos posible a los alojamientos de la tripulación y lo más alejados posible del manifold.

Colocación de la Planchada²⁵

Cuando la terminal no cuenta con medios de acceso disponibles y se usa la planchada de un petrolero, el muelle debe tener suficiente espacio libre como para proporcionar a la planchada un recorrido despejado a fin de mantener un acceso seguro y conveniente al petrolero en todos los estados de marea y cambios de su francobordo.

Se debería prestar atención particular a un seguro acceso allí donde la diferencia de nivel entre las cubiertas del petrolero y del muelle llega a ser grande.

Personas No Autorizadas

El acceso a un petrolero se le debería negar a las personas que no tengan asuntos legítimos que resolver a bordo o que no cuenten con el permiso del Capitán. La terminal, de acuerdo con el Capitán, debería restringir el acceso al muelle o amarradero.

AVISOS

Avisos sobre el petrolero

Al arribo a una terminal, el petrolero debería exhibir avisos en la planchada, en adecuados idiomas, anunciando:

ADVERTENCIA

NO USAR LUCES DESCUBIERTAS

NO FUMAR

NO SE PERMITEN PERSONAS SIN AUTORIZACION

²⁴ Aparato salvavidas provisto de un largo cordel cuyo chicote está sujeto a bordo y que va colgado por fuera en la popa del buque y puede ser lanzado prontamente al agua. Por lo común lleva una luz, que se enciende automáticamente al lanzar el aparato, para que pueda ser visto de noche por la persona a quien se intenta salvar.

²⁵ Tablazón que, apoyada en la costa del mar o de un río u otro receptáculo, y sostenida por un caballete introducido en el agua, sirve para el embarco y desembarco y otros usos de la navegación.

También se deberían exhibir, en lugares apropiados, avisos consignando "RUTAS DE ESCAPE DE EMERGENCIA" (con signos direccionales).

Además existen avisos exhibidos a bordo de petroleros que son principalmente para la información de la tripulación. El personal de tierra, cuando está a bordo del petrolero, también debería observar estas exigencias.

FUMAR

Fumar controlado

El fumar sólo se puede permitir bajo condiciones controladas. La prohibición total contra el fumar en terminales y sobre un petrolero en un atracadero es, por lo general, irreal e imposible de ser puesta en vigor, pudiendo dar origen al fumar subrepticio. Puede haber, sin embargo, ocasiones en las que -debido a la naturaleza del cargamento que se está transfiriendo o por otros factores- será necesaria la prohibición total contra el fumar.

El fumar debería estar estrictamente prohibido dentro del área restringida que incluye todos los atracaderos de petroleros y a bordo de cualquier petrolero mientras está en un atracadero, excepto en los lugares designados para fumar.

Ubicación de lugares designados para fumar

Los lugares designados para fumar sobre un petrolero o en tierra, deberían acordarse por escrito, entre el Capitán y el representante de la terminal, antes de comenzar las operaciones. El Capitán es responsable de garantizar que todas las personas a bordo del petrolero están informadas de los lugares seleccionados para fumar y de fijar los avisos adecuados, además de los avisos permanentes del petrolero.

En la selección de los lugares para fumar, debería seguirse un determinado criterio, toda vez que se estén manipulando cargamentos de petróleo o cuando tengan lugar operaciones de lastrado, purgado con gas inerte, desgasificado y limpieza de tanques.

El criterio es:

- Los lugares acordados para fumar se deberían limitar a ubicaciones a popa de los tanques de cargamento, excepto cuando es altamente improbable la entrada de gas de petróleo a los alojamientos del centro.
- los lugares acordados para fumar no deberían tener puertas o portas²⁶ que abran directamente a cubiertas externas.

²⁶ Cada una de las aberturas, a modo de ventanas, situadas en los costados y en la popa de los buques, para darles luz y ventilación, para efectuar su carga y descarga y, principalmente, para colocar la artillería.

- Se deberían tener en cuenta condiciones que puedan representar peligro, tales como concentraciones inusualmente altas de gas de petróleo, especialmente con ausencia de viento y cuando se realizan operaciones sobre petroleros adyacentes o en el muelle de atraque.

Mientras el petrolero está amarrado en la terminal, aun cuando no esté en marcha ninguna operación, el fumar sólo se puede permitir en los lugares designados para fumar o, después que el Capitán y el representante de la terminal hayan arribado a un acuerdo por escrito, en cualquier otro alojamiento cerrado que hayan establecido.

Cuando se están usando conexiones de carga/descarga por popa, se debe tener especial cuidado de garantizar que no se permite fumar en ningún alojamiento o espacio cuya puerta o portas abran a la cubierta donde está ubicado el manifold de carga/descarga por popa.

EQUIPO ELÉCTRICO FIJO Y PORTÁTIL

Clasificaciones de Áreas

Cuando un petrolero está en un atracadero, es posible que un área sobre el petrolero que se considera segura quede dentro de una zona riesgosa de la terminal. Si surgiera una situación así, y si el área en cuestión contiene equipo eléctrico no aprobado, este equipo puede tener que ser aislado mientras el petrolero está en el atracadero o tomarse otras precauciones específicas, que pueden incluir la emisión de un permiso para trabajo caliente.

En los lugares donde se arman conexiones para carga/descarga de popa, el área conteniendo estas conexiones se debería designar, según resulte apropiado, un área peligrosa. Todo equipo eléctrico fijo y dispuesto dentro del área debería estar clasificado para uso en atmósfera inflamable. Estos equipos se deberían mantener de la misma manera que si estuvieran ubicados sobre la cubierta principal de cargamento. Análogamente, todo equipo eléctrico portátil usado en el área debe ser de un tipo aprobado o usarse bajo los términos de un permiso de trabajo caliente.

TRABAJO SOBRE UN MUELLE O ATRAQUE DE PETROLEO O SOBRE UN PETROLERO EN UN ATRAQUE.

Sistema de "Permiso de Trabajo" Consideraciones Generales

En toda la industria petrolera se usan extensamente los Sistemas de "*Permiso de Trabajo*". El permiso es, esencialmente, un documento que describe el trabajo a ser realizado y las precauciones a ser tomadas al hacerlo y que dispone todos los procedimientos y equipos de seguridad a aplicar.

Normalmente los permisos se deberían usar para trabajo caliente, trabajo eléctrico y trabajo frío emprendidos en áreas de riesgo y peligrosas.

El permiso debería especificar claramente la naturaleza del equipo o área comprometidos, la extensión del trabajo permitida, qué condiciones tienen que observarse y la hora y duración de la validez. Esta, normalmente, no debería exceder las 12 horas. Se deberían hacer, por lo menos, dos copias de permiso, una para el emisor y una para la persona en el lugar del trabajo.

El enfoque del permiso debería incluir una lista de verificación, proveyendo tanto al emisor como al usuario un procedimiento metódico para garantizar que es seguro iniciar el trabajo y para estipular todas las condiciones necesarias. Si no se puede cumplir alguna de las condiciones, el permiso no se debería emitir hasta tanto se haya tomado alguna medida reparadora.

Permisos para Trabajo Caliente

Esta forma de permiso está destinada a asegurar un alto grado de control y supervisión cuando es necesario llevar a cabo trabajo caliente en áreas riesgosas o peligrosas.

Antes de autorizar la emisión de tal permiso, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- El área o el equipo sobre el que se va a trabajar debe estar libre de material inflamable y en una atmósfera no inflamable, así como aislado de fuentes de hidrocarburos por medio de desconexiones, aislamientos o inserciones de bridas ciegas.
- El área de trabajo debe estar libre de cualquier material combustible, tales como trapos embebidos en aceite, maderas, sedimentos, etc.
- Si se usan equipos de soldadura u otros, deben estar adecuadamente puestos a tierra.
- Deberían evaluarse en forma total el grado de riesgo y los lugares potenciales de escape accidental de hidrocarburos en el área.
- Debe estar listo para uso inmediato el equipo de lucha contra incendio.
- Se debe emitir un certificado de libre gas
- Debería establecerse la frecuencia del control de atmósfera y considerarse el posible uso de detectores continuos de gas, portátiles, con alarma.
- Debería haber medios efectivos de contención y extinción de chispas de soldadura y escoria fundida.

- El personal implicado debe ser informado o entrenado adecuadamente.

Las anteriores consideraciones se aplican, en principio, tanto al trabajo a bordo como en tierra, pero antes de permitir trabajo caliente a bordo, quizás tengan que considerarse los riesgos adicionales tales como entrada a espacios confinados.

Permiso de Trabajo en un Atraque de Petroleros

En un atracadero de petroleros, no debería llevarse a cabo ninguna construcción, reparación, mantenimiento, desmontaje ni modificación de medios sin el permiso de la gerencia de la terminal.

Si el petrolero está amarrado al atraque, el representante de la terminal también debería obtener el consentimiento del Capitán.

Permiso para Trabajo a Bordo de un Petrolero

Cuando se está por realizar cualquier reparación o mantenimiento a bordo de un petrolero amarrado al atraque, el Oficial responsable debe informar al representante de la terminal. Debería llegarse a un acuerdo acerca de las precauciones de seguridad a ser tomadas, con la debida consideración a la naturaleza del trabajo.

Uso de herramientas

No debería tener lugar ningún martilleo, picareteado o arenado, ni debería usarse cualquier herramienta de potencia fuera de la sala de caldera, sala de máquina o espacios de alojamiento de un petrolero o sobre un muelle al cual el petrolero está atracado sin un acuerdo entre el representante de la terminal y el Oficial responsable, a menos que se haya emitido un permiso para trabajo.

En todos los casos el representante de la terminal y el Oficial responsable deberían convencerse que el área está libre de gases y que permanecerá así mientras las herramientas estén en uso.

Acceso al Atraque

Se debería controlar el uso de vehículos y equipos, particularmente en zonas de riesgo. Las rutas a y de los lugares de trabajo y áreas de estacionamiento deberían estar claramente indicadas. Se deberían proporcionar barreras temporarias o vallas movibles, donde sea necesario, para impedir el acceso no autorizado.

CAPÍTULO 5

MANIPULEO DE CARGAMENTO Y LASTRE

Este Capítulo describe las precauciones a ser tomadas -y los procedimientos que se deberían observar- en toda ocasión en que se esté manipulando cargamento o lastre, ya sea en terminales o durante la transferencia entre buques.

SUPERVISIÓN Y CONTROL

La responsabilidad de seguras operaciones de manipuleo de cargamento es compartida entre el buque y la terminal, y se la confía mascomunmente al Capitán y al representante responsable de la terminal. Por eso debería acordarse entre ellos la manera en que se reparte esta responsabilidad a fin de asegurar que todos los aspectos de las operaciones estén cubiertos.

Supervisión

A lo largo de toda carga y descarga se deben mantener las siguientes precauciones de seguridad:

- Un Oficial responsable debe estar de guardia -y suficiente tripulación a bordo- para ocuparse de la operación y seguridad del petrolero. Se debe mantener una continua vigilancia de la cubierta del petrolero. Si la sala de control de cargamento de un buque, desde la que se pueden controlar todas las operaciones, no brinda una visión completa de la cubierta de tanques, entonces un miembro competente de la tripulación

del buque debe estar continuamente de guardia sobre la cubierta de tanques.

- Debe estar de servicio un representante experto de la terminal y se deben mantener comunicaciones continuas entre éste y el Oficial responsable.
- La supervisión debería dirigirse a evitar el desarrollo de situaciones riesgosas. Si no obstante surge una situación tal, el personal de control debería contar con medios adecuados disponibles para tomar una acción correctiva. La supervisión por sistemas que incorporan televisión debería usarse únicamente donde los mismos proveen control efectivo sobre las operaciones con cargamento, y no se puede tomar como satisfactoria cuando las operaciones con cargamento están en una fase crítica o durante condiciones climáticas adversas.
- Al comienzo de la carga o descarga, y a cada cambio de guardia o de turno, tanto el Oficial responsable como el representante de la terminal deben confirmar que el sistema de comunicaciones para el control de la carga y de la descarga lo comprenden ellos mismos y el personal de guardia y de servicio.

Verificaciones durante el Manipuleo de Cargamento

Al iniciarse y mientras dura el manipuleo de cargamento, el Oficial responsable debería realizar frecuentes verificaciones para confirmar que el cargamento está entrando -o saliendo- sólo de los tanques de cargamento designados, y que no hay escapes de cargamento dentro de Salas de Bombas o a través de las válvulas de mar y de descarga al mar.

El personal del petrolero y de la terminal debería verificar regularmente las presiones de tuberías y mangueras -o brazo metálico-, además de la cantidad estimada de cargamento cargado o descargado. Cualquier caída en las presiones o cualquier discrepancia importante entre las cantidades estimadas del petrolero y de la terminal, podrían estar indicando pérdidas de tuberías o mangueras -particularmente en las tuberías submarinas- y requerir que se paren las operaciones de cargamento hasta que se hayan realizado las correspondientes investigaciones.

MEDICIONES Y MUESTREOS

Medición y Muestreo de Tanques inertizados.

Los buques provistos con sistemas de Gas Inerte (SGI), para tomar mediciones durante las operaciones de cargamento, tendrán sistemas de sondaje cerrado. Esto no impide la apertura de las bocas o tapas de sondaje -si fuera necesario vigilar el cargamento- con tal que se cumplan los siguientes procedimientos.

Se deben tomar precauciones especiales para la medición y muestreo de cargamento transportado en tanques que estén inertizados. Cuando sea

necesario reducir la presión en cualquier tanque con propósitos de medición y muestreo, tales operaciones deberían llevarse a cabo en el muelle, después del amarre o antes que suba el Práctico²⁷ a bordo, y deberían tenerse en cuenta las siguientes precauciones.

Durante la medición y el muestreo debería mantenerse una presión positiva mínima de gas inerte (GI). El bajo contenido de oxígeno del GI puede causar asfixia rápidamente y por lo tanto debería tenerse cuidado para evitar situarse en la trayectoria del gas venteado durante las mediciones y muestreos. Mientras la presión de GI se encuentra reducida debido a estas operaciones, no debe permitirse ninguna operación con cargamento o lastre.

Debería abrirse sólo un punto de acceso por vez y durante el menor tiempo posible. En los intervalos entre las diferentes etapas de la medición del cargamento (por ejemplo, entre tomar sondajes y temperaturas), el punto de acceso correspondiente debería mantenerse firmemente cerrado.

Después de completar la operación y antes de comenzar la descarga del cargamento, deberían asegurarse todas las aberturas y represurización gas inerte los tanques de cargamento.

Las mediciones y muestreos que requieran que la presión de GI sea reducida y que estén abiertos los puntos de acceso a tanques de cargamento, no deberían efectuarse durante las operaciones de amarre y desamarre o mientras haya remolcadores al costado. Debería tenerse en cuenta que si se abren puntos de acceso mientras el buque está al ancla o amarrado en una rada abierta, cualquier movimiento del buque puede hacer que los tanques respiren. Para minimizar este riesgo en tales circunstancias, debería tenerse el cuidado de mantener suficiente presión positiva dentro del tanque que se está midiendo o muestreando.

Si es necesario sondear los tanques al aproximarse la terminación de la descarga, se puede reducir nuevamente la presión del GI a un nivel operacional seguro mínimo, para permitir sondear a través de bocas de registro o tubos de sonda. Con el fin de evitar el ingreso de aire o una excesiva liberación de gas inerte, es esencial que durante esta operación no se abran aquellos tanques que aún están descargándose.

Los buques equipados con un sistema de sellos de gas pueden medir y muestrear cargamento sin despresurizar el gas inerte. Los sellos de gas, en muchos casos, van acompañados con dispositivos de medición especialmente adaptados, incluyendo sondas sónicas, muestreadores y cintas de temperaturas. Mientras el buque está presurizado, no deberían abrirse las válvulas del sello hasta que se baje la cinta. Debería tenerse cuidado de que no haya retorno de gas.

²⁷ Piloto u hombre de mar, que es contratado para hacer pasar un buque por determinado lugar debido a su gran conocimiento del mismo. Técnico que, por el conocimiento del lugar en que navega, dirige el rumbo de las embarcaciones en la costa o en un puerto.

Las cintas sónicas, cintas de temperatura, etc. se deben usar de acuerdo con las buenas prácticas de seguridad y las instrucciones del fabricante. A estos dispositivos de medición se aplican los requisitos para los equipos eléctricos portátiles.

Cargamentos Conteniendo Sustancias Tóxicas

Cuando se miden y muestrean cargamentos conteniendo sustancias tóxicas, tales como sulfuro de hidrógeno o benceno, en concentraciones suficientes como para ser riesgosas si se inhalan, es necesario tomar precauciones especiales.

Si el cargamento a ser cargado contiene concentraciones riesgosas de sustancias tóxicas, es obligación de la terminal de carga avisar al Oficial responsable, y si el cargamento a ser descargado tiene estas propiedades riesgosas, es obligación del Oficial responsable avisar a la terminal de descarga.

En las cercanías de cada punto de acceso se deben realizar comprobaciones con detectores especiales a fin de asegurar que las concentraciones de sulfuro de hidrógeno no excedan la concentración máxima permisible (TLV - threshold limit value) prescripta. Si el límite es excedido, se deberían usar respiradores apropiados o aparatos de respiración.

Donde sea posible, los cargamentos con una concentración peligrosa de sulfuro de hidrógeno, benceno o cualquier otra sustancia tóxica -y otros cargamentos cargados dentro de tanques de cargamento que no han sido liberados de gas después de haber transportado tales cargamentos- deberían ser "cargados cerrados", con todos los gases venteados a través de los conductos de venteo de los mástiles, columnas o válvulas de alta velocidad.

Antes de desconectar mangueras o brazos metálicos, los mismos se deben drenar adecuadamente y se debe advertir a los operadores de la terminal que se coloquen a barlovento del venteo del tanque de slop del muelle.

Donde no hay sistema de sondaje cerrado pero están instalados los tubos de sondaje, los "vacíos" deberían tomarse por los tubos de sondaje, manteniendo cerradas las bocas de registro y las de sondaje, con venteos por los conductos de venteo de los mástiles, columnas o válvulas de alta velocidad. Los vacíos finales se pueden tomar a través de las bocas de sondaje cuando la carga ha finalizado asegurando, mientras tanto, que la emisión de gas y el tiempo de exposición se mantienen en el mínimo.

OPERACION DE BOMBAS Y VÁLVULAS

Ondas de Presión

En un sistema de tuberías la operación incorrecta de bombas y válvulas puede producir ondas de presión. Estas ondas pueden ser lo suficientemente recias

como para dañar la tubería, las mangueras o los brazos metálicos. Una de las partes más vulnerables del sistema es la conexión del buque a tierra. Las ondas de presión se generan corriente arriba de una válvula que se cierra y se pueden tornar excesivas si la válvula se cierra rápidamente. Hay más probabilidades que sean severas en los lugares donde están involucradas tuberías largas y altos regímenes de caudal.

En los lugares donde existe el riesgo de ondas de presión, entre el petrolero y la terminal se debería cambiar información y llegar a un acuerdo escrito en lo que respecta a control de promedios de caudal, la velocidad de cierre de válvulas y velocidades de bombas. Esto debería incluir el periodo de cierre de válvulas de control remoto y de cierre automático. Estas medidas se deberían incluir en el plan operacional.

Válvulas Mariposa y de Retención

Se tiene conocimiento de cierres imprevistos de válvulas mariposa y válvulas de retención pertenecientes a los sistemas de cargamento de buque y de tierra, cuando el cargamento está fluyendo por ellas a altas velocidades, levantando así grandes ondas de presión que pueden provocar averías en líneas, mangueras o brazos metálicos y hasta daños estructurales a los muelles. Estas fallas se deben, generalmente, a que el disco de dichas válvulas no está completamente paralelo al flujo cuando la válvula se encuentra en la posición 'abierta'. Esto puede crear una fuerza de cierre que puede cortar tanto el eje de la válvula, en el caso de válvulas mariposa, como la chaveta de retenida en el caso de válvulas de retención. Por eso es importante verificar que todas esas válvulas estén totalmente alertas cuando por las mismas está pasando cargamento o lastre.

Operación de Válvulas

Para evitar ondas de presión, las válvulas ubicadas en la punta corriente abajo de un sistema de tubería, como regla general, no se deberían cerrar en contra del flujo del líquido, excepto en una emergencia. Esto debería enfatizarse a todo el personal responsable de operaciones de manipuleo de cargamento, tanto sobre el petrolero como en la terminal.

En general, donde se usan bombas para la transferencia de cargamento, todas las válvulas del sistema de transferencia (tanto en el buque como en tierra) se deberían abrir antes que comience el bombeo, aunque la válvula de descarga de una bomba centrífuga se puede mantener cerrada hasta que la bomba esté en velocidad y después abrirla lentamente. En el caso de buques cargando por gravedad, la última válvula a ser abierta debería ser la de la punta del sistema, en el tanque de tierra.

Las válvulas que controlan flujos líquidos se deberían cerrar lentamente. El tiempo insumido por las válvulas operadas mecánicamente para mover de abierta a cerrada y viceversa, se debería verificar regularmente, a sus temperaturas normales de operación.

Control de Bombeo

Mientras duran todas las operaciones de bombeo, no se debería hacer ningún cambio abrupto en el promedio del flujo.

Las bombas alternativas de cargamento pueden originar una vibración excesiva en los brazos de carga/descarga metálicos, lo que a su vez puede producir pérdidas en acoples y en articulaciones giratorias y hasta daños mecánicos en la estructura portante. Hasta donde sea posible, tales bombas no se deberían usar. De tener que hacerlo, se debe tener cuidado en seleccionar la velocidad o, si se usa más de una bomba, la combinación de velocidades de bombas menos crítica, para obtener un nivel de vibración aceptable. Mientras dure la descarga del cargamento se debería mantener una estrecha vigilancia sobre el nivel de vibración.

Las bombas centrifugas se deberían operar a velocidades que no causen cavitación²⁸. Este efecto puede dañar la bomba y otros equipos que estén sobre el buque o en la terminal.

MANIPULEO DE CARGAMENTOS ACUMULADORES DE ESTÁTICA

Acumulación Estática

La primera consideración es si el petróleo es un acumulador de electricidad estática o no. Los productos negros tienen suficiente conductividad como para impedir una acumulación de electricidad estática. Estos productos se pueden cargar sin tomar precauciones antiestáticas, independientemente de la inflamabilidad del tanque. Tales productos incluyen:

- Petróleos crudos
- Combustibles residuales (fuel oil) Diesel negro (diesel oil) Asfaltos (betunes) (bitumen)

En general, los productos limpios (destilados) son acumuladores de electricidad estática debido a su baja conductividad. Tales productos incluyen:

- Naftas naturales
- Kerosenes
- Alcoholes blancos
- Naftas para motor y para aviación
- Combustibles para motores a reacción
- Gasolinas

²⁸ Formación de burbujas de vapor o de gas en el seno de un líquido, causada por las variaciones que este experimenta en su presión.

- Aceites para calefacción "Gas oil" pesado
- Diesel oil
- Aceites lubricantes

De todos modos, un aceite limpio conteniendo un aditivo antiestático se puede manipular como un producto no acumulador de estática siempre que se sepa que su conductividad es mayor que 100 picoSiemens/metro.

La segunda consideración es la volatilidad del cargamento.

La consideración final es la atmósfera del tanque dentro de que se está cargando el petróleo. Mientras el tanque se mantenga en una condición inerte, no es necesario tener en cuenta ninguna precaución antiestática.

Si el tanque está "desgasificado" se pueden cargar, sin tomar ninguna precaución en contra de la estática, los petróleos no volátiles acumuladores de estática, manipulados a una temperatura inferior a la de su punto de inflamación menos 10°C.

Precauciones Cuando se Cargan Productos Acumuladores de Estática

(a) Durante las etapas iniciales de carga dentro de cada tanque, la velocidad de flujo en su ramal de tubería no debería exceder una velocidad lineal de 1 metro/segundo.

Después de cesar toda salpicadura y turbulencia en la superficie, se puede incrementar el caudal al máximo permitido por el diseño del buque, los sistemas de tubería y bombeo de tierra y compatibilidad con el correcto control de la operación. No obstante, se llama la atención sobre la posible existencia de reglamentaciones nacionales respecto a los caudales.

Para ayudarse a calcular la velocidad volumétrica de carga que corresponde a una velocidad lineal dentro de un ramal de tubería, de 1 metro/segundo, se puede usar la siguiente tabla para relacionar la velocidad volumétrica de flujo con el diámetro de tubería.

Diámetro de tubería mm	Caudal aproximado metros cúbicos/hora
80	16
100	29
150	65
200	116
250	182
305	262
360	320
410	424
460	542
510	676
610	986
710	1350
810	1780

Tabla 7. Caudales correspondientes a 1 m/seg.

Observe que los diámetros dados son diámetro nominales, los que no necesariamente son los mismos que los diámetros interiores reales.

- (b) Durante la carga, y hasta 30 minutos después de finalizada la misma, no se deben introducir ni dejar dentro del tanque equipos metálicos para medición de remanentes, de "vacíos" o de muestreo; ejemplos de estos son cintas de acero manuales para "vacío", aparatos de muestreo metálicos y varillas metálicas de sondaje. Los equipos no conductores que no tengan partes metálicas, en general se pueden usar en cualquier momento. Sin embargo, los cabos usados para bajar equipos dentro de tanques deben estar hechos con fibras naturales y no de polímeros sintéticos.

Asimismo, después de los 30 minutos de periodo de espera, se pueden usar equipos metálicos de medición de remanente, de vacíos y de muestreo, pero es esencial que el mismo este unido (interconectado) y puesto firmemente a tierra a la estructura del buque antes de ser introducido en el interior del tanque, y permanecer a tierra hasta después que haya sido removido. Las operaciones llevadas a cabo a través de tubos de sonda, se permiten en cualquier momento.

Una sonda flotante de nivel, metálica, montada permanentemente no presenta riesgos de electricidad estática siempre que el flotante metálico tenga continuidad eléctrica, a través de la cinta, a la estructura del buque y que las guías de alambre metálicas estén intactas.

- (c) Se sabe que los filtros microporosos, hechos generalmente de papel, de celulosa o de fibra de vidrio, son capaces de generar altos niveles

de carga estática. Si el sistema de tuberías de tierra está equipado con un filtro micro-poroso, la velocidad de carga debería ajustarse para asegurar que transcurran por lo menos 30 segundos entre el momento en que el cargamento deja el filtro y el momento en que entra en cualquier tanque de cargamento.

Descarga a Instalaciones de Tierra

Además de los requerimientos mencionados en los párrafos precedentes, cuando se descargan productos acumuladores de estática dentro de tanques de tierra, el caudal inicial debería estar restringido a 1 metro/segundo, a menos que -o hasta que- la admisión del tanque de tierra esté lo suficientemente cubierta como para limitar la turbulencia.

Para una entrada lateral (entrada horizontal), la admisión se considera adecuadamente cubierta si la distancia entre la parte superior de la admisión y la superficie libre excede los 0,6 metros. Una admisión dirigida hacia abajo se considera suficientemente cubierta si la distancia entre el extremo inferior del tubo y la superficie libre excede 2 veces el diámetro de la admisión. Una admisión dirigida hacia arriba puede requerir una distancia considerablemente mayor para limitar la turbulencia. En los tanques de techo flotante, la baja velocidad de flujo inicial se debería mantener hasta que el techo esté flotando.

Requerimientos para precauciones por electricidad estática cuando se está cargando, descargando, sondando "vacíos", sondando remanentes y muestreando					
Clasificación electroestática	Clasificación Volatilidad	Precauciones estáticas son necesarias o no Atmosfera del tanque			Ejemplos
		Inertizado	Libre de gas	No libre de gas	
No acumulador	No Volátil (punto de inflamación 60°C o superior)	NO	NO	NO	Asfaltos duros (betunes). Diesel. Combustibles residuales.
	Volátil (punto de inflamación debajo de 60°C)	NO	NO	NO	Petróleos crudos. Asfaltos (betunes)
Acumulador	No Volátil (punto de inflamación 60°C o superior).Temperatura del petróleo < P.I -10°C	NO	NO	SÍ	Gas Oil pesados. Diesel.
	No Volátil (punto de inflamación 60°C o superior).Temperatura del petróleo > P.I -10°C	NO	SÍ	SÍ	Combustibles para reacción de alto punto de inflamación. Aceites lubricantes.
	Volátil (punto de inflamación debajo de 60°C)	NO	SÍ	SÍ	Kerosenos. Aceites de calefacción. Combustible p/reacción. Gasolina. Alcoholes blancos. Nafta p/motores y p/aviación. Naftas naturales.

Tabla 8. Requerimientos para precauciones por electricidad estática cuando se está cargando, descargando, sondando "vacíos", sondando remanentes y muestreando

DESLASTRE

El deslastre a tanques de tierra se debe iniciar únicamente con el acuerdo de la terminal, y después que ésta haya señalado que el sistema de tierra está listo para recibir el lastre.

El lastre se debe descargar de forma tal que se evite que el casco del buque esté sujeto a esfuerzos excesivos.

Los buques dotados con un sistema de Gas Inerte deben reemplazar el lastre descargado de tanques de cargamento con gas inerte, de forma de mantener el contenido de oxígeno de la atmósfera del tanque a no más del 8% por volumen.

El lastre transportado en tanques segregados se puede retener a bordo con el fin de limitar el francobordo²⁹, si esto es necesario debido a condiciones meteorológicas, o para permanecer dentro de las restricciones de los límites de los brazos de cargamento metálicos de la terminal, o de la planchada de tierra. Se debe tener cuidado, sin embargo, de no exceder el máximo calado para el muelle, y de incluir los pesos del lastre en los cálculos de esfuerzos del casco.

CARGA DE CARGAMENTO

Cargar Cerrado

Cargar cerrado significa cargar con las bocas de sondaje y de registro cerradas. A menos que el diseño del buque lo dicte de otra forma, el cargamento se debe cargar con las bocas de sondaje y de registro seguramente cerradas. El gas desplazado se debería ventear a la atmósfera por los tubos de venteo o a través de válvulas de alta - o constante- velocidad; cualquiera de estas formas asegurará que los gases dejen libre la cubierta de cargamento. Si los tubos de venteo están dotados de dispositivos para impedir el pasaje de llamas, éstos se deben examinar antes de cada carga para confirmar que estén en su lugar, limpios y en buenas condiciones, sin resquicios en el dispositivo o en sus alrededores.

Iniciación de Carga Atracados a una Terminal

Cuando estén abiertas todas las válvulas necesarias en el sistema de carga de la terminal y del petrolero, y el buque ha dado noticia de su alistamiento, se puede comenzar a cargar. Siempre que sea posible, el flujo inicial debería ser por gravedad, no siendo arrancadas las bombas de tierra hasta que el sistema haya sido comprobado y que el buque avise que está recibiendo cargamento en el tanque correcto. Una vez puestas las bombas, las conexiones buque/tierra se deben controlar por estanqueidad hasta que el régimen de flujo o la presión acordados, se hayan alcanzado.

²⁹ Distancia medida verticalmente desde la línea de flotación, hasta la cubierta. De su valor dependen la seguridad y la comodidad interior de la embarcación.

Iniciación de Carga en atraques de Boyas

Antes de comenzar a cargar en un atraques de mar, el buque debería confirmar su plena comprensión del sistema de comunicaciones que se usará para controlar la operación. Se debería preparar un sistema de comunicaciones secundario, listo para ser puesto en inmediata acción en caso de falla del sistema primario.

Luego de una baja velocidad inicial de carga para verificar el sistema, el caudal se puede levantar al máximo acordado. Se debería observar una estrecha vigilancia de la superficie del mar, en los alrededores de la zona del manifold, de forma que se puedan detectar las pérdidas. Durante la oscuridad, donde resulte seguro y practicable, se debería dirigir una luz brillante hacia el agua, en proximidades de las mangueras.

Iniciación de Carga a través de una Línea de Popa

Antes de comenzar a cargar a través de una línea de carga de popa, el área peligrosa que se extiende no menos de 3 metros desde la válvula del manifold se debería marcar claramente y no se debería permitir el ingreso a la misma de ninguna persona no autorizada mientras dure la operación de carga. Se debe mantener una estrecha vigilancia por cualquier pérdida y se deben mantener herméticamente cerradas todas las puertas provenientes de los alojamientos, particularmente los de la cocina. En la proximidad del manifold de carga de popa se debe disponer y alistar el equipo de lucha contra incendio.

Iniciación de Carga a Través de una Línea de Proa

Los buques comprometidos en cargar por proa, necesariamente estarán diseñados para uso en terminales especiales (normalmente atraques de punto único, monoboyas), para las cuales se especificarán procedimientos detallados operativos y de seguridad.

En general, sin embargo, deberían realizarse las siguientes comprobaciones antes de cargar:

- Debería inspeccionarse el sistema de amarre por la seguridad de la conexión y para asegurar que cualquier desgaste está dentro de los límites operacionales aceptables.
- Debería inspeccionarse cuidadosamente la conexión de la manguera de cargamento por su correcta alineación y seguridad de acoplamiento. Donde fuera posible, debería realizarse una prueba con presión de agua del sistema de acople.
- Debería ser operacional cualquier sistema de largada de emergencia, provisto para el amarraje y la conexión de cargamento. Antes de amarrar, se deberían realizar pruebas de estos sistemas.

- Deberían activarse y comprobarse los sistemas de control de esfuerzo de amarras.
- Deberían probarse todos los medios de comunicación primarios y secundarios con la terminal de carga, incluyendo cualquier sistema de control telemétrico.
- Se debería mantener una guardia continua, por un miembro de la tripulación, sobre la proa a lo largo de toda la carga. Durante la oscuridad, la iluminación sobre y alrededor de la proa del buque debería permitir una efectiva vigilancia visual sobre el punto de amarre, sistema de amarre, conexiones de manguera de cargamento, mangueras de carga y el área de agua alrededor de la proa.

Cargando Cargamentos de Muy Alta Presión de Vapor

Cuando se espera que la presión de vapor verdadera (TVP) del cargamento exceda lo siguiente, se debería prestar consideración a la necesidad de tomar precauciones especiales durante la carga.

- Para cargamentos tipo nafta natural (por ej.: con enriquecimiento de pentano); 0,75 bar (10,8 libras/pulgada cuadrada absoluta).
- Para petróleos crudos, con gas agregado o sin él: 1,0 bar (14,5 libras/pulgada cuadrada absoluta).
- Para algunos cargamentos intermedios (por ejemplo condensados de inflamación estabilizada, algunos productos de 1^{er} corte de la torre fraccionadora, y petróleos crudos con contenidos de metano y etano anormalmente bajos), los límites de la TVP pueden estar situados entre estos dos valores.

Cuando se conocen la temperatura del cargamento, las condiciones de estabilización del petróleo crudo y las presiones de vapor Reid, se pueden calcular las presiones de vapor verdadero y controlarlas según el criterio expuesto arriba. La información necesaria la debería suministrar la terminal.

Las precauciones que se deberían aplicar pueden incluir:

- Permitir sólo métodos de carga "cerrada".
- Evitar cargar cuando la velocidad del viento es inferior a 5 nudos.
- El uso de muy bajas velocidades iniciales de flujo, dentro de los tanques.
- El uso de muy bajas velocidades de rellenado.
- Evitar un vacío parcial en la línea de carga.

- Evitar cargar hidrocarburo caliente, que haya estado en reposo en líneas de tierra expuestas al sol; si esto es inevitable, cargar este hidrocarburo en tanques que venteen bien libres de la superestructura (por ej., tanques de más a proa).

Cargando Productos Calentados

A menos que el buque esté especialmente diseñado para transportar cargamentos muy calientes (por ej., un buque diseñado para el transporte de betunes), el cargamento calentado a una alta temperatura puede dañar la estructura de un petrolero, los revestimientos protectores y equipos tales como válvulas, bombas y empaquetaduras.

Algunas sociedades de clasificación tienen reglas respecto de la temperatura máxima a la cual un cargamento se puede cargar, y los Capitanes deberían consultar con sus armadores siempre que el cargamento a ser cargado tenga una temperatura que supere los 60°C.

Las siguientes precauciones pueden ayudar a mitigar los efectos de cargar un cargamento caliente:

- Esparcir el cargamento por todo el buque lo más uniformemente posible, con el fin de disipar el calor excedente, y evitar esfuerzos debidos a la concentración del calor.
- Ajustar el caudal de carga, en un intento de lograr una temperatura más razonable.
- Tener mucho cuidado de asegurar que, antes de recibir cualquier cargamento que tenga una temperatura superior al punto de ebullición del agua, los tanques y las tuberías estén completamente libres de agua.

Cargamento desde Arriba (Cargando desde la Cubierta)

Puede haber reglamentaciones portuarias o de terminales específicas relacionadas con cargar desde arriba.

Nunca debe cargarse o transferirse desde arriba, dentro de un tanque no desgasificado, petróleo volátil o petróleo no volátil que tenga una temperatura más alta que la de su punto de inflamación menos 10°C.

El petróleo no volátil que tenga una temperatura inferior a la de su punto de inflamación menos 10°C, se puede cargar desde arriba en las siguientes circunstancias:

- Si el tanque afectado está libre de gas y siempre que no se pueda producir ninguna contaminación por petróleo volátil.
- Si entre el Capitán y el representante de la terminal se llega a un acuerdo previo.

El extremo libre de la manguera se debería amarrar dentro del tambucho³⁰ del tanque para impedir movimiento.

Dentro de un tanque que contenga una mezcla de gas inflamable no se deben cargar o transferir lastre o slops.

DESCARGA DE CARGAMENTO

Presurización de Tanques de Cargamento

Cuando un petróleo de alta presión de vapor (por ejemplo nafta natural o algunos petróleos crudos) alcanza dentro de los tanques un bajo nivel, la columna del líquido es, a veces insuficiente para mantener cebadas las bombas de cargamento. Si en el petrolero hay un SGI instalado, este sistema se puede usar para presurizar los tanques de cargamento, a fin de mejorar el rendimiento de las bombas.

Lavado con Petróleo Crudo

Si el buque necesita lavar con petróleo crudo todos o algunos de sus tanques durante la descarga, el Oficial responsable debería incorporar un plan de lavado con petróleo crudo en el plan de descarga requerido.

Comienzo de Descarga Amarrados al Costado de una Terminal

Antes de abrir las válvulas del manifold del petrolero deben estar completamente abiertas las válvulas de tierra hacia los tanques receptores. Si hay una posibilidad de que, debido a la elevación de los tanques de tierra por sobre el nivel del manifold del buque, pudiera existir presión en la línea de tierra y ésta no está equipada con una válvula de retención, se debe informar al buque y las válvulas del manifold del petrolero no se deberían abrir hasta que, por medio de las bombas, se haya desarrollado una adecuada presión.

La descarga debería arrancar a una baja velocidad e incrementarse solamente hasta la velocidad acordada una vez que ambas partes se han confirmado el flujo de petróleo hacia y desde los tanques designados.

Comienzo de Descarga en una Terminal de Mar

Antes de comenzar la descarga en una terminal de mar, deberían comprobarse y comprenderse enteramente las comunicaciones entre buque y tierra. El buque no debe abrir sus válvulas de manifold o arrancar sus bombas hasta que haya sido recibida una clara señal de tierra indicando que la terminal está lista.

La descarga se debe iniciar lentamente hasta que se haya revisado el sistema y luego levantar gradualmente al máximo régimen de flujo o presión acordado. Sobre el mar se debería mantener una estrecha vigilancia, en proximidades de

³⁰ Escotilla protegida que da acceso a las habitaciones de la tripulación.

las mangueras, para detectar pérdidas. Durante la oscuridad, se debería dirigir una luz brillante donde sea seguro y practicable, hacia el agua en proximidades de las mangueras.

Comienzo de la Descarga a Través de una línea de Descarga a Popa

Antes de comenzar la descarga a través de una línea de descarga de popa, se debería marcar claramente el área peligrosa que se extiende no menos de 3 metros de la válvula del manifold y no se debería permitir la permanencia de ninguna persona no autorizada dentro de esta área durante toda la operación de descarga. Se debe mantener una estrecha vigilancia por cualquier pérdida y se deben mantener herméticamente cerradas todas las puertas provenientes de los alojamientos, particularmente las de la cocina. En las proximidades del manifold de descarga de popa se debe disponer y estar listo para su uso el equipo de lucha contra incendio.

Reachique y Drenaje de los Tanques de Cargamento

Si durante las operaciones de descarga se utiliza un tanque de slop u otro tanque para recibir el drenaje de los tanques que se están reachicando, el personal debería prestar atención respecto a que se está reduciendo el vacío de los tanques que están recibiendo el drenaje. En casos como estos, se debería tener mucho cuidado para evitar rebalses y tomar las precauciones adecuadas sobre la emisión de gases de hidrocarburos.

Manipuleo Simultáneo de Carga y Lastre

Cuando se lastran tanques de cargamento simultáneamente con las operaciones de descarga, se deberían tomar las precauciones adecuadas respecto a los gases de hidrocarburos emitidos desde los tanques que se están lastrando.

DESCOMPOSTURA DEL SISTEMA DE GAS INERTE (IGS) DURANTE LA DESCARGA

En caso de falla del IGS para suministrar la calidad y cantidad requerida de GI o para mantener una presión positiva en los tanques de cargamento y de slop, se debe tomar acción inmediata a fin de impedir que se arrastre un fuego al interior de los tanques.

Se debe parar toda descarga de cargamento y/o de lastre, cerrar la válvula aislante de GI de cubierta, abrir la válvula de venteo entre ésta y la válvula reguladora de presión de gas (si está instalada), y tomarse inmediata acción para reparar el IGS.

Se les recuerda a los Capitanes que las reglamentaciones nacionales y locales pueden exigir que la falla de un IGS se informe a la autoridad portuaria, al operador de la terminal y a las autoridades del puerto de registro y de bandera del buque.

En los tanques de cargamento puede haber depósitos pirofóricos de sulfuro de hierro, formados cuando el gas sulfuro de hidrógeno reacciona con superficies oxidadas, en ausencia de oxígeno; y estos depósitos se pueden calentar hasta la incandescencia cuando entran en contacto con el aire. Por eso, en el caso de petroleros afectados al transporte de petróleo crudo, antes de reanudar la descarga de cargamento o de lastre, se debe reparar y volver a arrancar el IGS.

En el caso de petroleros destinados al transporte de productos refinados, no se pueden formar pirofóricos. En consecuencia, si se considera totalmente impracticable la reparación del IGS, se puede reanudar la descarga, con el acuerdo escrito de todas las partes interesadas, con tal que se provea una fuente externa de GI, o se tomen las siguientes precauciones:

Que estén en su lugar y revisados para asegurar que se encuentran en condición satisfactoria, los dispositivos para impedir el pasaje de llamas o arrestallamas (según resulte adecuado).

Que estén abiertas las válvulas de los venteos de los palos.

Que no se permita ninguna caída libre de agua o de slops.

Que no se introduzca en el tanque ningún equipo de medición de remanente, de vadio, de muestreo o de otro tipo a menos que resulte esencial para la seguridad de la operación. Si es necesario introducir tales equipos en el tanque, sólo se debería hacer después que hayan transcurrido por lo menos 30 minutos desde el cese de la inyección de GI. Todo componente metálico de cualquier equipo a ser introducido al tanque debería ponerse seguramente a tierra. Esta restricción se debería aplicar hasta tanto haya transcurrido un período de 5 horas desde el cese de la inyección de GI.

DESPEJO DE TUBERIA Y MANGUERAS DESPUÉS DEL MANIPULEO DE CARGAMENTO

El procedimiento para despejar las tuberías y mangueras o brazos entre la válvula de control de tierra y el manifold del buque dependerá de las facilidades de tierra disponibles y si éstas incluyen un tanque de slop u otra recepción. La altura relativa entre los manifolds del buque y de tierra puede influir sobre los procedimientos.

Al terminar de cargar, se deberían drenar las líneas de cargamento de cubierta del buque dentro de tanques de cargamento apropiados o recurrir a otros recursos para asegurar que la expansión térmica de los contenidos de las líneas no puedan causar pérdidas o distorsión. Algunas terminales exigen al buque desplazar las mangueras -y tal vez también las tuberías de tierra- con agua a la finalización de la carga.

Generalmente dentro de los tanques del buque se vacía alguna porción del sistema de tuberías entre la válvula de control de tierra y el manifold del buque. En los tanques finales se debe dejar vacío suficiente para aceptar los drenajes

de mangueras o brazos. Las mangueras o brazos usados para cargamentos del tipo no volátiles, altamente viscosos, pueden tener que ser sopladados con aire para su despejo; la turbulencia causada por el soplido de aire es un factor adicional a tener en cuenta cuando se juzgue si se ha descontado suficiente vacío.

El uso de aire para despejar mangueras o brazos puede crear una carga estática por lo que no se debe usar después de cargar o descargar cargamentos volátiles, o cuando pueden estar presentes gases inflamables de un cargamento previo.

Antes de desconectar las mangueras o los brazos, se deberían abrir los grifos de drenaje del manifold del buque dentro de bandejas de drenaje fijas o portátiles, teniendo abiertas las válvulas de venteo de las líneas de tierra.

Después de ser desconectados, los manifolds y brazos o mangueras de cargamento se deberían tapar seguramente. Los contenidos de las bandejas portátiles, de goteo se deberían vaciar dentro de un tanque de slop u otra recepción.

TRANSFERENCIA ENTRE BARCOS

Transferencias de Buque a Buque

En transferencias de buque a buque, ambos petroleros deberían cumplir enteramente con las precauciones de seguridad exigidas para operaciones normales de cargamento. Si sobre uno u otro barco no se están observando las precauciones de seguridad, no se deben iniciar las operaciones o, si están en marcha, se deben parar.

Transferencias de Buque a Barcaza

En transferencias de petróleo buque tanque/barcaza, sólo se deberían usar barcazas autorizadas y adecuadamente equipadas. Si las precauciones de seguridad no se están observando ya sea sobre la barcaza o sobre el petrolero, no se deben iniciar las operaciones o, si están en marcha, se deben parar.

La velocidad de bombeo del buque a la barcaza se debe controlar de acuerdo al tamaño y naturaleza de la barcaza receptora. Se deben establecer y mantener procedimientos de comunicaciones bien entendidos, particularmente cuando el francobordo del buque es alto en relación al de la chata.

Si hay una gran diferencia en francobordo entre el buque y la barcaza, a la finalización de la transferencia, la tripulación de la barcaza debe prever la tolerancia para los contenidos de la manguera.

Se deberían tomar medidas para largar la barcaza en una emergencia, teniendo en cuenta otros buques o propiedades en las cercanías. Si un petrolero está al ancla, puede resultar apropiado correr la barcaza a popa hasta quedar libre del petrolero, donde puede permanecer asegurada para esperar

por asistencia. Las barcazas deberían ser abiertas del costado del buque tan pronto como sea posible, luego de haber completado la carga o descarga de petróleo volátil.

LASTRADO

La operación de lastrado se debería discutir y acordar por escrito, entre el buque y representantes de la terminal. Al redactar este acuerdo, se debería tener en cuenta lo siguiente: El Oficial responsable debe calcular los esfuerzos del casco, impuestos por los pesos del lastre, para asegurar que los mismos no excedan los límites permitidos.

Durante el lastrado de tanques de cargamento que no han sido desgasificados, es expelido gas que puede estar dentro del rango inflamable al mezclarse con aire.

Este gas se debería ventear, en consecuencia, a través de las líneas de venteo adecuadas, como durante la carga.

El lastre no se debe cargar desde la cubierta, dentro de tanques que no estén desgasificados.

Antes de realizar el manipuleo simultáneo de cargamento y lastre, éste último que no sea lastre segregado, se debe obtener la conformidad del representante de la terminal.

Secuencia de Operaciones de Válvulas

Cuando se carga lastre dentro de tanques no desgasificados o no inertizados, se deberían adoptar los siguientes procedimientos:

Las válvulas del tanque deberían ser las primeras válvulas en abrirse.

Se debería restringir el flujo inicial de lastre de forma que la velocidad de entrada sea menor de 1 metro/segundo, hasta que estén tapados los longitudinales o, si no hay longitudinales, hasta que el nivel del lastre en los tanques sea de 1,5 metro mínimo.

Estas precauciones son necesarias para evitar un efecto 'geiser' que puede conducir a la formación de una carga electrostática en una niebla o nube de rocío, próxima al punto donde el lastre entra al tanque. Cuando existe una carga suficiente, no se puede excluir la posibilidad de una descarga y encendido.

CAPÍTULO 6

SISTEMAS DE GAS INERTE FIJOS

Este Capítulo describe, en términos generales, la operación de un Sistema de Gas Inerte (SGI) fijo, con el fin de mantener una segura atmósfera de tanques. Informa, asimismo, respecto de las precauciones a tomarse para evitar riesgos a la salud.

El gas de hidrocarburo encontrado normalmente en petroleros no puede quemarse en una atmósfera que contenga menos de aproximadamente el 11% de oxígeno por volumen. Por consiguiente, una forma de proporcionar protección contra fuego o explosión en el espacio de gas de los tanques de cargamento, es mantener el nivel de oxígeno por debajo de esa cifra. Esto generalmente se logra usando una disposición de tuberías fijas, para soplar GI dentro de cada tanque de cargamento, con el fin de reducir el contenido de aire y, por lo tanto, el contenido de oxígeno y volver no inflamable a la atmósfera del tanque.

Esto se puede explicar observando la figura adjunta, que muestra la relación existente entre el gas de hidrocarburo y el oxígeno, en una mezcla de gas de hidrocarburo/aire.

Los límites inflamables varían para los diferentes gases de hidrocarburos puros y para las mezclas derivadas de diferentes productos líquidos. Para propósitos prácticos, se acepta que los límites inflamables inferior y superior (LFL y UFL) de gases de petróleo crudo, son el 1% y el 10% por volumen, respectivamente.

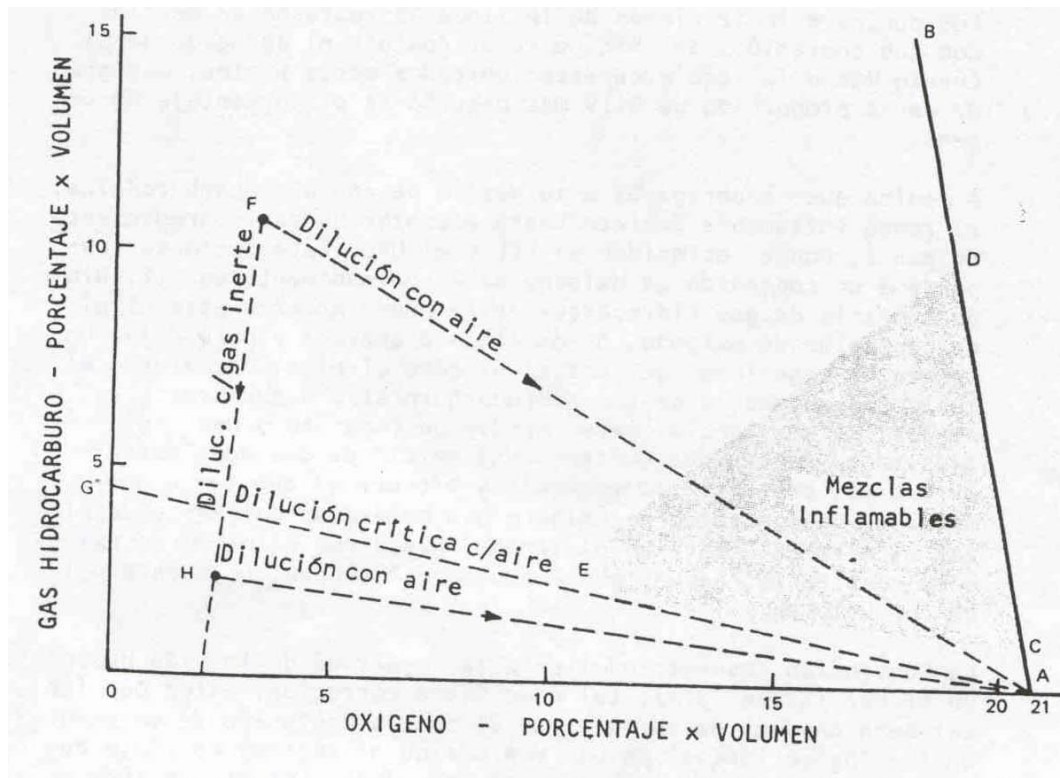


Figura 31. Cualquier punto sobre el diagrama representa mezclas de gas hidrocárburo, aire y GI, especificados en términos de contenidos de gas hidrocárburo y de oxígeno.

La Convención Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (SOLAS 1974), tal como fuera corregida, exige que los SGI sean capaces de suministrar GI con un contenido de oxígeno en la línea principal de GI, y a cualquier régimen de flujo requerido, de no más del 5% por volumen; y de mantener en todo momento, excepto cuando sea necesario que el tanque esté libre de gas, una presión positiva en los tanques de cargamento, con una atmósfera que tenga un contenido de oxígeno de no más del 8% por volumen. A los sistemas existentes sólo se les exige ser capaces de producir GI con un contenido de oxígeno que no exceda normalmente del 5% por volumen; y de mantener el tanque inertizado en todo momento, excepto cuando sea necesario que el mismo esté libre de gas.

FUENTES

Las posibles fuentes de GI en petroleros y buques destinados al transporte de carga seca y/o petróleo son:

- Gases de combustión de las calderas principal(es) o auxiliar(es) del buque.
- Un generador de GI independiente.
- Una turbina de gas equipada con un post quemador.

CALIDAD

En un tanque se alcanzará más fácilmente un nivel final de oxígeno del 8% o menos si el contenido de oxígeno del GI, en la línea principal de GI, es considerablemente menor del 8%. Idealmente, el GI no debería contener oxígeno, pero esto no es posible lograrlo en la práctica.

Cuando se usan los gases de combustión de una caldera principal o de una auxiliar, generalmente se puede obtener un nivel de oxígeno de menos del 5%, dependiendo esto de la calidad del control de combustión y de la carga de la caldera.

Cuando un buque está equipado con un generador de GI independiente, o con una planta de turbina de gas con post quemador, el contenido de oxígeno se puede controlar automáticamente dentro de límites más ajustados, generalmente dentro del rango de 1,5% a 2,5% por volumen y normalmente no excediendo del 5%.

Cualquiera que sea la fuente, el gas debe enfriarse y lavarse con agua para suprimir el hollín y los ácidos de azufre, antes de ser suministrado a los tanques de cargamento.

MÉTODO DE REEMPLAZO DE ATMÓSFERAS DE TANQUES

Si toda la atmósfera del tanque se pudiera reemplazar por un volumen igual de GI, la atmósfera del tanque resultante tendría el mismo nivel de oxígeno que el GI entrante. En la práctica éste no es el caso sino que dentro del tanque debe introducirse un volumen de GI igual a varios volúmenes de tanque antes que se pueda lograr el resultado deseado.

La dilución tiene lugar cuando el GI entrante se mezcla con la atmósfera original del tanque, para formar una mezcla homogénea a través de todo el tanque, de forma que a medida que el proceso continúa, la concentración del gas original decrezca progresivamente. Es importante que el GI entrante tenga la suficiente velocidad de entrada como para penetrar hasta el fondo del tanque. Para asegurar esto, debe establecerse un límite respecto del número de tanques que se pueden inertizar simultáneamente.

El desplazamiento se apoya en el hecho que el GI es ligeramente más liviano que el gas hidrocarburo, de forma que mientras entra el GI por el cielo del tanque, el gas hidrocarburo que es más pesado escapa por el fondo a través de una tubería adecuada. Cuando se usa este método, es importante que el GI tenga una muy baja velocidad de entrada para permitir que se desarrolle entre el gas entrante y el gas saliente, una superficie de contacto (interfaz) horizontal estable, si bien en la práctica se produce inevitablemente alguna dilución

debida a la turbulencia causada por el flujo del GI. Este sistema, en general, permite inertizar o purgar varios tanques simultáneamente.

CONTROL DE ATMÓSFERA DE TANQUE DE CARGAMENTO

Los tanques deberían conservarse en condición de inerte en todo momento, excepto cuando sea necesario que estén libre de gas para inspección o trabajo. Por ejemplo, el contenido de oxígeno no debería exceder del 8% por volumen y la atmósfera debería mantenerse con una presión positiva.

Cuando un buque antes del arribo a un puerto de carga esté en una condición libre de gas, los tanques se deben inertizar antes de cargar.

Con el fin de mantener a los tanques de cargamento en una condición no inflamable, la planta de GI será necesaria para:

- Inertizar los tanques de cargamento vacíos.
- Operar durante la descarga de cargamento, el deslastre, el lavado con petróleo crudo y la limpieza de tanques.
- Purgar los tanques antes de la desgasificación.
- Levantar la presión en los tanques de cargamento, cuando sea necesario, durante otras etapas del viaje.

APLICACIÓN A OPERACIONES DE TANQUES DE CARGAMENTO

Inertizado de Tanques Vacíos

Cuando se inertizan tanques vacíos que están libres de gas, por ejemplo luego de una estancia en dique seco, o para una entrada a tanque, el GI debería introducirse a través del sistema de distribución mientras se ventea el aire del tanque a la atmósfera.

Esta operación debería continuar hasta que el contenido de oxígeno, de un extremo al otro del tanque, sea de no más del 8% por volumen. Después de eso el nivel de oxígeno no aumentará si se mantiene una presión positiva usando el SGI para introducir, cuando sea necesario, GI adicional.

Carga de Productos o Lastre Dentro de los Tanques que Están en Condición Inerte

Cuando se cargan productos o lastre, se debería parar la planta de GI y ventear los tanques a través del sistema de venteo adecuado. A la finalización de la carga o del lastrado, y cuando se hayan completado todos los sondajes, se deberían cerrar los tanques y reiniciar y represurizar el SGI. Luego se debería parar el sistema y asegurar todas las válvulas aisladoras de seguridad.

Operaciones Simultáneas de Cargamento/Lastre

En el caso de operaciones simultáneas de carga y descarga involucrando cargamento o lastre, el venteado a la atmósfera se puede minimizar o posiblemente evitar por completo, interconectando los tanques interesados a través de la tubería principal de GI. Dependiendo de las velocidades de bombeo relativas, la presión en los tanques se puede incrementar, o desarrollarse un vacío por lo que puede ser necesario ajustar el flujo de GI en conformidad para mantener las presiones de los tanques dentro de los límites normales.

En los casos en que la velocidad de llenado exceda la velocidad de descarga, puede ser necesario parar o derivar por completo la entrega de GI al sistema de distribución a tanques.

Descarga de Cargamento o Lastre

El suministro de GI se debe mantener a través de la totalidad de las operaciones de cargamento o lastre para impedir la entrada de aire a los tanques. Si al arribo a puerto se tiene que despresurizar el GI para medir o muestrear el cargamento, puede ser dificultoso, a causa de la baja carga de la caldera, represurizar con GI con un contenido de oxígeno lo suficientemente bajo. En este caso puede ser necesario crear una carga en la caldera, usando las bombas principales de cargamento para recircularlo por las tuberías del buque, hasta tanto la calidad del GI sea satisfactoria. Es necesario poner gran cuidado en asegurar que las disposiciones de bombeo elegidas para recircular el cargamento no den origen a un derrame.

Si la planta de GI falla durante la descarga, se perderá rápidamente la presión positiva en el sistema. Se debería parar de inmediato la descarga para evitar que los tanques queden bajo vacío.

Los buques tanque que transportan crudo no deberían reanudar la descarga hasta que se restablezca la operación de la planta de GI o se provea una fuente alternativa de GI.

En el caso de petroleros destinados al transporte de productos refinados, la descarga no se debería reanudar hasta tanto todas las partes interesadas lo hayan acordado por escrito y se hayan tomado las precauciones necesarias. Si entonces se decide continuar la descarga sin proveer GI, el aire será atraído al interior de los tanques y se reducirá la protección íntegra proporcionada por el GI, o se perderá.

Precauciones por Electricidad Estática

En operaciones normales, la presencia de GI impide la existencia de mezclas inflamables de gas dentro de los tanques de cargamento. No obstante, pueden surgir riesgos debidos a la electricidad estática, principalmente en el caso de

una falla del SGI. Para evitar esos riesgos, se recomiendan los siguientes procedimientos:

- Si la planta de GI falla durante la descarga, se debería suspender las operaciones; si ha entrado aire al tanque, no se debería introducir en su interior ningún equipo de medición, de muestreo o de otro tipo hasta que hayan transcurrido por lo menos 30 minutos desde que cesara la inyección de GI. Después de transcurrido este período se puede introducir equipo siempre que todos los componentes metálicos estén seguramente puestos a tierra. Estas restricciones se deberían aplicar hasta que haya transcurrido un período de cinco horas desde que cesara la inyección de GI.
- Durante cualquier reinertización necesaria de un tanque, como consecuencia de una falla y reparación del SGI, o durante la inertización inicial de un tanque no libre de gas, no se debería introducir ningún equipo de medición, muestreo o de otro tipo. hasta que se haya establecido que el tanque está en una condición inerte. Esto se debería hacer controlando el gas venteado del tanque que se esté inertizando. No obstante, si para este propósito fuera necesario introducir dentro del tanque un sistema de muestreo de gas, deberían transcurrir por lo menos 30 minutos después de la parada de la inyección de GI antes de introducir el sistema de muestreo.

Preparación para Entrada a Tanque

Para asegurar la dilución de los componentes tóxicos de gases de combustión hasta debajo de su concentración máxima permisible (TLV), la desgasificación debería continuar hasta que las pruebas, realizadas con un analizador de oxígeno, muestren una lectura constante de oxígeno del 21% por volumen y las pruebas realizadas con un indicador de gas muestren no más del 1% del LFL.

Si se sospecha la presencia de un gas tóxico, tal como benceno o sulfuro de hidrógeno, la desgasificación debería continuar hasta que las pruebas indiquen que su concentración está por debajo de su concentración máxima permisible (TLV).

Durante todo el período que haya hombres trabajando en un tanque, se debería mantener una ventilación positiva de aire fresco y se deberían hacer pruebas frecuentes por el contenido de oxígeno y gas de hidrocarburo en la atmósfera del tanque.

Cuando otros tanques en una condición inerte son adyacentes, o están interconectados (por ej., por una tubería) al tanque al cual se está entrando, el personal debería estar alerta a la posibilidad de filtraciones de GI hacia el interior del tanque libre de gas, a través de por ejemplo, rajaduras de mamparo o válvulas defectuosas. Manteniendo una presión pequeña pero positiva de GI, se puede disminuir el riesgo de que esto ocurra.

CAPÍTULO 7

LIMPIEZA DE TANQUES Y DESGASIFICACIÓN

Este Capítulo trata los procedimientos para limpieza y desgasificación de tanques de cargamento y otros espacios encerrados, después de la descarga de petróleo volátil o de petróleo no volátil transportado en un tanque no desgasificado, o cuando hay una posibilidad de que entre gas inflamable al tanque o espacio. Están expuestas las precauciones de seguridad a ser tenidas en cuenta, incluyendo las relacionadas con el lavado con petróleo crudo de tanques de cargamento.

SUPERVISIÓN Y PREPARACIONES

Preparaciones

Se debería notificar a todo el personal de a bordo que está por comenzar la limpieza de tanques o desgasificación. Si hay embarcaciones al costado del petrolero, se debería notificar a su personal y debería verificarse que cumplen con todas las medidas de seguridad apropiadas.

Desgasificación y Limpieza de Tanques Simultáneos con el Manipuleo de Cargamento

Como regla general, la limpieza de tanques y desgasificación no se deberían realizar simultáneamente con el manipuleo de cargamento. Si por alguna razón esto fuera necesario, debería haber una estrecha consulta, y llegarse a un acuerdo, tanto por parte de la terminal como de la autoridad portuaria.

El lavado con petróleo crudo y la descarga de cargamento se pueden realizar concurrentemente, pero debería avisarse al representante de la terminal.

Equipo de Medición de Gas

Dependiendo del tipo de atmósfera a ser medida, deberían estar disponibles por lo menos dos de cada uno de los siguientes instrumentos portátiles:

Con una atmósfera de tanque demasiado pobre

- Indicador de gas inflamable, capaz de medir gas al límite inflamable inferior (LFL), y con la escala graduada como un porcentaje de ese límite.

Con una atmósfera de tanque inerte.

- Indicador de gas, capaz de medir volumen porcentual de gas hidrocarburo en una atmósfera inerte.
- Analizador de oxígeno

Con una atmósfera de tanque demasiado rica.

- Indicador de gas, capaz de medir concentraciones de gas de hidrocarburo superiores al 15% por volumen de aire.

Con el objeto de estar en condiciones de comprobar la efectividad de la "liberación de gas para entrada a tanque", deberían suministrarse los siguientes instrumentos:

- Un indicador de gas inflamable, capaz de medir gas al límite inflamable inferior (LFL), y con la escala graduada como un porcentaje de este límite.
- Un analizador de oxígeno.
- Un instrumento capaz de medir concentraciones de gases tóxicos en el rango de toxicidad humana y calibrado en partes por millón.

Las líneas de muestreo de atmósferas de tanques deberían ser, en todos los aspectos, adecuadas para los gases presentes e inatacables por los mismos, y deberían ser resistentes a los efectos del agua caliente de lavado.

LAVADO Y LIMPIEZA DE TANQUES DE CARGAMENTO

Atmósferas de Lavado de Tanques

El lavado de tanques se puede llevar a cabo en cualquiera de las siguientes atmósferas:

INERTE: Una atmósfera hecha incapaz de quemarse, por la introducción de GI y la resultante reducción del contenido total de oxígeno. El contenido de oxígeno de la atmósfera del tanque no debería exceder del 8% por volumen.

DEMASIADO POBRE: Una atmósfera hecha incapaz de quemarse, por la deliberada reducción del contenido de hidrocarburos a por debajo del límite inflamable inferior (LFL).

NO CONTROLADA: Una atmósfera que no es controlada y que puede así estar por encima, por de bajo o dentro del rango inflamable.

DEMASIADO RICA: Una atmósfera hecha incapaz de quemarse, por mantener deliberadamente el contenido de hidrocarburos del tanque por sobre el límite inflamable superior (UFL). Antes de comenzar a lavar debería obtenerse, y mantenerse a lo largo de todo el lavado, un contenido de hidrocarburos de por lo menos un 15% por volumen.

Lavado en una Atmósfera Demasiado Pobre

Se deben observar las siguientes precauciones:

- a) Antes de lavar, se debería enjuagar con agua y reachicar el fondo del tanque. Asimismo debería enjuagarse con agua el sistema de tuberías, incluyendo bombas de cargamento, líneas de punteo y de descarga. El agua de enjuague debería drenarse al tanque diseñado para recibir slop.
- b) Antes de lavar, el tanque se debería ventilar a fin de reducir la concentración de gas de la atmósfera al 10% o menos del límite inflamable inferior (LFL). Las pruebas de gas se deben hacer a diferentes niveles, y se debe prestar la debida consideración a la posible existencia de bolsones locales de gas inflamable. Durante el lavado debería continuarse con la ventilación mecánica y las pruebas de gas. La ventilación debería, dentro de lo posible, suministrar un libre flujo de aire desde un extremo al otro del tanque.
- c) Si el tanque tiene un sistema de venteo que es común a otros tanques, se debe aislar a fin de impedir el ingreso de gas desde los otros tanques.
- d) Si se usan máquinas de lavado portátiles, antes de introducir la máquina de lavado dentro del tanque, se deberían ajustar y probar la continuidad eléctrica de todas las conexiones de mangueras. Las conexiones no se deberían abrir hasta después de haber removido la máquina del tanque.
- e) Para drenar la manguera, se puede abrir parcialmente un acople y luego reapretar antes de retirar la máquina. Durante el lavado de tanques se deben hacer pruebas de gas a diferentes niveles en forma regular. Debería tenerse en cuenta el posible efecto del agua sobre la eficiencia del equipo de medición de gases. Si la concentración de gas llega al 50% del LFL, debería discontinuarse el lavado. Cuando mediante una

ventilación continuada se haya reducido la concentración del gas al 20% del LFL y se la haya mantenido en ese nivel (o en uno más bajo) durante un corto período, se puede reanudar el lavado.

- f) Durante el lavado, el tanque debería mantenerse drenado. Para despejar cualquier acumulación de agua de lavado, debería pararse el lavado.
- g) Para lavado de tanques no se debería usar agua de de lavado recirculada.
- h) No se debería inyectar vapor dentro del tanque.
- i) Se deberían tomar las mismas precauciones -relativas al sondar y a la introducción de otros equipos similares- que cuando se está lavando en una atmósferano controlada.
- j) Se pueden emplear aditivos químicos siempre que la temperatura del agua de lavado no exceda de los 60°C.
- k) El agua de lavado se puede calentar. En el caso de que la temperatura del agua de lavado sea de 60°C o menor, si la concentración de gas alcanza el 50% del LFL, se debería discontinuar el lavado. Si la temperatura del agua está por encima de los 60°C, el lavado se debería discontinuar si la concentración de gas alcanza el 35% del LFL.

Lavado en una atmosfera no controlada

Cuando se está lavando en una atmósfera no controlada, se deben tomar precauciones a fin de evitar toda posible fuente de ignición. Es esencial que se observen todas las precauciones dadas a continuación:

- a) En cualquier momento y dentro de cualquier compartimiento no se pueden usar más de cuatro máquinas de lavado, teniendo cada máquina un caudal de flujo no mayor de 35 metros cúbicos/hora; o bien, alternativamente, no se pueden usar más de tres máquinas, teniendo cada una de ellas un caudal de entre 35 y 60 metros cúbicos/hora. En una atmósfera no controlada no se deben usar máquinas de lavado que tengan un caudal superior a 60 metros cúbicos/hora. Para el propósito de esta sección, un compartimiento se define como cualquier parte de un tanque que está subdividido por un mamparo frenante (swash).
- b) Antes de introducir la máquina de lavado al tanque se deben ajustar y probar por continuidad eléctrica todas las conexiones de mangueras. Las conexiones no se deberían abrir hasta después que la máquina haya sido retirada del tanque. Para drenar la máquina, se puede abrir parcialmente un acople y luego reapretarlo antes de retirar la máquina.

- c) El agua de lavado recirculada no se debería usar para lavado de tanques.
- d) No se pueden usar aditivos químicos. Si por cualquier razón se considera esencial el uso de productos químicos, el lavado se debería hacer en atmósferas demasiado pobres o inertes.
- e) El agua de lavado se puede calentar siempre que la temperatura no exceda de los 60°C; si por cualquier razón se necesitara agua por sobre los 60°C, por ejemplo en preparación para entrar a dique seco, el lavado se debería emprender solamente en atmósferas demasiado pobres o inertes.
- f) No se debe inyectar vapor dentro del tanque.
- g) Durante el lavado, el tanque se debería mantener drenado. El lavado se debería parar para despejar cualquier acumulación de agua de lavado.
- h) El sondear y la introducción de otros equipos se debe hacer a través de un tubo de sonda, si es que está instalado.

Si no hubiera instalado un tubo de sonda, es esencial que cualquier componente metálico del equipo de sondeo o de medición, esté interconectado y seguramente puesto a tierra antes de la introducción al tanque y que permanezca puesto así a tierra hasta que sea retirado. Esta precaución se debería observar durante el lavado y por 5 horas a partir de su finalización. No obstante, si el tanque es ventilado mecánicamente en forma continua después del lavado, este período se puede reducir a 1 hora. Durante este período:

- Se puede usar un detector de interfase de construcción metálica, si está puesto a tierra con el buque por medio de una pinza o una orejeta metálica abulonada.
- Se puede usar una varilla metálica, sobre el extremo de una cinta metálica que esté puesta a tierra (a masa) con el buque.
- No se debería usar una varilla metálica suspendida de un cabo de fibra, aun si el extremo a nivel de cubierta está afirmado al buque (ya que no se puede fiar enteramente en un cabo como conductor eléctrico de puesta a tierra).
- Se puede usar, en general, equipo hecho enteramente de materiales no metálicos; por ejemplo, una varilla de madera puede estar suspendida de un cabo, sin estar puesta a tierra.
- Para bajar equipo dentro de los tanques de cargamento no se deberían usar cabos hechos de polímeros sintéticos.

Lavado en una Atmósfera Demasiado Rica

Los procedimientos para hacer demasiado rica una atmósfera de tanque, y a partir de allí lavarlo con agua, implican medidas especiales destinadas a impedir el ingreso de aire. Este método de lavado de tanques se puede llevar a cabo únicamente cuando es autorizado por el armador y bajo la supervisión de una persona que haya recibido entrenamiento especial en estos procedimientos.

Si el contenido de hidrocarburos de la atmósfera del tanque es menor del 15% por volumen, no se debe largar el lavado con agua (o se debe discontinuar y no reiniciar en el caso que es té en marcha).

Caída Libre

Es esencial evitar la libre caída de agua o slops en el tanque receptor. El nivel del líquido debería ser siempre tal que las bocas de las líneas de descarga, dentro del tanque de slop, estén a una profundidad de por lo menos un metro, para evitar el salpicado. Esto no es necesario cuando los tanques de slop y de cargamento están totalmente inertizados.

Rociado con Agua

El rociado con agua dentro de un tanque que contiene una cantidad sustancial de petróleo acumulador de estática podría causar la generación de electricidad estática en la superficie líquida, ya sea por agitación o por el simple depósito del agua. Los tanques que contienen un petróleo acumulador de estática se deberían vaciar siempre antes de ser lavados con agua, a menos que el tanque se mantenga en una condición inerte.

Vaporizado de Tanques

Debido a los riesgos de electricidad estática, el vaporizado se puede llevar a cabo sólo en tanques que han sido lavados con agua y desgasificados. Antes de vaporizar, la concentración de gas inflamable no debería exceder del 10% del LFL.

Remoción de Barro, Cascarones de Oxido y Sedimento

Antes de la remoción manual de barro, cascarones de óxido y sedimentos, la atmósfera del tanque debe estar 'segura para entrada' y se debe emitir un 'permiso de entrada'.

El equipo a ser usado para ulteriores operaciones de limpieza de tanques, tales como la remoción de residuos sólidos o productos en tanques que han sido desgasificados, se debería diseñar y construir (y elegir los materiales) para que no introduzca ningún riesgo de ignición.

LIBERADO DE GAS

Es generalmente conocido que la limpieza de tanques y desgasificado es el período mas peligroso entre las operaciones de petroleros. Esto es cierto ya sea lavando para lastre limpio, desgasificando para entrada o desgasificando para trabajo caliente. El riesgo adicional del efecto tóxico del gas de petróleo durante este período no puede ser lo suficientemente sobreenfatizado y debe inculcarse a todos los implicados. Por eso es esencial que se ejerza el mayor cuidado posible en todas las operaciones conexas con limpieza de tanques y desgasificación.

Procedimientos Generales

Las siguientes recomendaciones se aplican a desgasificación de tanques de cargamento en general.

- a) Las tapas de todas las aberturas de tanques se deberían mantener cerradas hasta que la ventilación del tanque individual esté realmente a punto de comenzar.
- b) Los ventiladores o sopladores portátiles se deberían usar sólo si se accionan hidráulica neumáticamente o por vapor. Sus materiales de construcción deberían ser tales que no surja ningún riesgo de chispas incendiarias si por cualquier razón el impulsor toca el lado interior de la carcasa. La capacidad y efectividad de los ventiladores portátiles debería ser tal, que toda la atmósfera del tanque sobre la que se emplea el ventilador se pueda hacer no inflamable en el menor tiempo posible.
- c) El venteo de gas inflamable durante el desgasificado se debería hacer por el método aprobado del buque y, donde el desgasificado implique el escape de gas a nivel de cubierta o a través de aberturas de escotillas de tanque, se debería controlar el grado de ventilación y el número de aberturas para producir una velocidad de salida suficiente como para que el gas deje libre la cubierta.
- d) De ser posible, la toma del sistema central de aire acondicionado o la del de ventilación mecánica se debería ajustar para recirculación del aire dentro de los espacios encerrados con el fin de impedir la entrada de gas de petróleo. Si en cualquier momento se sospechara que se está arrastrando gas dentro de los alojamientos, se deberían parar el sistema central de aire acondicionado y el de ventilación mecánica y cubrir o cerrar además sus aspiraciones. Se deben desconectar eléctricamente y cerrar cualquier venteo o aspiración externo de las unidades de acondicionamiento de aire tipo ventana que no estén certificados como seguros para uso en presencia de gas inflamable o que aspiren aire desde el lado externo de la superestructura.
- e) En los lugares donde los tanques de cargamento se desgasifican por medio de uno o más sopladores instalados de forma permanente, se deberían tapar con bridas ciegas todas las conexiones entre el sistema

de cargamento de tanques y los sopladores, excepto cuando los sopladores están en uso. Antes de poner en servicio un sistema tal, se debería limpiar totalmente con agua de mar el sistema de tuberías de cargamento (incluyendo puentes transversales y líneas de descarga) y se deberían recharcar los tanques. Las válvulas sobre el sistema, que no sean las que se necesitan para ventilación, se deberían cerrar y asegurar.

- f) Las aberturas de tanques dentro de espacios encerrados o parcialmente encerrados no se deberían abrir hasta que el tanque se haya ventilado suficientemente por medio de aberturas del tanque que estén fuera de estos espacios. Cuando el nivel de gas dentro del tanque haya bajado al 25% del LFL o menos, se pueden abrir las aberturas dentro de espacios encerrados, o parcialmente encerrados, para completar la ventilación.
- g) Si los tanques están conectados por un sistema de venteo común, cada tanque debería ser aislado para impedir la transferencia de gas desde o hacia otros tanques.
- h) Cuando se usen ventiladores portátiles, se deberían emplazar en posiciones tales y las aberturas de ventilación se deberían ordenar de forma tal que todas las partes del tanque que se están ventilando sean igual y efectivamente desgasificadas. En general, las aberturas de ventilación deberían estar alejadas todo lo posible de los ventiladores.
- i) Cuando se usen ventiladores portátiles, se deberían conectar a la cubierta de manera tal que exista una efectiva interconexión eléctrica entre el ventilador y la cubierta.
- j) El equipo fijo para desgasificado se puede usar para liberar de gas simultáneamente a más de un tanque, pero no se debe usar con este propósito si el sistema se está usando para ventilar otro tanque en el que se está lavando.
- k) A la aparente terminación del desgasificado de cualquier tanque, antes de tomar las mediciones finales de gas, debería transcurrir un período de unos 10 minutos. Esto permite desarrollar condiciones relativamente estables dentro del espacio del tanque. Las pruebas se deberían hacer a varios niveles y, donde el tanque está subdividido por un mamparo transversal de refuerzo, en cada uno de los compartimientos del tanque. En compartimientos grandes, tales pruebas se deberían hacer en posiciones ampliamente separadas. Si no se obtienen lecturas satisfactorias de gas, se debe reanudar la ventilación.
- l) A la finalización del desgasificado, se deberían cerrar todas las aberturas excepto la de la tapa del tanque.
- m) A la terminación de todo el desgasificado y lavado de tanque, se debería comprobar cuidadosamente el sistema de venteo de gas, prestando particular atención al funcionamiento eficiente de las válvulas de P/V y

de cualquier válvula de venteo de alta velocidad. Si las válvulas o tubos de venteo están equipados con dispositivos diseñados para impedir el pasaje de llamas, éstos también se deberían examinar y limpiar. Se deberían liberar de agua, óxido y sedimento los drenajes de los tubos de venteo y se debería examinar y probar satisfactoriamente cualquier conexión de vapor de sofocación.

LAVADO CON PETROLEO CRUDO

Un buque tanque que transporta petróleo crudo equipado con un sistema de GI y con equipo de lavado fijo en sus tanques de cargamento puede usar petróleo crudo del cargamento como medida de lavado. Esta operación se puede realizar tanto en puerto como en el mar, entre puertos de descarga. Se aplica con más frecuencia mientras el petrolero está descargando cargamento, y permite la remoción de trozos de petróleo adheridos o depositados sobre las superficies del tanque. De esta manera, estos depósitos que normalmente quedarían a bordo después de la descarga, se descargan con el cargamento.

Como consecuencia de esto se reduce en gran parte, y en algunos casos se elimina por completo, la necesidad de lavar con agua los tanques descargados, mientras dura el viaje con lastre, para la remoción de residuos.

En el tanque que se va a usar para lastre limpio, será necesario el enjuague con agua.

Para el lavado con petróleo crudo sólo se pueden usar máquinas de lavado de tanque, fijas.

Precauciones contra Pérdidas del Sistema de Lavado

Antes de llegar a un puerto donde se tenga la intención de lavar con petróleo crudo, se debería probar el sistema de lavado de tanques a la presión normal de trabajo y examinarse la eventual existencia de pérdidas.

Todas las máquinas que se van a usar se deberían operar brevemente para examinar las posibles pérdidas, más allá de la válvula de cierre. Cualquier pérdida encontrada se debería subsanar.

Prevención de Mezclas Petróleo/Agua

Durante el lavado, las mezclas de petróleo crudo y agua pueden producir una neblina cargada eléctricamente, mucho más que a qué aquella producida por el petróleo crudo "seco". Por eso es importante el uso de petróleo crudo "seco" y además, antes de comenzar el lavado, debería descargarse parcialmente cualquier tanque que se va a usar como fuente de fluido para lavado con petróleo crudo, a fin de sacarle el agua que haya decantado durante el viaje. Para este propósito es necesario descargar una capa de por lo menos 1 metro de profundidad.

Por la misma razón, si se va a usar el tanque de slop como fuente de petróleo para lavado, primero se lo debería descargar completamente a tierra y luego volver a llenar con petróleo crudo "seco".

Control de Emisiones de Gas de Petróleo

Durante el lavado con petróleo crudo, dentro de los tanques de cargamento se genera gas de hidrocarburo a niveles mayores de los que existen normalmente. El subsecuente lastrado de tales tanques de cargamento, puede llevar a que se expela a la atmósfera un considerable volumen de gas de hidrocarburo. Algunas autoridades portuarias prohíben tales descargas.

La emisión de gas de hidrocarburo de tanques lastrados se puede evitar por medio de una de estas cuatro formas:

- a) Usando tanques de lastre permanentes, de suficiente capacidad como para proporcionar el calado mínimo de partida.
- b) Desplazando el gas desde los tanques que se están lastrando hacia los tanques que se están descargando simultáneamente, cuando los espacios aún vacíos de los tanques que se están lastrando, están conectados directamente a los espacios ya vacíos de los tanques que se están descargando.
- c) Por el método de compresión de gas, que exige que al finalizar la descarga, la presión de tanques esté en un mínimo y todos los tanques de cargamento comunicados entre sí, mediante la línea de gas inerte (GI). Mientras se esta lastrando, los gases de los tanques de lastre se transfieren a través de las líneas de GI, dentro del espacio total disponible de los tanques de cargamento y, teniendo cerradas todas las válvulas de venteo, bocas de sondaje, etc., los gases son comprimidos dentro del buque, hasta un margen seguro, debajo del ajuste de las válvulas de P/V y de la válvula de líquido de P/V. Las válvulas de P/V y la válvula de líquido de P/V deben estar en buenas condiciones operacionales. Con el objeto de impedir el retorno del GI hacia el interior de la planta de gas inerte, deben cerrarse todos los dispositivos de retención.
- d) Mediante una adecuada combinación de cualquiera de estos métodos.

Generalmente los espacios vacíos de todos los tanques de cargamento están conectados por la línea principal de GI. Si se puede comenzar el lastrado de tanques sucios mientras continúa la descarga desde otros tanques, un ajuste juicioso de las velocidades de lastre y de descarga puede impedir que la presión de gas se eleve lo suficiente como para causar una descarga a la atmósfera. En los casos donde la velocidad de lastrado supere la velocidad de descarga, puede ser necesario reducir, o hasta parar, temporalmente el flujo de GI al sistema de tanques.

CAPÍTULO 8

CONTAMINACIÓN POR CRUDO

En este apartado se pretende explicar las causas de la contaminación por crudo del mar y entre ellas la más famosa y peligrosa: la marea negra.

Los naufragios más famosos de grandes petroleros han sido los del *Torrey Canyon*, que vertió 860.000 barriles (107.000 toneladas) de petróleo frente a las costas de Cornwall, Inglaterra, en 1967, y el del *Exxon Valdez*, que vertió unos 240.000 barriles (30.000 toneladas) en el Prince William Sound, Alaska, en marzo de 1989. El mayor vertido totalizó unos 2.160.000 barriles, y se debió a la colisión de dos petroleros, el *Aegean Captain* y el *Atlantic Empress*, cerca de Trinidad y Tobago en 1979.

En enero de 1997 un petrolero ruso causó el mayor vertido en Japón en más de 20 años, y derramó unos 5 millones de litros de denso combustible en el mar de Japón. Cientos de kilómetros de la costa occidental japonesa se cubrieron de amplias manchas muy densas, causando graves daños en la industria pesquera, playas, reservas naturales y reactores nucleares.

No obstante, sólo un 10% del petróleo que va a parar al mar procede de accidentes marinos. Otras fuentes son:

- La atmósfera.
- La filtración natural.

- La contaminación de los ríos y las escorrentías urbanas.
- Las refinerías de petróleo situadas en la costa.
- Las plataformas petrolíferas marinas; su peor vertido hasta la fecha es de unas 540.000 toneladas y se produjo en el campo de Nowruz en el golfo Pérsico en 1983.
- Las *descargas operativas* de los petroleros; este tipo de vertidos es responsable de un 22% del total, constituye la mayor aportación individual a la contaminación por crudo.
- Y otras causas; como el vertido en el golfo Pérsico durante la Guerra del Golfo en 1991, que se estima en unas 460.000 toneladas.

Las *descargas operativas* se deben al lavado de los depósitos en el mar y al vertido de lastre en forma de agua contaminada antes de la carga. Estas operaciones son las responsables de la contaminación crónica de las playas públicas con depósitos similares a la brea. Este tipo de contaminación ha disminuido significativamente desde mediados de la década de 1970 gracias a la Organización Intergubernamental de Consulta Marítima y a los requerimientos de la Convención internacional para la prevención de la contaminación por parte de los buques (MARPOL 73/78). Las mejoras introducidas incluyen el sistema de "cargar encima", que elimina la necesidad de efectuar descargas contaminantes, la creación de instalaciones portuarias para la recepción y tratamiento del agua del lastre y otros efluentes, la instalación de separadores petróleo/agua y de equipos de monitorización del contenido en petróleo del agua en los barcos, y el requisito de incorporar tanques de lastre separados en los nuevos petroleros.

El petróleo vertido en el medio ambiente marino se degrada por procesos físicos, químicos y biológicos. Al principio, un vertido de petróleo se extiende con rapidez sobre la superficie del mar, y se divide en una serie de "hileras" paralelas a la dirección del viento dominante. La evaporación se produce rápidamente, los compuestos volátiles se evaporan en unas 24 horas. Las manchas de petróleo ligero pueden perder hasta un 50% en cuestión de horas. Las fracciones remanentes del petróleo, más pesadas, se dispersan en el agua en forma de pequeñas gotas, que terminan siendo descompuestas por bacterias y otros microorganismos.

La velocidad a la que se producen los procesos mencionados arriba dependerá del clima, el estado del mar y el tipo de petróleo. Así, cuando el petrolero Braer naufragó en la costa de las Shetland en enero de 1993, liberando 680.000 barriles (85.000 toneladas) de petróleo, los daños quedaron restringidos a las piscifactorías locales y a las poblaciones de aves marinas debido a que el mar estaba muy agitado, el viento era favorable y el petróleo era relativamente ligero.

En el mar, la contaminación por crudo es sobre todo dañina para los animales de superficie, en especial para las aves marinas, pero también para los mamíferos y reptiles acuáticos. El petróleo daña el plumaje de las aves marinas, que también pueden ingerirlo al intentar limpiarse. En la costa hay ciertos hábitats especialmente vulnerables y sensibles a este tipo de contaminación. Estos incluyen los corales, las marismas y los manglares. La contaminación por crudo también puede ser muy dañina para piscifactorías costeras (en particular para las jaulas de salmones y las bandejas de ostras) y para los centros recreativos, como las playas y los centros de deporte acuáticos.

En el pasado, las manchas de petróleo se fumigaban con dispersantes. No obstante, la experiencia demuestra que los propios dispersantes, o las emulsiones que forman, pueden ser más tóxicos que el propio petróleo.

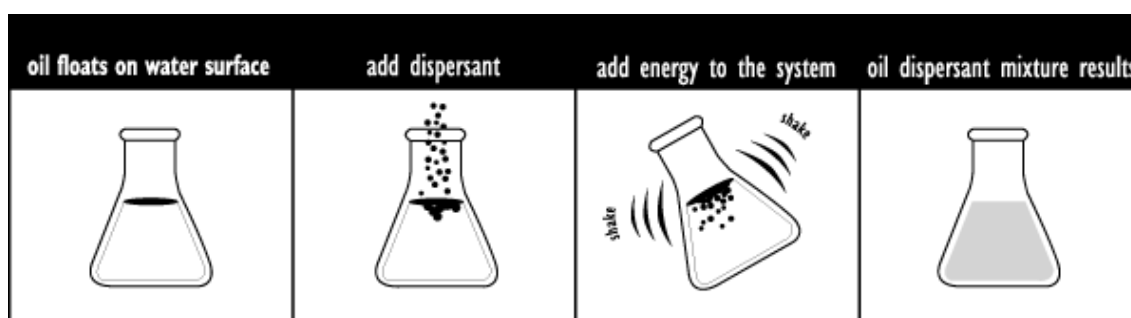


Figura 32. Esquema de como funciona el dispersante.



Figura 33. Aplicación mediante aeroplano del dispersante sobre el derrame de crudo.



Figura 34. Aplicación del dispersante mediante barco

La filosofía actual es contener el petróleo con barreras flotantes y recuperarlo empleando diversos tipos de mecanismos. Sólo si el peligro de que alcance la playa es inminente se recurre a los dispersantes.



Figura 35. La fotografía superior muestra el petrolero tanque Exxon Valdez en la costa de Alaska rodeado de una barrera flotante.



Figura 36. En la fotos de la izquierda se observa como dos remolcadores (solo se aparece uno en la foto) arrastran la barrera flotante que recoge la mancha de petroleo y es impulsada a traves de una manguera a los depositos del gran barco que le sigue.



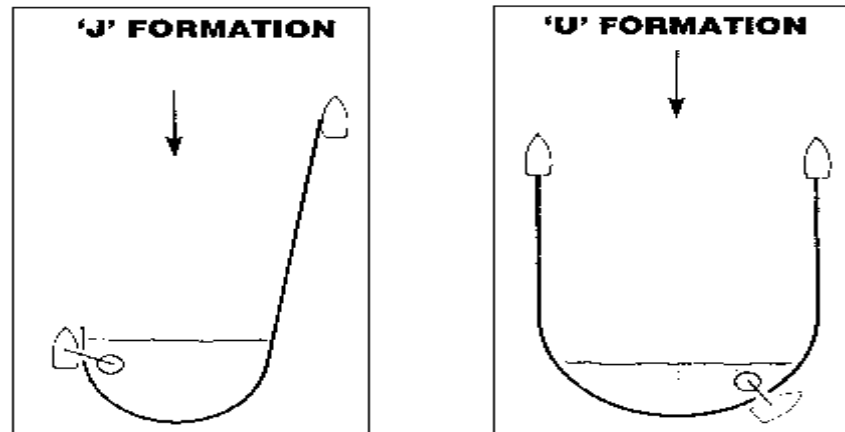


Figura 37. Arriba. Dos formas de recoger el vertido. Uno o dos remolcadores en los extremos de la pantalla flotante y el otro se encarga de recoger el vertido rodeado por la pantalla.



Figura 38. Arriba. Barrera flotante para retener vertidos de petróleo en aguas abrigadas. Fotografía de aplicación de esta barrera en el hundimiento de un avión en el el puerto de Seattle.

De modo similar, es mejor dejar que el petróleo que alcanza la costa se degrade de modo natural, a menos que se trate de una playa pública. Incluso en este caso, la eliminación física es preferible al uso de dispersantes, que pueden hacer que el petróleo penetre aún más en la arena. Los dispersantes se reservan para limpiar instalaciones esenciales, como las rampas de botadura de los astilleros.

Se han realizado algunos experimentos, consistentes en rociar el petróleo con cultivos de bacterias seleccionadas para digerirlo. No obstante, es necesario añadir también nutrientes para favorecer el crecimiento bacteriano, lo que puede resultar perjudicial para la calidad de las aguas costeras. La mayoría de las refinerías y terminales petrolíferas situadas en las costas disponen hoy de planes de contingencia contra la contaminación. En ellos se listan las medidas que deben adoptarse en caso de vertidos, el equipo que conviene utilizar y la protección o tratamiento que deben recibir determinadas áreas especialmente delicadas.

La contaminación por crudo debida a la prospección y la explotación petrolíferas en tierra firme también puede ser muy dañina para el medio ambiente. En la mayor parte de los casos la contaminación por crudo se debe a

defectos de diseño, mantenimiento y gestión. Por ejemplo, en la Amazonia ecuatoriana se ha producido una contaminación generalizada de los suelos y los cauces de agua por culpa de los reventones, o eliminación descuidada del petróleo residual y las disfunciones de los separadores petróleo-agua.

En la antigua Unión Soviética se ha producido contaminación a gran escala por la corrosión y el abandono a la que se ven sometidos los oleoductos. Se estima que en octubre de 1994, se vertieron entre 60.000 y 80.000 toneladas de petróleo por la rotura de un oleoducto cerca de Usinsk, al sur del Círculo Polar Ártico. En latitudes tan extremas los ecosistemas de la tundra y la taiga son altamente sensibles a la contaminación por crudo, y los procesos naturales de degradación, físicos y biológicos, son muy lentos.

También se producen daños en los trópicos: en la región del delta del Níger, en Nigeria, los oleoductos, dispuestos en la superficie de tierras agrícolas, mal construidos y con pobre mantenimiento, sufren fugas regulares; los intentos de quemar los residuos a menudo dejan una corteza de tierra sin vida de hasta 2 m de profundidad, lo que hace que ésta quede inutilizable durante un tiempo imprevisible. Los efectos de este tipo de contaminación por crudo seguirán siendo patentes, por lo tanto, durante décadas.

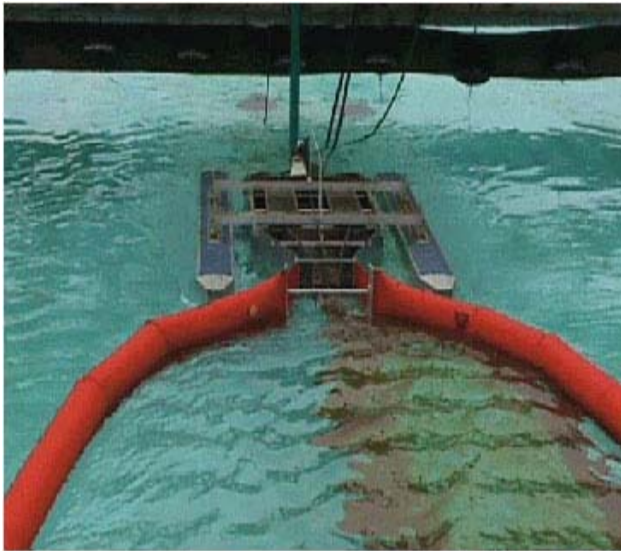


Figura 39. Pantalla y skimmer tratando una mancha de petróleo en un canal de ensayos

Figura 40. Skimmer y manguera acoplado para recuperar el vertido de petróleo.

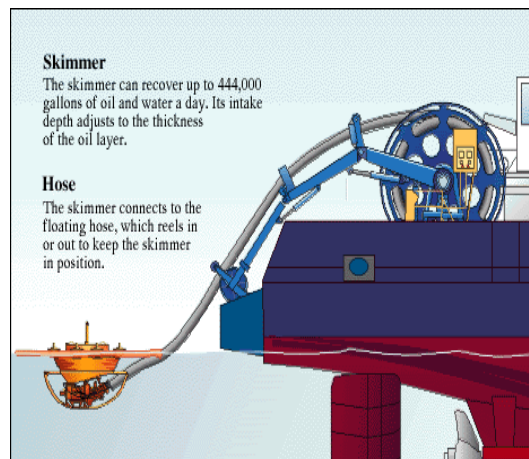




Figura 41. Introducción de skimmer dentro de la barrera flotante



Figura 42. Skimmer procediendo a tratar la mancha de petróleo



Figura 43. Tratamiento con "sorbents". Los "sorbents" absorben el petróleo del agua mediante absorción o adsorción.

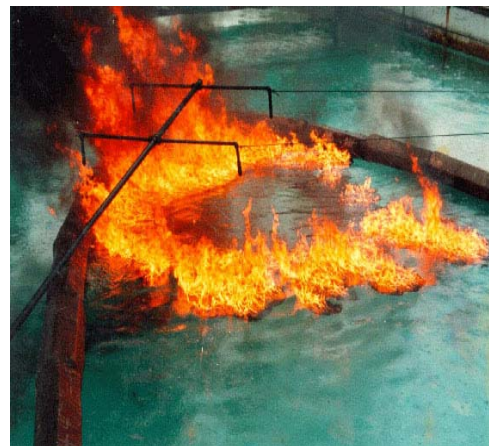


Figura 44. Quemar in situ. El petróleo es quemado en el mar estando contenido en barrera especiales resistentes al fuego. Es apropiado para petróleos ligeros que desprenden mas vapores que humo.