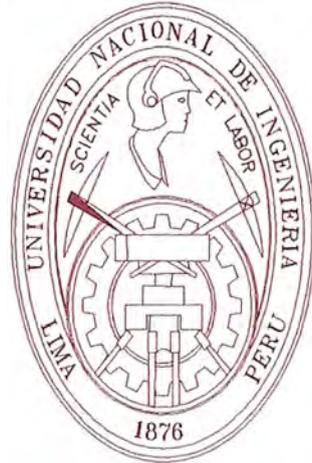


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“INSPECCIÓN EN OPERACIONES DE CARGA DE GAS
LICUADO DE PETROLEO (GLP)”**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS

PRESENTADO POR:

ROBERTO CARLOS GARAYAR CARDENAS

LIMA-PERÚ

2007

Dedicatoria:

A Dios, a mis Padres y Hermanos, que en todo momento me apoyaron para la culminación de mi carrera profesional.

RESUMEN

En el presente se informe se muestra los procedimientos a realizar en las inspecciones de operaciones de carga de gas licuado de petróleo (glp) en buques gaseros, dar a conocer la importancia de una inspección en una transferencia (venta o compra) de glp. Mediante la inspección se protege los intereses de los clientes, es por esto, que se deben cumplir con sumo cuidado dichos procedimientos.

Debido a la gran demanda actual del glp, como fuente alternativa de combustible, es necesario usar un medio de transporte adecuado para el transporte de grandes volúmenes de gas, el más adecuado es un buque tanque gasero, y esto conlleva a realizar procedimientos de cuantificación de cantidades de acuerdo a las condiciones físicas y químicas que presenta el gas licuado de petróleo basándose en normas internacionales.

Un tema muy importante es el de la calidad del glp, debido a las especificaciones que presente el glp, influirá en el precio de transferencia, por esto es necesario seguir un procedimiento de muestreo que logre obtener una muestra representativa del volumen deseado para la transferencia.

En el informe se da a conocer con un ejemplo ilustrativo la secuencia de cálculos realizados en una inspección de carga de glp en un buque gasero, en condiciones reales de operación, y procedimiento de toma de muestras.

INDICE

	<u>PAG.</u>
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	8
1.1 Objetivo	10
1.2 Alcance	10
CAPITULO II: DESARROLLO DE CONCEPTOS Y TÉCNICAS	11
2.1 Especificaciones comerciales del glp	11
2.2 Odorización	13
2.3 Equilibrio líquido – vapor	13
2.4 Medios de transporte para el glp	14
2.5 Conceptos básicos para cuantificar el glp	15
2.5.1 Peso en vacío	15
2.5.2 Peso en el aire	16
2.5.3 Densidad (absoluta o vacío)	16
2.5.4 Densidad	16
2.5.5 Gravedad específica	16
2.5.6 Temperatura referencial	16
2.6 Densidad del vapor como expresión derivada de la ley de gases ideales.	17
2.7 Control de calidad del glp	19
2.8 Definiciones concernientes a muestreo	24
2.9 Referencias normativas al muestreo	25
2.10 Alcance de aplicación del método de muestreo.	26

CAPITULO III:	PROCEDIMIENTO DE INSPECCION EN	
	LAS OPERACIONES DE CARGA EN	
	BUQUES TANQUEROS GASEROS.	27
3.1	Inspección en el buque	27
3.1.1	Información requerida antes de la inspección.	27
3.1.2	Condición de los tanques de carga antes de la operación de carga	28
3.1.3	Inspección de limpieza de tanques.	30
3.2	Inspección en el Terminal antes de la carga.	33
3.3	Procedimientos de carga de glp en buques gaseros.	35
3.3.1	Coordinaciones generales.	35
3.3.2	Antes del proceso de carga	36
3.3.2.1	Conexión de la manga o brazo de carga.	36
3.3.2.2	Factor de experiencia de la nave (V.E.F.)	36
3.3.2.3	Inspección de la nave al arribo	37
3.3.2.4	Medición de tanques al arribo	37
3.3.3	Cálculo de las cantidades a bordo	39
3.3.3.1	Fase líquida	39
3.3.3.2	Fase vapor	44
3.3.3.3	Toneladas métricas totales	46
3.3.3.4	Carga total a bordo	47
3.3.3.5	Diferencias en tránsito	48
3.3.4	Durante el proceso de carga de la nave	49
3.3.4.1	Comunicaciones	49
3.3.4.2	Nivel preliminar del producto	49

	<u>PAG.</u>	
5.3	Análisis de sensibilidad de los parámetros de cálculo.	87
5.3.1	Corrección por trimado	87
5.3.2	Corrección por flotador	90
5.3.3	Corrección por la huincha de medición.	91
5.3.4	Corrección por temperatura	94
5.3.5	Corrección por presión	96
CAPITULO VI:	CONCLUSIONES	101
CAPITULO VII:	RECOMENDACIONES	103
CAPITULO VIII	BIBLIOGRAFÍA	104

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El propósito principal de la inspección de carga de glp es el de proveer una certificación de la cantidad y calidad del producto cargado y prestar atención a todos aquellos aspectos que pueden ser relevantes para la protección de los intereses de los clientes. Adicionalmente, una inspección servirá para ayudar a minimizar cualquier pérdida de producto durante la operación que está siendo cubierta por la inspección.

La inspección de una transferencia de gas licuado es una labor un tanto complicada y que conlleva una gran responsabilidad, debido a que su cuantificación involucra dinero de por medio. En nuestro caso, el Glp, se debe cuantificar las dos fases en que se encuentra (fase líquida y fase vapor). Dada la complejidad técnica de estas transferencias, la variedad de equipos y operaciones que se necesitan, la variedad de productos que se transportan, las características físicas y químicas de los mismos, los peligros de contaminación presentes en el manejo, las condiciones de seguridad involucradas y, la importancia económica de los productos transferidos, se hace necesario manejar una gran cantidad de información técnica la que, unida a la experiencia, permiten desarrollar un trabajo eficiente, seguro y que responde a las expectativas del cliente.

Los gases licuados, a diferencia de los productos líquidos de petróleo, son almacenados, transportados y medidos en condiciones de dos fases: líquido y vapor.

Los tanques de almacenamiento de transporte de gases licuados pueden ser considerados en los siguientes grupos:

Tanques Presurizados.

Gases licuados almacenados a temperaturas sobre 0°C y presiones entre 0 y 15 Kgf/cm².

Tanques semirefrigerados / semipresurizados.

Gases licuados almacenados entre 0°C y -50°C

Tanques Refrigerados.

Gases licuados almacenados a cerca de -100°C y presión atmosférica

Debido a los principales factores como cantidad, calidad y demanda hacen que el transporte de Glp sea mediante el uso buques tanqueros o en camiones cisterna, esto va a depender de las necesidades del cliente.

La cuantificación se realizara de acuerdo a procedimientos estipulados en normas internacionales o normas que en el contrato cliente-proveedor lo estipulen.

Los procedimientos de cálculos de cantidades de transferencia de producto (Glp), varían según las condiciones de medio de transporte utilizado. En este informe se mostrara los procedimientos de inspección a utilizar en un medio de transporte como es un buque tanquero.

La determinación y medición de las especificaciones de glp tiene un gran impacto sobre el precio de venta del producto. El adecuado control de las especificaciones necesarias o deseables a la carga, descarga, entrada al Terminal y distribución al consumidor final es de gran significado económico ya que puede ayudar a establecer el valor de mercado del producto.

Para obtener un correcto análisis de calidad, se ha debido realizar un procedimiento de muestreo, y así obtener una muestra representativa que caracterice al producto deseado. Los criterios de calidad para los gases licuados de petróleo están basados en las características que el producto debe reunir con el fin de cumplir adecuadamente con el uso final esperado.

Actualmente existen distintas especificaciones para el glp, publicadas por distintos organismos técnicos, productores y usuarios.

Todas estas especificaciones difieren en detalles. Unos pocos items son comunes a la mayoría de las especificaciones, pero hay una gran variedad de métodos de análisis.

El glp comercial es una mezcla de hidrocarburos livianos con posiblemente algunas impurezas provenientes de los lugares de producción, de los procesos de refinado o introducidas durante su almacenamiento, manejo y transporte.

1.1 OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo describir y brindar los procedimientos necesarios en la inspección de operaciones de carga de glp en buques tanqueros, utilizando como herramientas normas internacionales, hojas de cálculo y referencias técnicas.

Dar a conocer la importancia que tiene la inspección en las operaciones de carga de glp, así como las consecuencias al no cumplir los procedimientos expuestos en la determinación de calidad y cantidad del producto.

1.2 ALCANCE

Debido a la amplitud del tema de las inspecciones de las operaciones de carga de glp, el informe abarcara los procedimientos a realizar para la cuantificación de producto, muestreo y calidad del producto en mención en buques tanqueros, mas no en plantas de despacho, debido a que las operaciones en planta de despacho involucran otros procedimientos a seguir.

CAPITULO II

DESARROLLO DE CONCEPTOS Y TECNICAS

2.1 ESPECIFICACIONES COMERCIALES DE GLP

GPA Standard 2140-97

GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP).

Se denomina así al Propano, Butano y sus mezclas. El GLP comercial puede contener pequeñas porciones de otros hidrocarburos livianos como etano, propileno, butenos y pentanos. En la mayoría de las transacciones internacionales de Glp, la calidad del producto se establece de acuerdo a las especificaciones del Estándar 2140, publicada por la Gas Processors Association (GPA).

En ella se definen los distintos grados comerciales de los gases licuados de petróleo, se indican los parámetros físico-químicos que deben ser informados, las especificaciones que deben cumplir y los métodos de análisis que se deben emplear.

La GPA 2140 establece cuatro (4) grados comerciales para el LPG:

- a) Propano Comercial
- b) Butano Comercial
- c) Mezclas Propano-Butano
- d) Propano HD-5

El Propano HD-5 es el grado con especificaciones menos variables (o más restrictivas) en términos de su composición y características de combustión.

PROPANO (C3)

El Propano es un gas incoloro e inflamable a presión atmosférica y temperatura ambiente.

Fórmula : C₃H₈

Peso Molecular : 44,096

USOS: El propano es ampliamente empleado como un combustible en los sistemas de calefacción domésticos y en los aparatos a gas. También se usa como gas refrigerante y como un solvente selectivo para remover componentes asfálticos desde las fracciones de alto punto de ebullición del petróleo crudo.

BUTANO (C4)

El Butano es un gas inflamable e incoloro. Es fácilmente licuable debido a su punto de ebullición cercano a 0 C.

Hay dos tipos de butano: Butano normal (n-butano) e iso-butano, los cuales presentan propiedades algo diferentes, aún cuando tienen la misma fórmula molecular.

Fórmula : C₄H₁₀

Peso Molecular : 58,124

USOS: En la industria este es un importante intermediario en la fabricación de combustible de aviación y en la fabricación de muchos productos químicos orgánicos, además de su empleo como combustible directo en estufas y cocinas.

MEZCLAS PROPANO/BUTANO

Normalmente, el propano y el butano se embarcan, transportan y descargan en forma separada, pero se mezclan, en distintas proporciones según los requerimientos, antes de ser entregados al mercado consumidor para aplicaciones domésticas u otros fines (calefacción, cocinas, etc.).

Las mezclas de propano y butano son también empleadas como combustible para motores de combustión.

En climas fríos se necesita una mezcla con mayor contenido de propano debido a su mayor volatilidad. En climas calurosos o épocas de verano, en cambio, la mezcla tendrá que contener una mayor proporción de butano, el cual posee una volatilidad menor.

Normalmente los porcentajes de cada compuesto varían entre un 40 % y un 60 %.

A continuación mostramos algunas características de los componentes básicos del Glp:

	Unidad	Propano	i-Butano	n-Butano
Fórmula		C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀
Peso Molecular	(Kg/mol)	44.097	58.124	58.124
Pto. Ebullición a Presión atmosférica	(°C)	-42.0	-11.8	-0.5
Presión de Vapor a 37.8°C	(Kgf/cm ²)	13.2	5.1	3.6
Gravedad Específica a 60/60°F		0.5075	0.5630	0.5842
Densidad Absoluta a 15°C	(g/cm ³)	0.5078	0.5631	0.5843

2.2 ODORIZACION

La presencia de algunos gases combustibles es detectable por su olor característico. A esta operación se denomina odorización.

El GLP es inodoro, por esta razón, para poder detectar una posible fuga se le añade un compuesto químico (etilmercaptano) que aún en pequeñas cantidades le dota de un olor penetrante y característico, desapareciendo el mismo cuando se produce la combustión del gas.

2.3 EQUILIBRIO LIQUIDO-VAPOR.

En un recipiente cerrado el movimiento de escape de las moléculas desde el líquido es limitado al espacio disponible para el vapor. Así a una

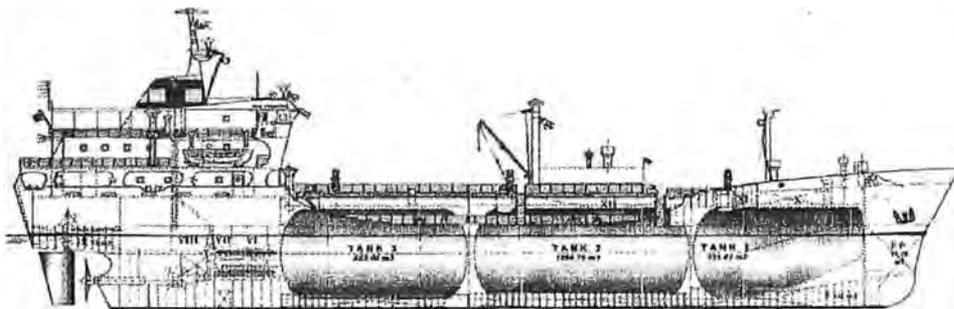
temperatura específica, se alcanza una condición de equilibrio tan pronto como la velocidad de escape de las moléculas se iguala con la velocidad de retorno de las moléculas a la fase líquida, estableciéndose así un estado o condición de saturación (Tiempo de contacto).

La presión de vapor ejercida en esa condición se denomina Presión de Vapor de Saturación. La presión puede ser incrementada si la temperatura incrementa.

2.4 MEDIO DE TRANSPORTE PARA EL GLP

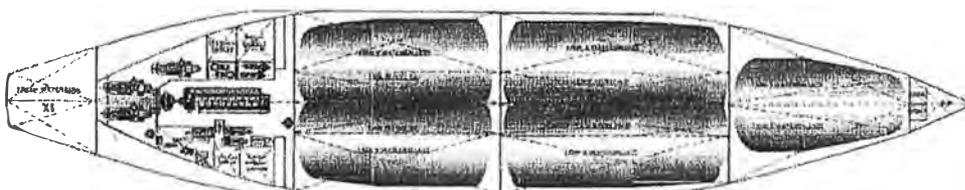
Se muestra en la figura 1 un medio de transporte utilizado para el transporte de Glp, el cual va ser utilizado como medio en el presente informe.

Figura 1



En la siguiente figura se muestra la misma nave vista desde la parte superior:

Figura 2



Como se observa a simple vista, los tanques son simétricos referente a su posición en babor (lado izquierdo) o estribor (lado derecho).

Es muy importante que los tanques sean simétricos para mantener la estabilidad, así, si la nave se inclina por algún motivo a babor o estribor la pared del centro contiene el producto y evita que todo se vaya hacia el mismo lado de la nave ya que este detalle podría traer consigo serias consecuencias, como error en los cálculos de las cantidades de producto, para esto se realiza correcciones a las mediciones observadas, esto será mencionado mas adelante con mayor detalle.

Por lo general los tanques de los buques que transportan Glp, se encuentran comunicados entre sí en la fase vapor.

Uno de los aspectos importantes en la inspección de operaciones de carga de glp, son las correcciones necesarias para obtener una buena cuantificación, si bien es cierto toda medición nos lleva a un error, se debe tener mucho cuidado en realizar los procedimientos ya que tendrían como consecuencia una mala cuantificación y esto implica dinero.

2.5 CONCEPTOS BASICOS PARA CUANTIFICAR EL GLP

A continuación se presenta algunos de los conceptos a tener en cuenta para la cuantificación del Glp, a su vez se presenta definiciones en el lenguaje de uso común en este negocio.

2.5.1 PESO EN VACIO

Cantidad de materia que contiene un cuerpo.

La masa es propia de cada objeto, pues es la misma en el espacio donde la gravedad es cero o en la tierra.

2.5.2 PESO EN AIRE

Comúnmente conocida como Peso, es la fuerza ejercida por la gravedad sobre un objeto.

Depende de la fuerza de gravedad donde el objeto se encuentra ubicado.

2.5.3 DENSIDAD (ABSOLUTA O VACIO)

Se define como la masa por unidad de volumen, a una temperatura determinada.

2.5.4 DENSIDAD APARENTE (DENSIDAD EN AIRE)

Se define como el peso en aire por unidad de volumen, a una temperatura determinada.

2.5.5 DENSIDAD RELATIVA

Cociente entre la densidad de dos sustancias diferentes donde una de ellas se toma como referencia o patrón.

2.5.5 GRAVEDAD ESPECÍFICA

Relación existente entre el peso en vacío de un determinado volumen de muestra a una temperatura t_1 y el peso en vacío del mismo volumen de agua a una temperatura t_2 . Usualmente las temperaturas t_1 y t_2 son las mismas.

Ej. G.E. 60/60°F - G.E. 15/15°C - G.E. 15/4°C

2.5.6 TEMPERATURA REFERENCIAL

En la industria del petróleo, la práctica general es corregir las medidas observadas de volúmenes y densidades a la temperatura referencial de 60°F, en el caso de los gases es diferente, pues existen dos temperaturas referenciales, 15°C y 60°F (15.56°C).

2.6 DENSIDAD DEL VAPOR COMO EXPRESIÓN DERIVADA DE LA LEY DE GASES IDEALES

A continuación se muestra la forma en que se desarrolla la ecuación de los gases ideales con el fin de llegar a una expresión que represente a la densidad del gas (vapor) en función de otros parámetros conocidos.

Ecuación de Estado: $PV = nRT \dots\dots\dots (1)$

donde:

P : Presión absoluta del sistema que contiene al gas.

V : Volumen del gas

n : Número de moles del gas

T : Temperatura absoluta del sistema

R : Constante Universal de los gases ideales

- El Número de moles se define como:

$$n = \frac{M}{PM}$$

donde:

M : Masa del gas

PM : Peso Molecular del gas

- Por tanto,

$$PV = \frac{M}{PM} RT \dots\dots\dots (2)$$

- Reordenando la ecuación (2):

$$\frac{M}{V} = d = \frac{P \times PM}{R \times T} \dots\dots\dots(3)$$

La ecuación (3) puede usarse para calcular la densidad del vapor, tomando un valor de la constante R que sea consistente, en sus unidades, con las

unidades de presión, temperatura y peso molecular empleadas. Sin embargo, tomando en cuenta la variedad de valores que puede tomar la constante R, dependiendo de sus unidades, y para evitar posibles confusiones, se prefiere usar una expresión modificada de la ecuación (3).

La constante R representa la relación P-V-T en condiciones normales (0°C y presión atmosférica). De acuerdo con la teoría de los gases ideales, en condiciones normales de presión y temperatura, un mol de gas ocupa un volumen igual a 22,414 litros (a este volumen se le denomina **Volumen Molar Ideal**).

Por lo tanto, la constante R se puede expresar en función de los parámetros P-V-T e introducir dicha expresión en la ecuación (3):

- **Reordenando la ecuación (1) se tiene:**

$$R = \frac{P V}{n T} \dots\dots (4)$$

O bien

$$R = \frac{P_s V_m}{T_s} \dots\dots(5)$$

cuando $n = 1$ mol

y, $P_s =$ presión atmosférica

$T_s =$ temperatura normal o estandar (273,2 K)

$V_m =$ Volumen Molar Ideal (22,414 l/mol o m³/kmol)

Sustituyendo la expresión (5) en la ecuación (3) se obtiene:

$$d = \frac{P}{P_s} \times \frac{T_s}{T} \times \frac{PM}{V_m \times 1000} \quad (6)$$

la cual representa la densidad del vapor, en (kg/l) o (TM/m³).

2.7 CONTROL DE CALIDAD DEL (GLP)

PARAMETROS DE CALIDAD

1. COMPOSICION

Desde luego, la composición porcentual obtenida por medio de técnicas cromatográficas (ASTM D 2163), es una fuente importante de información. Por una parte, permite conocer el contenido de los componentes principales en la mezcla, así como la presencia de olefinas y diolefinas, las cuales producen una llama amarilla y humo cuando se queman.

Por otra parte, a partir del análisis cromatográfico se pueden calcular otras propiedades del producto, tales como el Número de Octano y la Densidad Relativa (ASTM D 2598). La composición de un LPG determinará las características de combustión del gas.

2. PRESION DE VAPOR

En la mayoría de los casos, el gas licuado será almacenado y transportado como un líquido y usado como un gas.

En orden a manejar el producto en condiciones de seguridad, la Presión de Vapor debe ser conocida (ASTM D 1267). También puede ser considerada como una medida semicuantitativa de la cantidad de materiales más volátiles presentes en el producto.

La presión de vapor también puede ser calculada a partir de la composición (ASTM D 2598).

3. VOLATILIDAD

Para estar seguro de que el GLP se convertirá de líquido a vapor bajo las condiciones de uso esperadas, es necesario conocer acerca de su Volatilidad (ASTM D 1837), expresada en términos de la temperatura a la cual se ha evaporado el 95 % del producto. Es una medida de la cantidad de componentes menos volátiles presentes en el producto.

4. DENSIDAD / DENSIDAD RELATIVA

La Densidad Relativa, se relaciona con la presión de vapor y la volatilidad. Este parámetro es de gran importancia en el cumplimiento de los requerimientos de transporte, almacenamiento y transferencias de producto (ASTM D 1657).

5. MATERIAL RESIDUAL

Cuando el LPG es vaporizado, es indeseable dejar atrás materiales no volátiles que pueden bloquear cañerías y equipos.

El análisis de Materia Residual (ASTM D 2158) es un indicador de los materiales no volátiles presentes en el gas.

6. CORROSION EN LÁMINA DE COBRE

Tubos y cañerías de cobre son comúnmente empleados en los sistemas domésticos e industriales de LPG, por lo tanto, el análisis de la corrosión en lámina de cobre (ASTM D 1838) es muy importante. Este análisis detecta la presencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S), el cual es altamente tóxico y corrosivo.

7. CONTENIDO DE AZUFRE

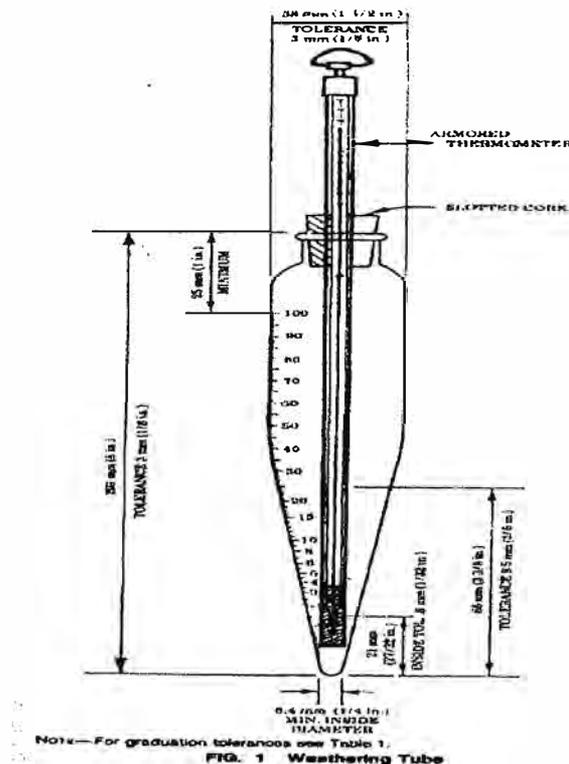
Como en otros gases combustibles, los productos de la combustión del LPG no deben ser corrosivos. La fuente común de productos de combustión corrosivos del LPG son los compuestos azufrados que éste contiene. El Contenido Total de Azufre (ASTM D 2784) es una medida de la corrosividad de los productos de la combustión del gas.

8. HUMEDAD

El Propano vaporiza a temperaturas bastante menores del punto de congelación del agua.

Por lo tanto, es importante verificar si el contenido de humedad del propano (ASTM D 2713) es lo suficientemente bajo como para no causar problemas de congelación en válvulas y cañerías.

Se muestra en la Figura el equipo para el 95 % de evaporado:



Equipos de Control de Calidad de GLP

Figura 3

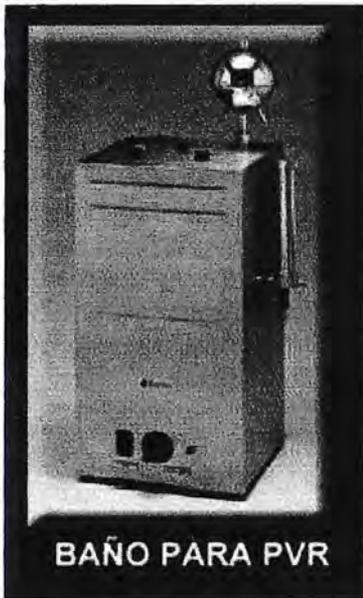
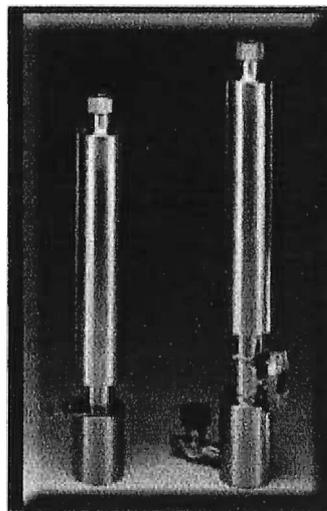


Figura 4



Figura 5



Equipos de Control de Calidad de GLP

Figura 6

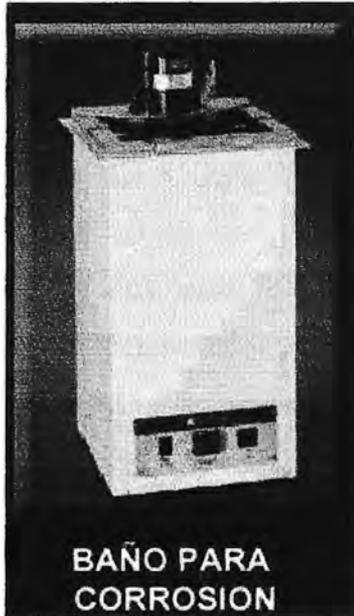


Figura 7



Figura 8

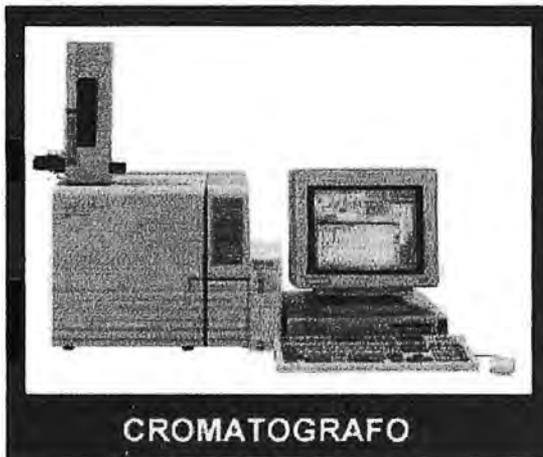


Figura 9



2.8 DEFINICIONES CONCERNIENTES A MUESTREO

Se va hacer mención a tres términos muy importantes en el ámbito del análisis de laboratorio, de cálculo de volumen y masa del producto. Estos son: la muestra, el muestreo y la muestra representativa.

1. MUESTRA

Los análisis de laboratorio de fluidos de hidrocarburos permiten determinar estrategias de producción, ajustar simuladores de la composición, equipos de tratamiento e interpretación de pozos. Para esto, se requiere de una muestra.

Una muestra es, pues, una porción del producto sobre la cual se van a realizar los análisis.

2. MUESTREO

En toda operación de muestreo se toma una porción de un material a granel para analizarla, de tal forma, que esta porción sea representativa de las propiedades físicas y químicas del material.

Desde el punto de vista estadístico, se espera que el muestreo provea datos analíticos de algunas propiedades del material y que estos puedan determinarse con errores controlados y conocidos.

3. MUESTRA REPRESENTATIVA

Una muestra representativa, es una porción extraída del volumen total que contiene los constituyentes en igual proporción en que están presentes en el volumen total.

Si las muestras analizadas no son “representativas”, los análisis resultan erróneos, aunque estén hechos con las mejores prácticas de laboratorio.

2.9 REFERENCIAS NORMATIVAS REFERIDAS AL MUESTREO

Después de lo mencionado anteriormente, es preciso señalar algunas referencias internacionales específicas para el muestreo del gas licuado de petróleo.

La American Society of Testing of Materials ASTM publica anualmente los procedimientos o Estándares a los que deben ser sometidos los Productos para que cumplan con los requisitos de calidad.

Las siguientes normas indican el equipo y procedimiento adecuado para obtener una muestra representativa:

- **ASTM D-1835-05:** “Standard Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases” (Especificación Estándar para Gases Licuados de Petróleo (GLP)).
- **GPA 2140-97:** “Liquefied Petroleum Gas Specifications and Test Methods” (Especificaciones de Gas Licuado de Petróleo y Métodos de Prueba).
- **GPA 2174-93:** “Obtaining Liquid Hydrocarbon Samples for Analysis By Gas Chromatography” (Obtención de Muestras de Hidrocarburos Líquidos para Análisis de Cromatografía de Gases).
- **NTP 321.007:2002: Gas Licuado de Petróleo (GLP). Requisitos**
- **NTP 321.112:2001 Gas Licuado de Petróleo (GLP). Muestreo de hidrocarburos fluidos usando un cilindro con pistón flotante.**

2.10 ALCANCE DE APLICACION DEL METODO MUESTREO

La norma **ASTM D-1835** manifiesta que es muy importante la técnica de muestreo que se utilice para obtener resultados significativos.

Se presentan dos métodos de muestreo:

- 1. ASTM D-1265-92** “Standard Practice for Sampling Liquified Petroleum (LP) Gases (Manual Method)”. Práctica Estándar para Muestreo de Gases Licuados de Petróleo (GLP) (Método Manual).
- 2. ASTM D-3700-01** “Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder” (Práctica Estándar para Obtener Muestras de GLP Utilizando un Cilindro con Pistón Flotante).

De acuerdo a norma ASTM D-1835 las muestras para determinar la composición del producto se deben obtener con el método ASTM D-3700 y las muestras para los demás análisis se deben obtener según el método ASTM D-1265.

Los métodos de muestreo ASTM D-1265 y ASTM D-3700 pueden ser usados para productos fuera de especificación que contienen cantidades significativas de gases sin disolver (N₂, CO₂), agua libre u otras fases separadas, tales como mezclas gas/líquido sin procesar y materiales relacionados teniendo en cuenta precauciones adicionales para poder obtener muestras representativas productos polifásicos.

CAPITULO III : PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION EN LAS OPERACIÓN DE CARGA EN BUQUES TANQUES GASEROS

3.1 INSPECCION EN EL BUQUE

Es recomendable y necesario confeccionar los procedimientos de inspección en forma escrita, que describa en detalle las actividades que un inspector de realizar antes, durante y después de una operación.

Todos los procedimientos deben ser revisados periódicamente y las modificaciones hechas oportunamente. Es necesario recalcar, no obstante, que un procedimiento es una guía a seguir, y no puede cubrir la amplia gama de situaciones que pueden ocurrir en una operación de carga.

3.1.1 INFORMACION REQUERIDA ANTES DE LA INSPECCIÓN

Antes de proceder con la inspección de un buque es necesario obtener información respecto de los siguientes puntos:

- La naturaleza y especificaciones del producto a cargar.
- Detalles de las 3 - 5 últimas cargas en cada tanque.
- Procedimiento de preparación y limpieza de los tanques.
- Material de construcción de los tanques y/o tipo de recubrimiento.
- Tipo de equipamiento a bordo.
- Programa de carga y etapas del proceso

En la práctica, los detalles sobre los límites de las especificaciones son normalmente obtenidos del cliente por cuenta de quien se realiza la inspección.

Para poder obtener detalles con respecto a las cargas previamente transportadas, es conveniente solicitar permiso para examinar el libro de bitácora de la sala de control, y solicitar los procedimientos de limpieza empleados.

3.1.2 CONDICION DE LOS TANQUES DE CARGA ANTES DE LA OPERACIÓN DE CARGA

En general, los buques que cargan gases licuados de petróleo se pueden presentar bajo las siguientes condiciones a su arribo o llegada al puerto de carga:

- a) Los tanques pueden contener vapores y/o líquido de la carga previa.
- b) Los tanques han sido inertizados por medio de nitrógeno o gas inerte.
- c) Los tanques han sido purgados con los vapores del producto a cargar.
- d) Los tanques son presentados bajo condiciones atmosféricas (Gas Free)

Cuando los tanques contienen vapores/líquidos del producto anterior pueden darse dos situaciones:

1. Los tanques son aceptados sin necesidad de limpieza siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- Que el producto a ser cargado sea el mismo o análogo a la carga previa, la calidad del material a ser cargado es considerada de menor importancia por el cliente.
- La calidad del material a ser cargado es similar a la calidad de la carga previa.

Para cargas de Glp, trazas de propano son aceptables en butano y viceversa. Similarmente algunas trazas de gases químicos no tóxicos podrían ser aceptables como OBQ.

Cantidad a Bordo (OBQ): Es el material (Líquido y No-Líquido) presente en los tanques de carga, espacios vacíos y tuberías de una nave antes de la carga. El OBQ (On Board Quantity) puede incluir cualquier combinación de agua, residuos de hidrocarburos, slops o residuos de lavados, emulsiones agua/crudo y sedimentos.

En todos los casos, la decisión debe estar respaldada con muestras representativas de los vapores o líquidos remanentes y por el análisis de las mismas que demuestren que dicho material se encuentra dentro de los límites de las especificaciones requeridas.

2. El remanente de la carga anterior no es aceptable, por tanto se requiere proceder con una exhaustiva operación de limpieza, inertización y/o purga antes de la aceptación de los tanques.

Normalmente el Contrato de Fletamiento (Charter Party) estipula que acciones han de tomarse por la nave para conseguir la aceptabilidad de sus tanques de carga, pero puede ser posible que estas acciones sean discutidas por representantes de todas las partes involucradas (nave, embarcador, consignatario, inspector).

Precauciones de seguridad para la inspección de los tanques de buque:

Con el objeto de realizar la inspección de limpieza de una manera segura, el inspector debería poseer el siguiente equipamiento:

- Aparato de aire comprimido para protegerse de posibles gases remanentes en los tanques.
- Equipo personal de seguridad consistente en: casco, anteojos de seguridad, guantes y zapatos de seguridad.
- Un indicador de oxígeno, el cual le permite determinar el contenido de oxígeno de la atmósfera del tanque antes de descender hasta el fondo.

3.1.3 INSPECCION DE LIMPIEZA DE TANQUES

La inspección de los tanques de carga de un buque gasero, actividad encaminada a determinar su condición de limpieza y aceptabilidad para recibir el producto a cargar, generalmente consiste en dos tipos de inspección que se complementan entre sí, aunque a veces sólo la segunda es posible de realizar:

- I. La inspección visual de limpieza de tanques, la cual sólo es posible cuando los tanques se encuentran libre de gases, es decir, en condiciones atmosféricas (con aire).
- II. La inspección de tipo teórica/analítica: utilizada como complemento de la anterior, para verificar la atmósfera interior de los tanques y/o cuando no es posible ingresar a ellos.

Inspección Visual de Limpieza de Tanques

La inspección visual para determinar la condición de limpieza de un tanque sólo puede ser realizada en tanques que han sido llevados a condiciones atmosféricas, de tal manera que el inspector puede ingresar al interior del tanque y tiene acceso a todos espacios del mismo.

La inspección de tanques está basada principalmente en la experiencia y en el conocimiento del producto y condiciones de manejo de los gases licuados.

En principio, cada tanque de la nave debe ser inspeccionado haciendo una cuidadosa inspección visual de las superficies interiores, cuadernas, serpentines de calefacción, líneas de succión.

- Si los tanques están provistos con recubrimiento en sus paredes, éste debería ser examinado por posibles daños y, en ese caso, debería evaluarse la factibilidad de que dicho daño pudiera afectar la calidad del producto a cargar.
- Objetos perdidos dentro del tanque tales como tornillos, pernos o cualquier objeto de metal o de otra índole debería ser retirado.
- Los serpentines de vapor deberían ser probados y presurizados para detectar eventuales fugas o para probar su apropiada condición de trabajo.
- Los instrumentos de medición automática deben ser verificados por posibles daños dentro del tanque.
- Debe verificarse que la cubierta de la escotilla del tanque y su respectivo empaque provean una condición de cierre adecuado para prevenir la entrada de agua de mar durante el transporte.

El inspector debe ser capaz de formarse una opinión respecto de la limpieza y/o aptitud de los tanques de carga, después de terminada su inspección visual.

Ya sea que los tanques sean aceptados o no, el inspector emitirá un informe de inspección de tanques, con la siguiente información:

- Identificación de los tanques que han sido inspeccionados
- Nombre de la nave.
- Lugar y fecha donde la inspección se ha realizado.
- Nombre del producto que se va a cargar.
- Últimas tres o cinco cargas en cada tanque.
- Métodos de limpieza y/o preparación de tanques empleado.
- Tipo y construcción de los tanques inspeccionados.
- Resultado de la inspección: si los tanques han sido aceptados o rechazados.
- Observaciones adicionales.

Inspección Analítica

Este tipo de inspección es utilizada en casi todos los embarques de gas licuado. Cuando los tanques son preparados para la inspección visual, es decir, son desgasificados y dejados en condiciones atmosféricas, posteriormente deben ser inertizados y purgados antes de comenzar la carga. Para verificar si las condiciones de la atmósfera son adecuadas después del inertizado (esto significa, en la mayoría de los casos, reducir el contenido de oxígeno por debajo de un 5 %), será necesario recurrir a la inspección analítica.

Lo mismo ocurrirá una vez que los vapores del producto hayan desplazado al gas inerte, al finalizar la operación de purga.

Por otra parte, si los tanques de una nave no son desgasificados y, por tanto, la inspección visual no se puede realizar, el único método para verificar las características de la atmósfera interna, en orden a establecer si es aceptable o no para la carga, será mediante esta

inspección analítica, la cual se realiza todas las veces que sea necesario.

Antes de proceder a la carga los vapores contenidos en los tanques tendrán que ser aceptables, cuantitativa y cualitativamente, y será una tarea del inspector examinar la información disponible acerca de la fase de vapor, en orden a decidir si el buque es aceptado para cargar el producto.

La inspección analítica consiste en tomar muestras representativas de la atmósfera del tanque y analizarlas según los requerimientos específicos de cada situación. Los resultados de los análisis confirmarán si los vapores presentes serán compatibles con el producto a ser cargado. El muestreo y los análisis deben ser realizados por personal capacitado.

El informe o certificado emitido en relación a la inspección analítica debe entregar una descripción de toda la información obtenida a bordo, de las muestras tomadas y los puntos de muestreo empleados, de los análisis realizados y sus resultados.

3.2 INSPECCION EN TERMINAL ANTES DE LA CARGA

Es muy importante que las condiciones de todo el sistema de carga del terminal sea inspeccionado antes del cargamento. Además de las condiciones físicas de presión y temperatura, el sistema completo debería examinarse para verificar por ejemplo, la segregación de la línea de carga de gas con respecto a otros sistemas de líneas, así como la hermeticidad de las posibles válvulas de separación.

Las acciones o actividades de inspección que se llevan a cabo en la operación de carga, normalmente pueden resumirse en los siguientes aspectos:

- Determinar la condición y características del sistema de líneas de carga
- Verificación de una adecuada segregación con otros sistemas de líneas, si fuese relevante.
- Si se requiere: vaciado, llenado y/o enfriado de la línea de carga.
- Establecer si los vapores desplazados desde los tanques del buque durante la operación de carga serán retenidos a bordo, usando los equipos de licuefacción del buque, o serán retornados hacia la instalación de tierra a través de una línea de retorno de vapores. En este caso, verificar donde serán recibidos los vapores y establecer el procedimiento para medir la cantidad desplazada.
- Medición de tanques de almacenamiento y/o lectura de medidores
- Establecer si los tanques de tierra permanecerán inactivos durante la carga.
- Realizar o presenciar el muestreo de tanques y línea.
- Análisis (o presencia de análisis) de las muestras de tanques y línea.
- Cálculo de la cantidad embarcada.
- Si la cantidad entregada por la planta de almacenamiento se determina a través de medidor de flujo, registrar el tipo de medidor, su tamaño, el rango de flujo del equipo, el flujo estimado de operación, el estado de su calibración y otros datos relevantes.

Cuando los puntos arriba mencionados han sido seguidos y el producto contenido en tanques y líneas se ha encontrado en conformidad con los límites de las especificaciones requeridas, la carga hacia la nave puede ser autorizada.

3.3 PROCEDIMIENTO DE CARGA DE GLP EN BUQUES

Para las operaciones de carga en buques, existe una secuencia a seguir, entre estos pasos se incluyen las coordinaciones generales y las actividades a seguir antes, durante y después de la carga.

3.3.1 COORDINACIONES GENERALES

Antes de iniciar las operaciones de carga de GLP, se realiza una reunión entre el Inspector, el Representante del Terminal (Loading Master) y el Primer Piloto quien se encuentra a cargo de la operación en el buque.

En esta reunión, se coordina la transferencia de productos y se definen las condiciones, volúmenes, calidad del producto, presión y temperatura en el manifold (tren de válvulas), régimen de bombeo, y otros detalles que se deben respetar durante la operación de carga.

Se revisará la Lista de Verificación de Seguridad Buque/Tierra (Check List), los sistemas de comunicación, así como los planes y procedimientos de la carga a realizar.

Es importante mencionar que un buque puede tener tanques independientes de propano y butano, por consiguiente, puede darse un plan de carga con diferentes etapas y porcentajes de mezcla propano/butano.

Se definirá si el personal de la nave o el de tierra indicarán el término de cada operación.

3.3.2 ANTES DEL PROCESO DE CARGA DE LA NAVE

Una vez terminado el proceso de amarre de la nave a boyas o muelle (plataforma) se realizarán los siguientes pasos:

3.3.2.1 CONEXION DE LA MANGA O BRAZO DE CARGA

Se procederá a conectar la manga o brazo de carga al tren de válvulas del buque.

En el caso de un embarque puede darse el caso de conectarse una línea de retorno para la fase vapor.

Como se puede embarcar propano, butano o mezcla de estos productos, es importante conocer las características del producto que contiene la línea para realizar los cálculos correspondientes.

3.3.2.2 FACTOR DE EXPERIENCIA DE LA NAVE (VEF)

El Factor de Experiencia de un Buque (Vessel Experience Factor), es una compilación de la historia de las mediciones a bordo del buque, respecto del Volumen Total Calculado (TCV) recibido o entregado, en comparación con las mediciones de la planta quien envía el producto, volumen total calculado (TCV).

Se determinará este factor en base a un listado de los cálculos según buque y tierra en las últimas 20 operaciones de carga o descarga según sea el caso.

3.3.2.3 INSPECCION DE LA NAVE AL ARRIBO

Corresponde al registro de los calados y la escora de la nave para realizar las correcciones en el cálculo del volumen de cada tanque.

3.3.2.4 MEDICION DE TANQUES AL ARRIBO

La medida en los tanques corresponde a tres variables: Nivel del Líquido, Temperatura y Presión.

1. Nivel de Líquido (Gauge).

Las condiciones climatológicas como viento y marea influyen mucho en la exactitud de la medida de la sonda, por esta razón es importante tomar varias medidas y obtener un promedio.

a. Unidades: cm, m, pies-pulg

b. Instrumentos:

- Huincha-flotador

Consiste en un flotador conectado a una cinta metálica y, por medio de ésta, a un instrumento indicador, el cual puede ser dispuesto para lectura local o remota. Las sondas de flotador normalmente no son capaces de registrar un nivel de líquido de menos de 4 pulgadas.

Tubo corredizo

Este instrumento consiste en un tubo deslizante el cual penetra al tanque. El tubo posee un orificio de 1.5mm de diámetro, por donde una pequeña cantidad de producto es liberado hacia el exterior.

Cuando el extremo inferior del tubo alcanza la superficie de líquido, se produce la salida de éste por el orificio, indicando el nivel de líquido en la escala graduada del tubo. Este método se emplea en tanques presurizados.

Sensores Electrónicos

Muestran directamente las medidas en el panel de control.

2. Temperatura de la Fase Líquida y de la Fase Vapor.

Los tanques cuentan con varios termómetros a distintos niveles. Por lo general son 3 termómetros pero en tanques de gran capacidad pueden utilizarse 5 termómetros.

Según sea el nivel del líquido se toma el promedio de las temperaturas de los termómetros que se encuentren dentro de esta fase y de igual manera para la fase vapor.

a. Unidades: °C, °F

b. Instrumentos: Sensores electrónicos (termocuplas) / tipo reloj

3. Presión de Vapor.

Se mide la presión manométrica ejercida por la fase vapor en el tanque.

a. Unidades: Kgf/cm², bar, lbf/pulg² (psi), KPa.

b. Instrumentos: Manómetro tipo reloj o digitales

3.3.3 CALCULO DE LAS CANTIDADES A BORDO

Las cantidades a bordo se realizan en base al cálculo de Toneladas Métricas en Vacío de las Fases Líquida y Vapor.

Como se trata de gases y estos ocupan todo el volumen disponible, el volumen que se reporta corresponde al volumen que ocuparía el producto si sólo estuviera en fase líquida a la temperatura estándar. La secuencia tradicional de cálculo utilizando cinta métrica en buques es la siguiente:

3.3.3.1 Fase Líquida

1. Medida Observada

Nivel de líquido en el tanque en metros.

Se lee en una cinta métrica enrollable a través de un visor hermético.

Debido a las presencia de corrientes marinas y viento se realizan varias medidas y se toma un promedio aritmético de las lecturas.

2. Medida Corregida

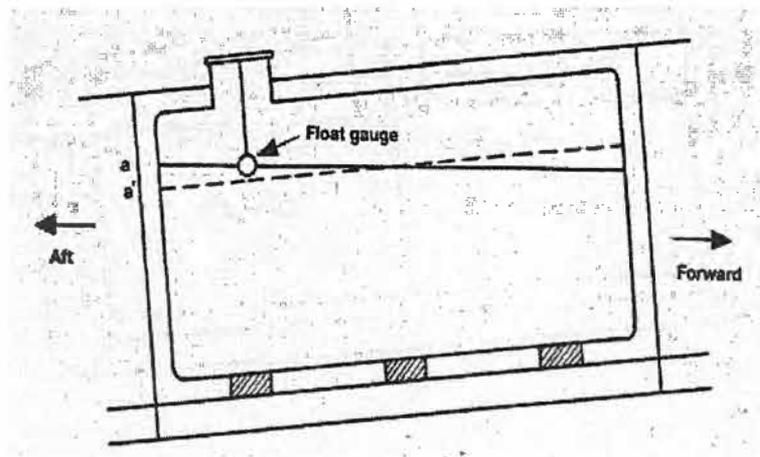
A la medida anterior se aplican las siguientes correcciones:

- Corrección por Trimado.

Esta corrección es idéntica a la que se realiza para toda clase de líquidos, debida a la inclinación del buque con respecto al plano horizontal situado a nivel del agua. Se calcula por la diferencia entre el calado de proa y popa.

En la Figura 10 la proa (forward) está hacia el lado derecho y la popa (aft) hacia el lado izquierdo.

Figura 10



Como vemos, la cinta de medición baja perpendicularmente al fondo del tanque y la línea punteada corresponde a la Tabla de Cubicación del Tanque, pero el nivel del producto no se encuentra paralelo al fondo del tanque hay que realizar una corrección por este efecto conocida como la Corrección por Trimado o Asiento.

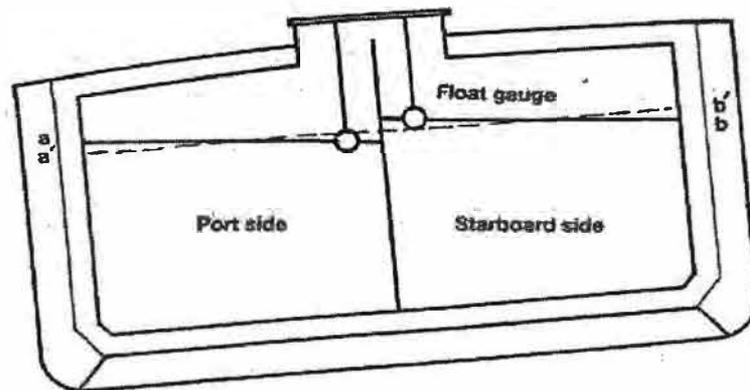
- **Corrección por Escora.**

Esta corrección también se realiza para los demás líquidos, debida a la inclinación del buque con respecto al plano horizontal.

Se determina por el número de grados de inclinación de la nave a babor o estribor.

En la figura 11 observamos la inclinación de la nave hacia babor.

Figura 11



Se repite un efecto muy similar al del Trimado, pues la Cinta de Medición baja perpendicularmente al fondo del tanque pero el nivel del producto no se encuentra paralelo al fondo del tanque como se muestra en el gráfico. La Tabla de Cubicación está diseñada para la línea punteada pero el producto se encuentra como se muestra en la línea continua y hay que realizar una corrección para este efecto.

- Corrección por Encogimiento de la Huincha

Cuando la huincha metálica pasa a través del espacio ocupado por el vapor frío se contrae por efecto de temperatura y, por lo tanto, indica un nivel de líquido mayor al realmente existente. La corrección necesaria debe sumarse al nivel observado.

Se ingresa a la tabla con la temperatura promedio de la fase vapor.

- **Corrección por el Peso del Flotador**

El punto cero del flotador de la huincha es determinado por el fabricante, pero normalmente estará situado en el punto medio del flotador.

Sin embargo, siendo el peso del flotador constante, el grado de inmersión dependerá de la densidad del líquido que se esté midiendo. Si el producto tiene una temperatura y densidad diferente de la asumida por el fabricante, una pequeña corrección debida a la inmersión del flotador será necesaria.

Se ingresa a la tabla con la gravedad específica corregida a la temperatura promedio de la fase líquida, este valor se obtiene multiplicando la Gravedad Específica 60/60°F por el factor de la Tabla ASTM-IP 24.

3. Temperatura

Se calcula el promedio de las temperaturas de la fase líquida para cada tanque. Generalmente se trabaja en °C.

Por lo general se cuentan con tres termómetros en los tanques, pero también se da el caso de tener 5 termómetros en el caso de tanques grandes.

4. Volumen Bruto

Con la sonda corregida se ingresa en la tabla de cubicación del tanque y se obtiene un volumen observado (m^3). Este volumen observado se encuentra a la temperatura de calibración, usualmente 20°C

5. Corrección por Contracción de las Paredes del Tanque

Los tanques han sido calibrados a temperatura ambiente, usualmente 20°C. Cuando la temperatura de las fases líquida y vapor son menores se tendrá un volumen menor al leído en la tabla de calibración debido a la contracción del material de las paredes del tanque.

Por lo general se trabaja con la misma tabla para los tanques de la nave por estar hechos del mismo material ingresando directamente con la temperatura.

6. Volumen Corregido

Se obtiene multiplicando el Volumen Bruto por el Factor de Corrección por Contracción de las Paredes del Tanque a la temperatura promedio de la fase líquida.

7. Factor de Corrección del Volumen

Este factor se obtiene ingresando a la Tabla ASTM-IP-54 con la Densidad a 15°C y la Temperatura de la Fase Líquida en °C.

8. Volumen a 15°C

Se obtiene multiplicando directamente el Volumen Corregido por el Factor de Corrección de Volumen.

9. Densidad a 15°C

Corresponde al valor empleado en el Puerto de Embarque.
Densidad debe ir en gr/cm^3 .

La Tabla ASTM-IP 21 (Gravedad Específica a Gravedad API y Densidad) permite convertir valores de Gravedad Específica 60/60°F a Densidad a 15°C.

10. Toneladas Métricas de la Fase Líquida en Vacío

Se obtienen multiplicando el Volumen (m^3) a 15°C por la Densidad a 15°C (gr/cm^3).

3.3.3.2 Fase Vapor

1. Capacidad Total del Tanque

De la Tabla de Cubicación del Tanque se toma el volumen al 100% en m^3 .

2. Temperatura

Corresponde al promedio de las temperaturas de la fase vapor de cada tanque en °C.

3. Presión

Corresponde a la presión de la fase vapor. Por lo general se trabaja en bares o Kg/cm^2 .

4. **Peso Molecular**

Se calcula en base a los resultados del Análisis Cromatográfico realizado en el Puerto de Embarque.

$$PM_{mezcla} = \frac{\sum (PM_i \times V_i)}{100}$$

Donde: PM_i : Peso Molecular del componente i.

V_i : % Volumen del componente i en la mezcla

5. **Volumen Bruto**

Se obtiene por simple resta de la Capacidad Total del Tanque menos Volumen Bruto de la Fase Líquida en m^3 .

6. **Factor de Corrección por Contracción de las Paredes del Tanque**

Al igual que en la fase líquida, como la temperatura de la fase vapor es menor a la temperatura de calibración, se tendrá un volumen menor leído en la tabla debido a la contracción del material de las paredes del tanque y se requiere el uso de una tabla especial de acuerdo al material de construcción. Este factor se obtiene ingresando directamente a la tabla con la temperatura.

7. **Volumen Corregido**

Se obtiene multiplicando el Volumen Bruto por el factor de corrección por contracción de las paredes del tanque.

8. Factor Específico de Peso

La siguiente Ecuación se obtiene a partir de la Ecuación de los Gases Ideales:

$$\text{Factor Específico de Peso} = \frac{(1 \text{ atm} + P)}{(1 \text{ atm})} \times \frac{(27315)}{(27315 + T)} \times \frac{(\text{Peso Molecular})}{(22,414)}$$

Donde:

T : Temperatura de la Fase Vapor en °C

P : Presión de la Fase Vapor en atm.

Observación:

Para la presión pueden utilizarse las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ atm} = 1.01325 \text{ bares} = 1.03329 \text{ Kg/cm}^2 = 14.7 \text{ psi} = 101.325 \text{ KPa}$$

9. Toneladas Métricas de la Fase Vapor en Vacío

Se obtienen multiplicando el Volumen Corregido (m^3) por el factor específico de peso.

3.3.3.3. Toneladas Métricas Totales en Vacío

Se obtienen sumando las Toneladas Métricas de la Fase Líquida en Vacío y las Toneladas Métricas de la Fase Vapor en Vacío para cada tanque.

3.3.3.4. Carga Total a Bordo

a. Antes del Embarque

- Toneladas Métricas Totales en Vacío

Se obtienen sumando las Toneladas Métricas Totales en Vacío de cada tanque.

- Toneladas Largas Totales en Vacío

Se obtienen dividiendo las Toneladas Métricas Totales en Vacío por el factor 1.01605.

- Toneladas Métricas Totales en Aire

La conversión de Toneladas Métricas en Vacío a Toneladas Métricas en Aire se realiza con la siguiente fórmula:

$$T. M. (\text{en Aire}) = T. M. (\text{en Vacío}) \times \text{Factor (T 56)}$$

El Factor (T 56) se obtiene ingresando a la Tabla ASTM 56 con la Densidad a 15°C.

- Toneladas Largas Totales en Aire

Se obtienen dividiendo las Toneladas Métricas Totales en Aire por el factor 1.01605.

- **Barriles Totales a 60°F**

Se obtienen a través de la siguiente ecuación:

Barriles a 60°F = T. M. (en Aire) x Factor (T 58)

El Factor (T 58) se obtiene ingresando a la Tabla ASTM-IP 58 con la Densidad a 15°C.

- **Metros Cúbicos Totales a 60°F**

Se obtienen multiplicando los Barriles a 60°F por el factor 0.1589873.

- **Metros Cúbicos Totales a 15°C.**

Se obtienen a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Metros Cúbicos a } 15^{\circ}\text{C} = \frac{\text{Toneladas Métricas (en vacío)}}{\text{Densidad a } 15^{\circ}\text{C}}$$

- **Barriles Totales a 15°C**

Se obtienen multiplicando los Metros Cúbicos Totales a 15°C por el factor 6.28981.

3.3.3.5 DIFERENCIAS EN TRANSITO

Antes de realizar las operaciones de carga se comparan las cantidades obtenidas con las cantidades del puerto anterior.

Lo más recomendable es comparar las cantidades en Toneladas Métricas. Los Barriles son referenciales, pues un gas ocupa todo el espacio proporcionado en el interior del tanque y el cálculo de los Barriles corresponde al volumen que ocuparía el producto si sólo estuviese en fase líquida.

3.3.4 DURANTE LA OPERACION DE CARGA DE LA NAVE

3.3.4.1. COMUNICACIONES

Durante las operaciones de carga, todas las partes involucradas deberán estar al tanto de manifestar cualquier problema que puede afectar la operación.

Debe llevarse un control horario en base al régimen de carga y la presión y temperatura en el tren de válvulas (manifold).

3.3.4.2. NIVEL PRELIMINAR DEL PRODUCTO

En el caso de un embarque se debe calcular una medida preliminar para cada tanque según el asiento, escora, temperatura y presión.

3.3.5. DESPUES DE LA OPERACION DE CARGA DE LA NAVE

3.3.5.1. INSPECCION DE LA NAVE AL ZARPE

Corresponde al registro de los calados y la escora de la nave para realizar las correcciones en el cálculo del volumen de cada tanque.

3.3.5.2 MEDICION DE TANQUES DESPUES DE LA OPERACIÓN DE CARGA

Al igual que en la fase inicial se realiza la medición del Nivel de Líquido, las Temperaturas en los diferentes niveles y Presión en cada tanque.

3.3.5.3 CALCULO DE LAS CANTIDADES A BORDO DESPUES DE LA OPERACIÓN DE CARGA

Se realiza la secuencia de cálculo mostrada antes de la Carga.

Por diferencia entre las cantidades finales e iniciales en la operación, se obtienen las cantidades de producto cargadas.

3.4 MUESTREO DE GLP

En el caso de un embarque o carga de glp, antes de iniciar el embarque, los tanques se encuentran sólo con producto en fase vapor.

Las muestras en fase vapor se toman usualmente con el objeto de determinar el contenido de oxígeno y la composición de la fase gaseosa.

La determinación de contenido de oxígeno es necesaria debido a que se puede formar una mezcla explosiva en el tanque del buque.

La cantidad máxima aceptable de oxígeno en la fase vapor del tanque de buque es de 1.0 % .

Después de realizada la carga se procederá al muestreo correspondiente.

A continuación se detalla el procedimiento de muestreo

3.4.1 CONDICIONES GENERALES DE OPERACION DE MUESTREO

A. ASTM D-1265 “Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)”. Práctica Estándar para Muestreo de Gases Licuados de Petróleo (GLP) (Método Manual). Deben considerarse los siguientes factores para obtener una muestra representativa:

- La muestra debe corresponder sólo a la fase líquida.
- Cuando se conoce que el material a muestrear está compuesto predominantemente por un tipo de gas, la muestra líquida podrá ser tomada de cualquier parte del tanque.
- Cuando el producto a muestrearse ha sido agitado y se ha logrado la uniformidad, la muestra líquida podrá ser tomada de cualquier parte del tanque.
- Debido a la amplia variedad en los detalles de construcción de los contenedores para gases licuados de petróleo, es difícil de especificar un método uniforme para obtener muestras representativas de mezclas heterogéneas. Si no es posible agitar la mezcla para homogenizar, las partes interesadas deberán acordar un procedimiento de muestreo.
- Las instrucciones para el muestreo no son suficientemente explícitas como para cubrir todos los casos. Por ello deben ser complementadas por el juicio, habilidad y experiencia en el

muestreo. Cuidado extremo y buen juicio son necesarios para asegurar muestras que representan el carácter general y condición promedio del material. Debido a los riesgos involucrados, el glp debe ser muestreado por, o bajo la supervisión de personas familiarizadas con las precauciones necesarias de seguridad.

- Las muestras que serán evaluadas por presencia de compuestos corrosivos o sulfurosos, deben ser tomadas en contenedores de acero inoxidable equipados con válvulas también de acero inoxidable, de lo contrario, la determinación de sulfuro de hidrógeno, por ejemplo, puede resultar errada.
- Vapores de hidrocarburos ventilados durante el muestreo deben ser controlados para asegurar el cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente aplicables.
- El glp puede transportarse a temperatura ambiente en tanques presurizados. En este caso el muestreo es simple pues la presión de la fase vapor permite llenar los bombines.
- El propano se suele trasladar a una temperatura de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y el butano a unos $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$, en este caso se encuentran a baja presión, y es necesario el uso de un equipo de bombeo para poder obtener la muestra de la fase líquida.

B. ASTM D-3700 “Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder” (Práctica Estándar para Obtener Muestras de GLP Utilizando un Cilindro con Pistón Flotante)

Esta práctica cubre el equipo y los procedimientos para obtener una muestra representativa de GLP que pueda contener componentes volátiles tales como metano, nitrógeno y etano.

El muestreo utilizando la norma ASTM D-1265 puede dar lugar a una pequeña pérdida, pero predecible de estos componentes más ligeros. La práctica ASTM D-1265 es conveniente para recoger las muestras para las pruebas de rutina, pues la pérdida pequeña de componentes ligeros no es significativa bajo los requerimientos de la ASTM D-1835.

Se recomienda la práctica ASTM D-3700 siempre que se requiera la determinación altamente exacta de componentes ligeros.

Esta práctica se puede utilizar para productos fuera de especificación que contienen cantidades significativas de gases sin disolver (N₂, CO₂), agua libre u otras fases separadas, tales como mezclas gas/líquido sin procesar y materiales relacionados pero teniendo en cuenta precauciones adicionales que son generalmente necesarias para obtener muestras representativas de productos polifásicos.

También es importante la localización del punto de muestreo en una línea o buque para poder obtener una muestra representativa y que el producto se encuentre en una sola fase líquida homogénea.

3.4.2 EQUIPOS DE MUESTREO

A. ASTM D-1265 “Standard Practice for Sampling Liquified Petroleum (LP) Gases (Manual Method)”. Práctica Estándar para Muestreo de Gases Licuados de Petróleo (GLP) (Método Manual). Las muestras se sacan en bombines generalmente de 1,000ml que garanticen máxima seguridad. Deberán ser resistentes a la corrosión por el producto a muestrear. Un material adecuado es el acero inoxidable.

El bombín deberá estar equipado con un tubo interno de merma (outage) que permita liberar el 20% de la capacidad del contenedor. El extremo del contenedor equipado con este tubo interno deberá estar claramente marcado.

A continuación se muestra la figura 12 un bombín típico:

Figura 12



Para determinar el índice de corrosión se utiliza un bombín pequeño que cumple con las especificaciones de la norma ASTM D 1838.

Este bombín contiene una lámina de cobre suspendida en su interior. Esta lámina es comparada con una escala de colores luego de sumergir el bombín en un baño de agua a 100°F durante 1 hora.

Figura 13



Además, la persona que realiza el muestreo debe utilizar una manguera flexible de acero inoxidable o metal impermeable al producto a muestrearse para realizar la conexión y equipo de seguridad como lentes, guantes, casco y botas.

B. ASTM D -3700-01 “Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder” (Práctica Estándar para Obtener Muestras de GLP Utilizando un Cilindro con Pistón Flotante).

Las muestras se sacan en bombines especiales de acero inoxidable que contienen un pistón interno flotante que lo divide en dos compartimentos.

Figura 14



El volumen del bombín ocupado por la muestra, usualmente está expresado como un porcentaje de la capacidad total, generalmente es el 80%.

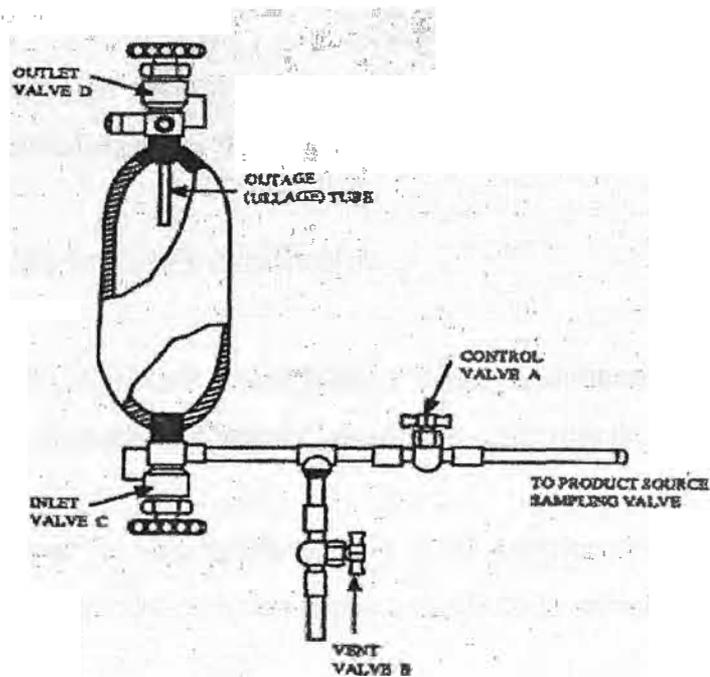
Los bombines cuentan con un indicador de posición del pistón que señala el volumen de la muestra y no se debe pasar del máximo porcentaje de llenado.

3.4.3. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO

A. ASTM D-1265 “Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)”. Práctica Estándar para Muestreo de Gases Licuados de Petróleo (GLP) (Método Manual).

En base al diseño mostrado en la Figura 15 vamos a describir el procedimiento de muestreo para el GLP:

Figura 15



a.- Purga de la Línea de Transferencia

Conectar firmemente los extremos de la línea de transferencia a la línea de producto y a la válvula de entrada C.

Cerrar las válvulas de control A, la válvula de venteo B y la válvula de entrada C.

Abrir la válvula de la línea de producto y purgar la línea de transferencia abriendo la válvula A y la válvula de venteo B.

b.- Purga del bombín

- Colocar el recipiente en posición vertical, con la válvula D en la parte superior.

Cerrar la válvula de salida D, la válvula de venteo B y la válvula de entrada C.

- Abrir la válvula de control A.
- Abrir la válvula de entrada C y llenar parcialmente el recipiente con la muestra abriendo lentamente la válvula de salida D.
- Cerrar la válvula de control A y permitir que parte de la muestra escape en fase vapor a través de la válvula de salida D.

Cerrar la válvula D y permitir que escape el líquido restante abriendo la válvula de venteo B.

Repetir la operación de purgado por lo menos tres veces.

c.- Muestreo

Cerrar la válvula de entrada C y la válvula de salida D.

- Colocar el recipiente en posición vertical, con la válvula D en la parte superior.
- Cerrar la válvula de venteo B.

Abrir la válvula de control A.

Abrir la válvula de entrada C y llenar el recipiente con la muestra.

Cerrar la válvula de entrada C y la válvula de la línea de producto.

Abrir la válvula de venteo B.

Después que la presión ha sido disipada, desconecte el bombín de la línea de transferencia.

Desechar la muestra si se desarrolla una fuga por las válvulas, o si cualquier válvula es abierta durante el manipuleo del bombín antes de realizar las operaciones de merma establecidas en la eliminación del exceso de muestra.

d.- Eliminación del Exceso de Muestra

Inmediatamente después de obtener la muestra, colocar el recipiente en posición vertical, con tubo interno en la parte superior.

Abrir la válvula de salida D lentamente y dejar que escape el exceso de líquido, cerrar la válvula a la primera señal de vapor.

Si no escapa líquido, descartar la muestra y volver a llenar el bombín.

e.- Revisión de Fugas

Después de eliminar el exceso de líquido, de modo tal que sólo el 80% de la muestra permanezca, sumergir en un baño de agua y verificar la existencia de fugas.

Si se detecta un escape en cualquier momento durante la operación de muestreo, descartar la muestra.

Reparar o reemplazar el recipiente defectuoso antes de obtener otra muestra.

B. ASTM D -3700 “Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder” (Práctica Estándar para Obtener Muestras de GLP Utilizando un Cilindro con Pistón Flotante).

Una muestra líquida de GLP se transfiere bajo presión de un punto de muestreo a un cilindro de pistón flotante que está diseñado para recoger muestras sin vaporización desplazando un pistón contra un fluido (generalmente un gas inerte tal como helio, nitrógeno o argón).

El pistón sirve como barrera física entre la muestra y el fluido que presuriza, a la presión del muestreo. La posición del pistón al final del muestreo indica porcentaje de llenado del cilindro de muestreo.

Es la responsabilidad del usuario localizar el punto de muestreo conveniente, donde la muestra sea representativa y esté en una sola fase líquida homogénea.

3.4.4 MANIPULACION DE MUESTRAS

Se menciona algunas pautas importantes en el cuidado, transporte y almacenamiento de las muestras:

- Colocar las muestras en un lugar fresco tan pronto como sea posible.
- Mantenerlas así hasta que todos los ensayos hayan sido completados.
- Descartar cualquier muestra en bombines que tengan fugas.
- Proteger las válvulas en el contenedor, ya sea envolviendo el contenedor con un embalaje apropiado o utilizando tapas protectoras evitando el apisonamiento accidental.
- Como sabemos, el calor produce expansión del producto y por tanto mayor presión, por consiguiente es importante trasladar las muestras en un contenedor refrigerado.

3.4.5 ALMACENAMIENTO Y RETENCION

Las muestras de gases licuados de petróleo deben almacenarse en lugares especiales y con buena ventilación.

El tiempo de almacenamiento y retención depende del tipo de muestra. Las muestras de gases licuados normalmente serán mantenidas en retención por aproximadamente 14 días. El período de retención de las muestras debe quedar estipulado en el contrato entre el comprador y el vendedor del producto.

3.4.6 ROTULACION O ETIQUETADO

Se recomienda rotular la muestra inmediatamente después de ser tomada. Para ello pueden emplearse lápices con tinta a prueba de agua. Si es posible, usar etiquetas autoadhesivas.

La siguiente información debería incluirse:

- Nombre del producto
- Identificación de la muestra: líquido / gas fondo / medio / Superficie
- Nombre y número de la nave y estanque
- Fecha y, si es requerido, hora de muestreo
- Referencia en relación al tiempo de muestreo: antes, durante o después de la carga o descarga.
- Puerto, instalación y/o sitio de atraque de la nave
- Nombre del inspector que tomó la muestra
- Propósito de la muestra: para retención, para análisis, etc.
- Tiempo de retención

CAPITULO IV : EJEMPLO ILUSTRATIVO DE LA OPERACIÓN DE CARGA DE GLP

Se trata de la carga de un Buque utilizando el clásico sistema de medición.

Tabla 1

DATOS	INICIAL	FINAL
Medida Observada (mts)	0.000	7.710
Temperatura Superior (°C)	17.0	16.0
Temperatura Media (°C)	16.5	14.0
Temperatura Inferior (°C)	16.5	13.0
Presión de Vapor (bares)	0.7	5.1
Densidad a 15°C	0.5384	0.5384
Peso Molecular	50.7123	50.7123
Volumen Total del Tanque (m ³)	1,057.220	1,057.220
Calado de Proa (mts)	1.50	3.80
Calado de Popa (mts)	4.10	4.80
Escora	0.0°	1.5° Babor

Para realizar el cálculo se va a llenar una Hoja de Cálculo para la Fase Líquida y otra para la Fase Vapor como se muestra a continuación:

Tabla 2

HOJA DE CALCULO FASE LIQUIDA	INICIAL	FINAL
Medida Observada (mts)	0.00	7.710
- Corrección por Trimado		- 0.017
- Corrección por Escora		+0.145
- Corrección por Encogimiento de la Cinta		0.000
- Corrección por Hundimiento del Flotador		+0.122
Medida Corregida		7.960
Temperatura (°C)		13.5
Volumen Bruto (m ³)		1,034.200
Factor de Encogimiento		0.999765
Volumen Corregido		1,033.957
F.C.V. (ASTM-IP-54)		1.00400
Volumen a 15°C (m ³)		1,038.093
Densidad a 15°C		0.5384
Toneladas Métricas en Vacío (Fase líquida)		558.909

Tabla 3

HOJA DE CALCULO FASE VAPOR	INICIAL	FINAL
Capacidad Total del Tanque (m ³)	1,057.220	1,057.220
Temperatura (°C)	16.7	16.0
Presión (bares)	0.7	5.1
Peso Molecular	50.7123	50.7123
Volumen Bruto (m ³)	1,057.220	23.020
Factor de Encogimiento	0.999881	0.999860
Volumen Corregido (m ³)	1,057.094	23.017
Factor Específico de Peso	0.0036052	0.0128952
Toneladas Métricas en Vacío (Fase vapor)	3.811	0.297

A continuación vamos a detallar paso a paso el desarrollo de las Hojas de Cálculo:

4.1 CALCULOS INICIALES:

4.1.1 Como no hay **Fase Líquida** del Producto todo el cálculo se realiza en la **Fase Vapor**.

a. Capacidad Total del Tanque (m³)

Como sabemos la Capacidad Total del Tanque es 1,057.220 m³.

b. Temperatura (°C)

Corresponde a la Temperatura Promedio de la Fase Vapor.

Como el Tanque no tiene Fase Líquida se considera el promedio de los valores de la Temperatura Superior, Media e Inferior.

$$\text{Temperatura Fase Vapor} = (17.0 + 16.5 + 16.5) / 3$$

$$\text{Temperatura Fase Vapor} = 16.7^{\circ}\text{C}$$

c. Presión (bares)

La presión se mide directamente del tanque y su valor de acuerdo a los datos es 0.7 bares.

d. Peso Molecular

El dato del peso molecular utilizado en las condiciones iniciales es el mismo valor utilizado en la anterior carga. En este caso su valor es 50.7123.

e. Volumen Bruto (m³)

Como no hay Fase Líquida, el Volumen Bruto de la Fase Vapor corresponde a la Capacidad Total del Tanque.

Volumen Bruto de la Fase Vapor = 1,057.220 m³.

f. Factor de Encogimiento

Obtenemos el Factor de Encogimiento del tanque con las condiciones de la Fase Vapor con la Tabla (Tabla 4).

Tabla 4

Temperatura (°C)	Factor de Encogimiento
15.0	0.99982
16.0	0.99986
17.0	0.99989
18.0	0.99993
19.0	0.99996
20.0	1.00000

Ingresando con la Temperatura Promedio de la Fase Vapor de 16.7°C tenemos un valor de 0.999881.

g. Volumen Corregido (m³)

Lo obtenemos multiplicando directamente el Volumen Bruto de la Fase Vapor por el Factor de Encogimiento de esta fase.

Volumen Corregido = 1,057.220 x 0.999881

Volumen Corregido = 1,057.094 m³

h. Factor Específico de Peso

Al igual que en el cálculo inicial usamos la siguiente ecuación:

$$\text{Factor Específico de Peso} = \frac{(1 \text{ atm} + P)}{(1 \text{ atm})} \times \frac{(273.15)}{(273.15 + T)} \times \frac{(\text{Peso Molecular})}{(22,414)}$$

Como la Presión del tanque está en bares reemplazamos el factor 1 atmósfera por su equivalente 1.01325 bares.

Con los datos de Presión 0.7 bares, Temperatura 16.7°C y Peso Molecular 50.7123 tenemos:

$$\text{Factor Específico de Peso} = \frac{(1.01325 + 0.7)}{(1.01325)} \times \frac{(273.15)}{(273.15 + 16.7)} \times \frac{(50.7123)}{(22,414)}$$

Factor Específico de Peso = 0.0036055

i. Toneladas Métricas en Vacío (Fase Vapor)

Se obtienen multiplicando directamente el Volumen Corregido con el Factor Específico de Peso.

Toneladas Métricas (en Vacío) = 1,057.094 x 0.0036055

Toneladas Métricas (en Vacío) = 3.811

Como no tenemos Fase Líquida, el Tonelaje Métrico en Vacío de la Fase Vapor corresponde al Tonelaje Métrico en Vacío Total y con este valor podemos calcular el Tonelaje en Aire y el Volumen a 60°F y a 15°C con la siguiente secuencia:

a. Toneladas Métricas en Vacío Totales

Corresponde a la suma del Tonelaje de ambas Fases en Vacío.

Toneladas Métricas Fase Líquida + Toneladas Métricas Fase Vapor

Toneladas Métricas en Vacío Totales = 0.000 + 3.811

Toneladas Métricas en Vacío Totales = 3.811

b. Toneladas Largas en Vacío Totales

Se calculan directamente dividiendo las Toneladas Métricas en Vacío Totales entre el factor 1.01605.

Toneladas Largas en Vacío Totales = 3.811 / 1.01605

Toneladas Largas en Vacío Totales = 3.751

c. Toneladas Métricas en Aire Totales

Al igual que el cálculo inicial el Tonelaje en Vacío se convierte en Tonelaje en Aire utilizando la Tabla 56 (ASTM) a la cual se ingresa con el valor de la Densidad a 15°C (gr/cm^3).

El Factor de la Tabla 56 para una Densidad de $0.5384 \text{ gr}/\text{cm}^3$ es 0.99785.

T. M. en Aire Totales = T. M. en Vacío Totales x Factor Tabla 56 (ASTM)

Tabla 5 (Tabla 56 ASTM)

Densidad a 15°C (Kg/litro)	Factor para Convertir Peso en Vacío a Peso en Aire
0.5000 a 0.5191	0.99775
0.5192 a 0.5421	0.99785
0.5422 a 0.5673	0.99795
0.5674 a 0.5950	0.99805
0.5951 a 0.6255	0.99815

Toneladas Métricas en Aire Totales = 3.811 x 0.99785

Toneladas Métricas en Aire Totales = 3.803

d. Toneladas Largas en Aire Totales

Se obtienen dividiendo las Toneladas Métricas en Aire Totales por el factor 1.01605.

Toneladas Largas en Aire Totales = 3.803 / 1.01605

Toneladas Largas en Aire Totales = 3.743

e. Barriles a 60° F

Sabemos que para obtener el Volumen en Barriles a 60°F se hace uso de la Tabla 58 (ASTM) a la que se ingresa con el valor de la Densidad a 15°C, usamos el mismo factor por tratarse de la misma densidad.

Barriles a 60°F = Toneladas Métricas en Aire x Factor Tabla 58

Tabla 6 (Tabla 58 ASTM)

Densidad a 15°C (Kg. / litro)	Barriles por Tonelada Métrica en Aire
0.535	11.798
0.536	11.776
0.537	11.754
0.538	11.732
0.539	11.710
0.540	11.688

Barriles a 60°F = 3.803 x 11.7232

Barriles a 60°F = 44.583

f. Metros Cúbicos a 60°F

Se obtienen multiplicando los Barriles a 60°F por el factor 0.1589873.

Metros Cúbicos a 60°F = 44.583 x 0.1589873

Metros Cúbicos a 60°F = 7.088

g. Metros Cúbicos a 15°C

Los Metros Cúbicos a 15°C se obtienen dividiendo las Toneladas Totales en Vacío entre la Densidad a 15°C (gr/cm³).

$$\text{Métros Cúbicos a } 15^{\circ}\text{C} = \frac{\text{Toneladas Métricas en Vacío}}{\text{Densidad a } 15^{\circ}\text{C}}$$

$$\text{Metros Cúbicos a } 15^{\circ}\text{C} = 3.811 / 0.5384$$

$$\text{Metros Cúbicos a } 15^{\circ}\text{C} = 7.078$$

h. Barriles a 15°C

Se obtienen multiplicando directamente los Metros Cúbicos a 15°C por el factor 6.28981.

$$\text{Barriles a } 15^{\circ}\text{C} = \text{Metros Cúbicos a } 15^{\circ}\text{C} \times 6.28981$$

$$\text{Barriles a } 15^{\circ}\text{C} = 7.078 \times 6.28981$$

$$\text{Barriles a } 15^{\circ}\text{C} = 44.519$$

4.2 CALCULOS FINALES:

4.2.1 Se procede a realizar los cálculos correspondientes a la **Fase Vapor** del producto siguiendo los siguientes pasos:

a. Capacidad Total del Tanque (m³)

Este valor se obtiene directamente de la Tabla de Cubicación del Tanque tomando el valor al 100%.

De acuerdo la Tabla de Cubicación de este tanque su Capacidad Total es 1,057.220 m³. (Datos Tabla 1).

b. Temperatura (°C)

Corresponde a la temperatura promedio de la fase vapor.

El Tanque está prácticamente lleno, y el sensor de temperatura de la parte superior del tanque nos indica la fase vapor. La temperatura superior que es 16.0°C.

c. Presión (bares)

La presión se mide directamente del tanque y su valor de acuerdo a los datos es 5.1 bares.

d. Peso Molecular

El Peso Molecular es un dato de laboratorio que es calculado de acuerdo a la composición del gas. En este caso su valor es 50.7123.

e. Volumen Bruto (m³)

El Volumen Bruto de la Fase Vapor se obtiene por una simple resta entre el Volumen de la Capacidad Total del Tanque y el Volumen Bruto de la Fase Líquida.

Entonces tenemos:

$$\begin{aligned}
 \text{Volumen Total del Tanque} &= 1,057.220 \text{ m}^3 \\
 \text{Volumen Bruto Fase Líquida} &= 1,034.200 \text{ m}^3 \\
 \text{Volumen Bruto Fase Vapor} &= 23.020 \text{ m}^3
 \end{aligned}$$

f. Factor de Encogimiento

Se muestra un extracto de la Tabla del Factor de Encogimiento del Volumen del Tanque de la Nave (Tabla 7).

Tabla 7

Temperatura (°C)	Factor de Encogimiento
15.0	0.99982
16.0	0.99986
17.0	0.99989
18.0	0.99993
19.0	0.99996
20.0	1.00000

Ingresando con la Temperatura Promedio de la Fase Vapor de 16.0°C tenemos un valor de 0.999860.

g. Volumen Corregido (m³)

Lo obtenemos multiplicando directamente el Volumen Bruto de la Fase Vapor por el Factor de Encogimiento de esta fase.

$$\text{Volumen Corregido} = 23.020 \times 0.999860.$$

$$\text{Volumen Corregido} = 23.017 \text{ m}^3$$

h. Factor Específico de Peso

Este Factor lo calculamos en base a la siguiente ecuación:

$$\text{Factor Específico de Peso} = \frac{(1 \text{ atm} + P)}{(1 \text{ atm})} \times \frac{(273.15)}{(273.15 + T)} \times \frac{(\text{Peso Molecular})}{(22,414)}$$

Como la Presión del tanque está en bares reemplazamos el factor 1 atmósfera por su equivalente 1.01325 bares

Con los datos de Presión 5.1 bares, Temperatura 16.0 °C y Peso Molecular 50.7123 tenemos:

$$\text{Factor Específico de Peso} = \frac{(1.01325 + 5.1)}{(1.01325)} \times \frac{(273.15)}{(273.15 + 16.0)} \times \frac{(50.7123)}{(22,414)}$$

Factor Específico de Peso = 0.0128952

i. Toneladas Métricas en Vacío (Fase Vapor)

Se obtienen multiplicando directamente el Volumen Corregido por el Factor Específico de Peso.

Toneladas Métricas en Vacío (Fase Vapor) = 23.017 x 0.0128952

Toneladas Métricas en Vacío (Fase Vapor) = 0.297

4.2.2 Realizando los cálculos con la Fase Líquida (Tabla 1) del Producto en base a la siguiente secuencia:

a. Medida Observada (m.):

Es la medida tomada en forma directa del tanque. En este caso 7.710 mts.

b. Corrección por Trimado (m.):

Tenemos que el calado de proa es 3.80 mts. y el de popa 4.80 mts. y por lo tanto, el Trimado, que es la diferencia entre el calado de popa y el de proa, viene a ser 1.00 mt.

Extracto de la Tabla del Buque (Tabla 8) para realizar la corrección por trimado:

Tabla 8

Medida (cm)	Tabla de Corrección por Trimado en mm.					
	0.0 m	0.5 m	1.0 m	1.5 m	2.0 m	2.5 m
600	0	-8	-17	-26	-34	-43
700	0	-8	-17	-26	-35	-43
800	0	-8	-17	-26	-35	-44
900	0	-8	-17	-27	-35	-44
1000	0	-9	-18	-27	-36	-45

Según los datos el Nivel de la Fase Líquida es 7.710 mts. (771 cm.) y el trimado es 1.0 mts., con estos datos en la Tabla de Corrección por Trimado de la nave tenemos una corrección de -17 mm (-0.017 mts.)

c. Corrección por Escora (m.):

De acuerdo a los datos de la nave tenemos que el buque está inclinado 1.5° a Babor.

Aquí presentamos un extracto de la Tabla del Buque (Tabla 9) para la corrección por escora en milímetros:

Tabla 9

Medida (cm)	Escorado a Babor					Escorado a Estribor				
	2.0°	1.5°	1.0°	0.5°	0.0°	0.5°	1.0°	1.5°	2.0°	
600	193	144	96	48	0	-48	-96	-144	-193	
700	193	145	97	48	0	-48	-97	-145	-193	
800	193	145	97	48	0	-48	-97	-145	-193	
900	193	145	97	48	0	-48	-97	-145	-193	
1000	193	145	97	48	0	-48	-97	-145	-193	

Ingresando con los datos del nivel de la fase líquida que es 7.710 mts. (771 cm.) y la escora que es 1.5° Babor en la Tabla de Corrección por Escora tenemos una corrección de +145 mm (+0.145 mts.)

d. Corrección por Encogimiento de la Huincha (m.):

Como el tanque está prácticamente lleno la Temperatura de la Fase Vapor corresponde a la Temperatura Superior que es 16.0 °C.

Este es un extracto de la Tabla de Corrección por Encogimiento de la Huincha en mm.

Tabla 10

Medida (m)	Temperatura Fase Vapor en °C								
	8	10	12	14	16	18	20	22	24
6	1	1	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	0	0	0	0	0	0	0
9	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Ingresando con un nivel de fase líquida de 7.710 mts. y una temperatura de fase vapor de 16.0°C observamos que tenemos un valor de 0 mm de corrección (0.000 mts.), osea que no hay que necesidad de realizar una corrección por este factor.

e. Corrección por Hundimiento del Flotador (m):

Se requiere el valor de la Gravedad Específica a la Temperatura de la Fase Líquida y para conseguir este valor seguimos los siguientes pasos:

Gravedad Específica 60/60°F

Si no se cuenta con la Gravedad Específica 60/60°F se puede obtener de la Tabla ASTM-IP 21 ingresando con la Densidad a 15°C.

A continuación presentamos un Extracto de la Tabla ASTM-IP 21, (Tabla 11) Gravedad Específica a Densidad:

Tabla 11

Gravedad Específica 60/60°F	Densidad 15°C
0.535	0.5352
0.536	0.5362
0.537	0.5372
0.538	0.5382
0.539	0.5392
0.540	0.5402

Como la Densidad a 15°C es 0.5384 gr/cm³ la Gravedad Específica 60/60°F correspondiente será 0.5382.

Temperatura Promedio de la Fase Líquida (°F)

Este tanque se encuentra prácticamente lleno, por lo tanto las Temperaturas Media e Inferior corresponden al cálculo de la Temperatura Promedio.

$$\text{Temperatura Promedio Fase Líquida (°C)} = (14.0 + 13.0)/2 = 13.5$$

$$\text{Temperatura Promedio Fase Líquida (°F)} = (13.5 \times 1.8) + 32$$

$$\text{Temperatura Promedio Fase Líquida (°F)} = 56.3$$

Valor de la Tabla ASTM-IP 24 Reducción de Volumen a 60°F

A esta Tabla se ingresa con el valor de la Temperatura Promedio de la Fase Líquida en °F y la Gravedad Específica 60/60°F.

Aquí presentamos un Extracto de la Tabla ASTM-IP 24 (Tabla 12) Reducción de Volumen a 60°F.

Tabla 12

Temp Observ (°F)	Gravedad Específica 60/60°F						
	0.520	0.525	0.530	0.535	0.540	0.545	0.550
	Factor para Reducir el Volumen a 60°F						
54	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.007	1.007
55	1.008	1.007	1.007	1.007	1.007	1.006	1.006
56	1.006	1.006	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
57	1.005	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
58	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.002	1.002
59	1.002	1.002	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001
60	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Así, ingresando con 56.3°F y 0.5382 en la Tabla ASTM-IP 24 obtenemos un valor de 1.00470.

Gravedad Específica a la Temperatura del Tanque

Este valor se obtiene multiplicando la Gravedad Específica 60/60°F por el valor de la Tabla ASTM-IP 24.

$$\text{Entonces: } 0.5382 \times 1.00470 = 0.5407$$

Corrección por Hundimiento del Flotador

Con la Gravedad Específica corregida a la Temperatura del Tanque recién se ingresa a la Tabla de la Nave.

Este es extracto de la Tabla de Corrección de la Nave (Tabla 13) por Hundimiento del Flotador:

Tabla 13

Rango de Grav. Específica	Corrección (mm)
0.5114 – 0.5193	125
0.5194 – 0.5276	124
0.5277 – 0.5362	123
0.5363 – 0.5450	122
0.5451 – 0.5541	121
0.5542 – 0.5635	120

Para 0.5407 tenemos una corrección de +122mm (+0.122 m).

f. Medida Corregida (m)

Se obtiene de la siguiente manera:

Medida Observada:	7.710 m
Corrección por Trimado:	- 0.017 m
Corrección por Escora:	+0.145 m
Corrección por Encogimiento de la Huincha:	0.000 m
Corrección por Hundimiento del Flotador:	<u>+0.122 m</u>
Medida Corregida:	7.960 m

g. Temperatura (°C)

Como se calculó anteriormente este valor corresponde al promedio de las Temperaturas Media e Inferior y tiene un valor de 13.5°C.

h. Volumen Bruto (m³)

De acuerdo a la Tabla de Cubicación del Tanque ingresando con la medida corregida de 7.960 m (796 cm) se obtiene un valor de 1,034.200 m³

Extracto de la Tabla de Cubicación propia de la Nave (Tabla 14):

Tabla 14

Sonda (cm)	Volumen (m ³)
794	1,032.78
795	1,033.67
796	1,034.20
797	1,035.44
798	1,036.31
799	1,037.17
800	1,038.03

i. Factor de Encogimiento

El Factor de Encogimiento se obtiene directamente de la Tabla de la Nave ingresando directamente con la Temperatura Promedio de la Fase Líquida.

Mostramos a continuación un extracto del Factor de Encogimiento del Volumen del Tanque de la Nave:

Entonces ingresando con 13.5°C y 0.5384 gr/cm³ en la Tabla ASTM-IP 54 (Tabla 16) tenemos un valor de 1.00400.

l. Volumen a 15°C (m³)

El Volumen a 15°C se obtiene multiplicando el Volumen Corregido por el Factor de la Tabla ASTM-IP 54 que fue calculado anteriormente.

$$\text{Volumen a 15°C} = 1,033.957 \times 1.00400$$

$$\text{Volumen a 15°C} = 1,038.093 \text{ m}^3$$

m. Densidad a 15°C

Este valor está dado dentro de los datos de la nave, en este caso su valor es 0.5384 gr/cm³.

n. Toneladas Métricas en Vacío (Fase Líquida)

Para obtenerlas se multiplica el Volumen a 15°C por la Densidad a 15°C.

$$\text{Toneladas Métricas en Vacío (Fase Líquida)} = 1,038.093 \times 0.5384$$

$$\text{Toneladas Métricas en Vacío (Fase Líquida)} = 558.909$$

Una vez que tenemos el Tonelaje en Vacío correspondiente a la Fase Líquida y la Fase Vapor podemos calcular el Tonelaje Total en Vacío y recién con este valor el Tonelaje en Aire, el Volumen a 60°F y a 15°C siguiendo los siguientes pasos:

I. Toneladas Métricas en Vacío Totales

Corresponde a la suma del Tonelaje en Vacío de ambas Fases
Toneladas Métricas Fase Líquida + Toneladas Métricas Fase Vapor

$$\text{Toneladas Métricas en Vacío Totales} = 558.909 + 0.297$$

$$\text{Toneladas Métricas en Vacío Totales} = 559.206$$

II. Toneladas Largas en Vacío Totales

Se calculan directamente dividiendo las Toneladas Métricas en Vacío Totales entre el factor 1.01605.

$$\text{Toneladas Largas en Vacío Totales} = \frac{\text{Toneladas Métricas en Vacío Totales}}{1.01605}$$

$$\text{Toneladas Largas en Vacío Totales} = \frac{559.206}{1.01605}$$

$$\text{Toneladas Largas en Vacío Totales} = 550.373$$

III. Toneladas Métricas en Aire Totales

El Tonelaje en Vacío se convierte en Tonelaje en Aire utilizando la Tabla 56 a la cual se ingresa con el valor de la Densidad a 15°C (gr/cm³)

Aquí tenemos un extracto de la Tabla ASTM 56 (Tabla 8) para realizar los cálculos:

Tabla 8

Densidad a 15°C (Kg/litro)	Factor para Convertir Peso en Vacío a Peso en Aire
0.5000 a 0.5191	0.99775
0.5192 a 0.5421	0.99785
0.5422 a 0.5673	0.99795
0.5674 a 0.5950	0.99805
0.5951 a 0.6255	0.99815

El Factor de la Tabla 56 para una Densidad de 0.5384 gr/cm³ (0.5384 Kg/litro) es 0.99785.

T. M. en Aire Totales = T. M. en Vacío Totales x Factor Tabla 56

Toneladas Métricas en Aire Totales = 559.206 x 0.99785

Toneladas Métricas en Aire Totales = 558.004

IV. Toneladas Largas en Aire Totales

Se obtienen dividiendo las Toneladas Métricas en Aire Totales por el factor 1.01605.

Toneladas Largas en Aire Totales = 558.004 / 1.01605

Toneladas Largas Totales en Aire = 549.190

V. Barriles a 60°F

Para obtener el Volumen en Barriles a 60°F se hace uso de la Tabla ASTM-IP 58 (Galones E.E.U.U., Barriles y Galones Imperiales por Tonelada Métrica) a la cual se ingresa con la Densidad a 15°C.

Este es un extracto de la Tabla ASTM-IP 58 (Tabla 9)

Tabla 9

Densidad a 15°C (Kg. / litro)	Barriles por Tonelada Métrica en Aire
0.535	11.798
0.536	11.776
0.537	11.754
0.538	11.732
0.539	11.710
0.540	11.688

Ingresando a la Tabla ASTM-IP 58 (Tabla 9) con una Densidad a 15°C de 0.5384 obtenemos un valor de 11.7232.

Barriles a 60°F = Toneladas Métricas en Aire x Factor Tabla 58

Barriles a 60°F = 558.004 x 11.7232

Barriles a 60°F = 6,541.592

VI. Metros Cúbicos a 60°F

Se obtienen multiplicando los Barriles a 60°F por el factor 0.1589873.

Metros Cúbicos a 60°F = 6,541.592 x 0.1589873

Metros Cúbicos a 60°F = 1,040.030

VII. Metros Cúbicos a 15°C

Los Metros Cúbicos a 15°C se obtienen dividiendo las Toneladas Métricas en Vacío Totales entre la Densidad a 15°C.

$$\text{Metros Cúbicos a } 15^{\circ}\text{C} = \frac{\text{Toneladas Métricas en Vacío}}{\text{Densidad a } 15^{\circ}\text{C (gr / cm}^3\text{)}}$$

Metros Cúbicos a 15°C = 559.206 / 0.5384

Metros Cúbicos a 15°C = 1,038.644

VIII. Barriles a 15°C

Se obtienen multiplicando directamente los Metros Cúbicos a 15°C por el factor 6.28981.

Barriles a 15°C = Metros Cúbicos a 15°C x 6.28981

Barriles a 15°C = 1,038.644 x 6.28981

Barriles a 15°C = 6,532.873

4.3. CANTIDADES CARGADAS:

Las cantidades cargadas se obtienen por diferencia entre las condiciones finales e iniciales.

Así, llenando el siguiente cuadro tenemos:

CUADRO 1

UNIDADES	INICIAL	FINAL	CARGADO
Ton. Métricas en Vacío	3.811	559.206	555.395
Ton. Largas en Vacío	3.751	550.373	546.622
Ton. Métricas en Aire	3.803	558.004	554.201
Ton. Largas en Aire	3.743	549.190	545.447
Barriles a 60°F	44.583	6,541.592	6,497.009
Metros Cúbicos a 60°F	7.088	1,040.030	1,032.942
Metros Cúbicos a 15°C	7.078	1,038.644	1,031.566
Barriles a 15°C	44.519	6,532.873	6,488.354

4.4 CONCILIACION EN EL PUERTO DE CARGA

Una vez terminada la operación de carga de los productos en un puerto dado, se procederá a la firma de documentos para dar fe a la cantidad de producto cargado, para esto:

- El Primer Oficial de la Nave y el Inspector determinarán las cantidades en forma separada.
- Los resultados obtenidos en la nave deberán ser comparados entre sí y de haber alguna discrepancia llegar a aclarar la diferencia.
- Las cantidades de los tanques de Tierra también deberán ser comparados con los de la nave.
- De existir una diferencia muy elevada se realizará una segunda medición para verificar que estén correctos los valores del cálculo tanto en la Nave como en el Terminal.

CAPITULO V

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

5.1 Muestreo de glp

- Es de vital importancia tener una muestra representativa del producto a cargar en el tanque de buque y en los tanques de tierra, ya que influiría en el análisis de calidad del producto y posteriormente en el costo de producto.

Tabla 1

PRODUCTO	PRECIO \$ / Tonelada
PROPANO	485.0
BUTANO	545.0
GLP	553.0

- En el análisis de calidad, una muestra mal tomada o no representativa podría obtener componentes que ponen fuera de especificación al producto a cargar.

5.2 Aseguramiento del producto a cargar

- Es muy importante tener un punto de verificación o punto de muestreo, en el cual se pueda verificar el producto destinado a cargar, y poder verificar si la condición de la línea es la adecuada.

Se muestra en el siguiente cuadro los análisis de dos muestras, una muestra representativa y la otra no representativa.

Tabla 2 CERTIFICADO DE VERIFICACION DE LA CALIDAD

PRODUCTO	BUTANO				
	METODO ASTM	MIN	MAX	MUESTRA REPRESENT. TKBJ 3010	MUESTRA NO REPRESENT. TKBJ 3010
PRUEBAS					
VOLATILIDAD					
TEMP. AL 95 % EVAPORADO, °C	D-1837		2.2	0.0	2.5
PRESION DE VAPOR A 100 °F, psi	D-1267		70	60	75
DENSIDAD RELATIVA 60°F/60°F	D-1657/D-2598	REPORT		0.577	0.595
COMPOSICION, % Vol.	D-2163				
ETANO				0.01	0.00
PROPANO				0.71	0.45
ISOBUTANO				33.90	31.86
N-BUTANO				64.71	65.14
TRANS-2-BUTANO				0.00	0.15
ISOPENTANO				0.56	0.86
N-PENTANO				0.11	1.54
PENTANO Y MAS PESADOS, % Vol.			2.0	0.67	2.30
CORROSION					
CONTENIDO AZUFRE, ppm	D-2784		140	N/A	N/A
CORROSION LAMINA COBRE., 1 hr. 100 °F	D-1838		1	1 a	1 a
CONTAMINANTES					
AGUA LIBRE, CONTENIDO	VISUAL		NIL	NIL	NIL
OLOR		CHARACT.		CHARACT.	CHARACT.

5.2 Aseguramiento del producto a cargar

- Es muy importante tener un punto de verificación o punto de muestreo, en el cual se pueda verificar el producto destinado a cargar, y poder verificar si la condición de la línea es la adecuada.

5.3 Análisis de sensibilidad de los parámetros de cálculo

5.3.1 Corrección por Trimado

Datos utilizados:

Popa: 4.80 m Proa: 6.52 m TRIM: 1.72 m

Correc. por trimado	- 95 mm
Correc. por flotador	+ 52 mm
Correc. por huincha	+ 2 mm

TABLA 3

TRIMADO	SIN CORREGIR	CORREGIDO
TANK NUMBER	3-P	3-P
CAPACITY	1,123.980	1,123.980
MOL.WEIGHT(i)	44.1319	44.1319
V A P O U R		
Pv GAUGE(i)	1900	1900
Tv(i)	-18.0	-18.0
VOLUME	17.833	24.258
SHRINK FACTOR A Tv	0.998630	0.998630
CORRECTED VOLUME	17.809	24.225
DENSITY	0.006061	0.006061
VAPOUR MASS	0.108	0.147
L I Q U I D		
Tl(i)	-38.5	-38.5
INN OBSERVED(i)	8,205	8,205
INN CORRECTED(i)	8,259	8,164
VOLUME(i)	1,106.147	1,099.722
SHRINK FACTOR A TL	0.997900	0.997900
CORRECTED VOLUME	1,103.824	1,097.413
V.C.F.(TABLE 54)(i)	1.13762	1.13762
VOLUME AT 15°C	1,255.732	1,248.439
DENSITY AT 15°C(i)	0.5073	0.5073
LIQUID MASS	637.033	633.333
SUB TOTALS MASS	637.141	633.480

Al no realizar la corrección del trimado según el procedimiento de cálculo de las cantidades embarcadas en el buque, se tiene que la sonda o nivel final de liquido en el tanque varia en 9.5 cm. Lo cual indicaría que existe más producto en el tanque, lo cual es erróneo, y esta cantidad tendría que ser asumida por el cliente o comprador del producto.

Se tiene: $637.141 - 633.480 = 3.661$ Toneladas métricas de diferencia/ tanque.

Si consideramos que 6 tanques / buque para cargar el producto:

$6 \times 3.661 = 21.966$ Toneladas métricas de diferencia por embarque.

Con una frecuencia promedio de embarque 8 veces al mes se tiene:

$8 \times 21.966 = 175.728$ Toneladas métricas/mes

Anualmente se tiene:

$12 \times 175.728 = 2,108.736$ Toneladas métricas/año

En cantidades monetarias se tiene:

$2,108.736 \text{ TM/año} \times 485 \text{ \$ / Tonelada} = 1,022,736.96 \text{ \$ / anuales.}$

Como se puede apreciar, este factor tiene gran impacto económico en el cálculo de las cantidades de embarque.

Grafica N° 1

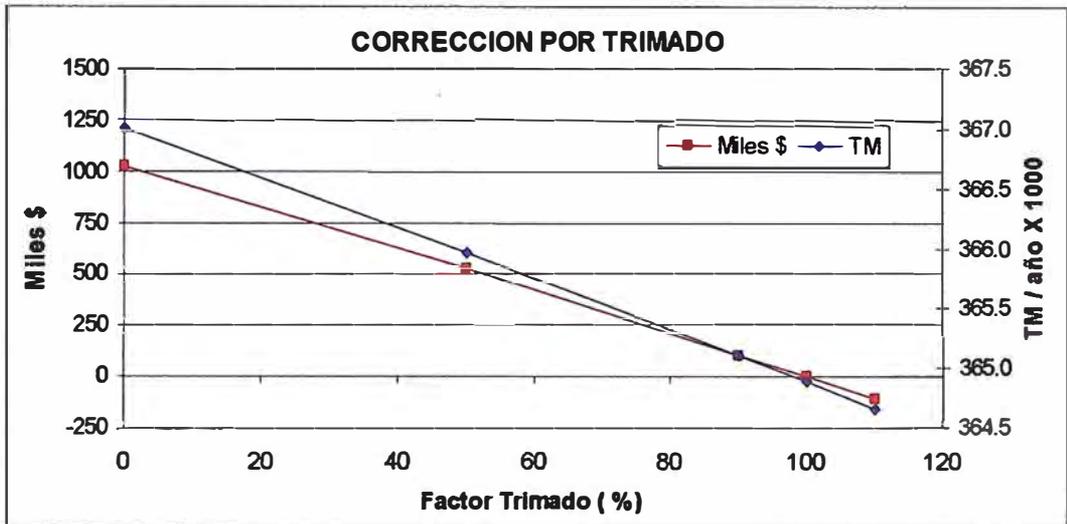


Tabla 4

Datos trimado			
%	TM/tanque	TM / año	Miles \$
110	633.081	364.655	-111.46
100	633.48	364.884	0.00
90	633.85	365.098	103.36
50	635.36	365.966	524.64
0	637.141	366.993	1022.74

5.3.2 Corrección por el flotador:

TABLA 5

FLOTADOR	SIN CORREGIR	CORREGIDO
TANK NUMBER	3-P	3-P
L I Q U I D		
TI(i)	-38.5	-38.5
INN OBSERVED(i)	8,205	8,205
INN CORRECTED(i)	8,112	8,164
VOLUME(i)	1,095.806	1,099.722
SHRINK FACTOR A TL	0.997900	0.997900
CORRECTED VOLUME	1,093.505	1,097.413
V.C.F.(TABLE 54)(i)	1.13762	1.13762
VOLUME AT 15°C	1,243.993	1,248.439
DENSITY AT 15°C(i)	0.5073	0.5073
LIQUID MASS	631.078	633.333
SUB TOTALS MASS	631.249	633.480

Al no realizar la corrección del flotador según el procedimiento de cálculo de las cantidades embarcadas en el buque, se tiene que la sonda final en el tanque varia en 5.2 cm. Lo cual indicaría que existe menos producto en el tanque, lo cual es erróneo, y esta cantidad tendría que ser asumida por el vendedor del producto.

Se tiene: $633.480 - 631.249 = 2.231$ Toneladas métricas/ tanque

Si consideramos 6 tanques/buque para cargar el producto

$6 \times 2.231 = 13.386$ Toneladas métricas de diferencia por embarque

Con una frecuencia promedio de embarque 8 veces al mes se tiene:

$8 \times 13.386 = 107.088$ Toneladas métricas/mes

Anualmente se tiene:

$12 \times 107.088 = 1,285.056$ Toneladas métricas/año

En cantidades monetarias se tiene:

$1,285.056 \text{ TM} / \text{año} \times 485 \text{ \$} / \text{Tonelada} = 623,252.16 \text{ \$} / \text{año}.$

Como se puede apreciar, este factor tiene gran impacto económico en el cálculo de las cantidades de embarque.

Grafica N° 2

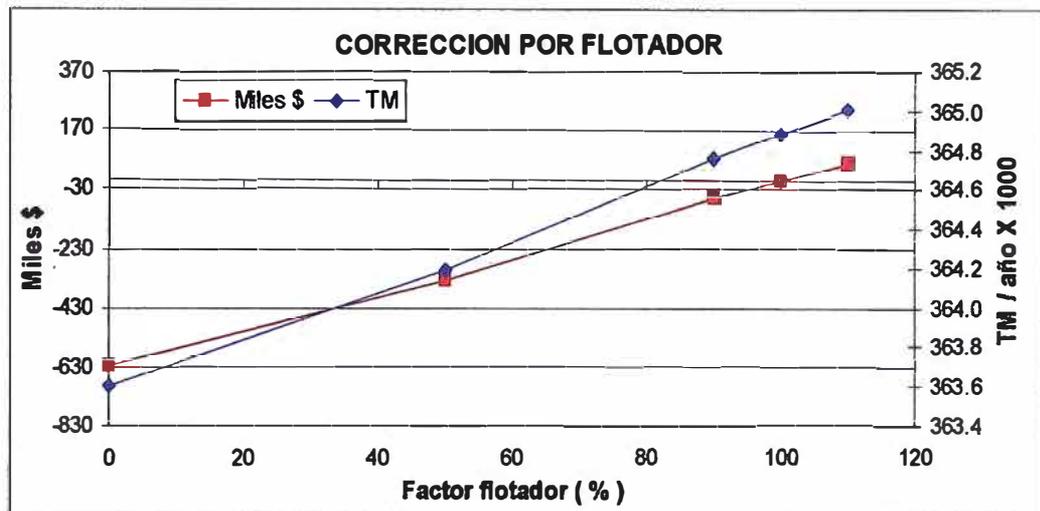


Tabla 6

Datos Flotador			
%	TM/tanque	TM / año	Miles \$
110	633.69	365.00	58.11
100	633.48	364.88	0.00
90	633.27	364.76	-58.39
50	632.27	364.19	-337.75
0	631.25	363.60	-623.25

5.3.3 Corrección por la huincha de medición:

Cuando la huincha metálica pasa a través del espacio ocupado por el vapor frío se contrae por efecto de temperatura y, por lo tanto, indica un nivel de líquido mayor al realmente existente. La corrección necesaria debe sumarse al nivel observado.

Se ingresa a la tabla del buque con la temperatura promedio de la fase vapor.

5.3.3.1 Cuando se va embarcar glp en un buque gasero se presenta las siguientes situaciones:

CASO A: Que en el tanque del buque a embarcar, presente producto en fase líquida y fase vapor

En esta situación, se realiza la corrección por la huincha para determinar el nivel de la fase líquida, y así poder determinar la cantidad de producto antes de embarcar.

CASO B: Que en el tanque de buque a embarcar no tenga producto en fase líquida, solo se encuentre en fase vapor.

En esta situación, no se realiza la corrección por la huincha debido a que no hay producto en fase líquida, todo esta en fase vapor.

5.3.3.2 Después de realizar el embarque en un buque gasero, la situación es parecida al CASO A, debido a que va a existir producto en las dos fases, fase líquida y fase vapor. Es en la fase líquida, en donde se realiza la corrección por la huincha de medición para determinar el nivel de líquido y poder cuantificarlo.

TABLA 7

HUINCHA METALICA	SIN CORREGIR	CORREGIDO
TANK NUMBER	3-P	3-P
CAPACITY	1,123.980	1,123.980
MOL. WEIGHT(i)	44.1319	44.1319
V A P O U R		
Pv GAUGE(i)	1900	1900
Tv(i)	-18.0	-18.0
VOLUME	24.404	24.258
SHRINK FACTOR A Tv	0.9986	0.998630
CORRECTED VOLUME	24.371	24.225
DENSITY	0.006061	0.006061
VAPOUR MASS	0.148	0.147
L I Q U I D		
Tl(i)	-38.5	-38.5
INN OBSERVED(i)	8,205	8,205
INN CORRECTED(i)	8,162	8,164
VOLUME(i)	1,099.576	1,099.722
SHRINK FACTOR A TL	0.997900	0.997900
CORRECTED VOLUME	1,097.267	1,097.413
V.C.F.(TABLE 54)(i)	1.13762	1.13762
VOLUME AT 15°C	1,248.273	1,248.439
DENSITY AT 15°C(i)	0.5073	0.5073
LIQUID MASS	633.249	633.333
SUB TOTALS MASS	633.397	633.480

Al no realizar la corrección de la huincha de medición según el procedimiento de cálculo de las cantidades embarcadas en el buque, se tiene que la sonda final en el tanque varía en 2 mm. Lo cual indicaría que existe menos producto en el tanque, lo cual es erróneo, y esta cantidad tendría que ser asumida por el vendedor del producto. Pero esta cantidad es mucho menor comparado con otros parámetros del procedimiento de cálculo.

Se tiene: $633.480 - 633.397 = 0.003$ Toneladas métricas/tanque.

Si consideramos 6 tanques/buque para cargar el producto:

$6 \times 0.003 = 0.018$ Toneladas métricas de diferencia por embarque.

Con una frecuencia promedio de embarque 8 veces al mes se tiene:

$8 \times 0.018 = 0.144$ Toneladas métricas/mes

Anualmente se tiene:

$12 \times 0.144 = 1.728$ Toneladas métricas/año

En cantidades monetarias se tiene:

$1.728 \times 485 \text{ \$ / Tonelada} = 838.08 \text{ \$ / anuales.}$

Grafica N° 3

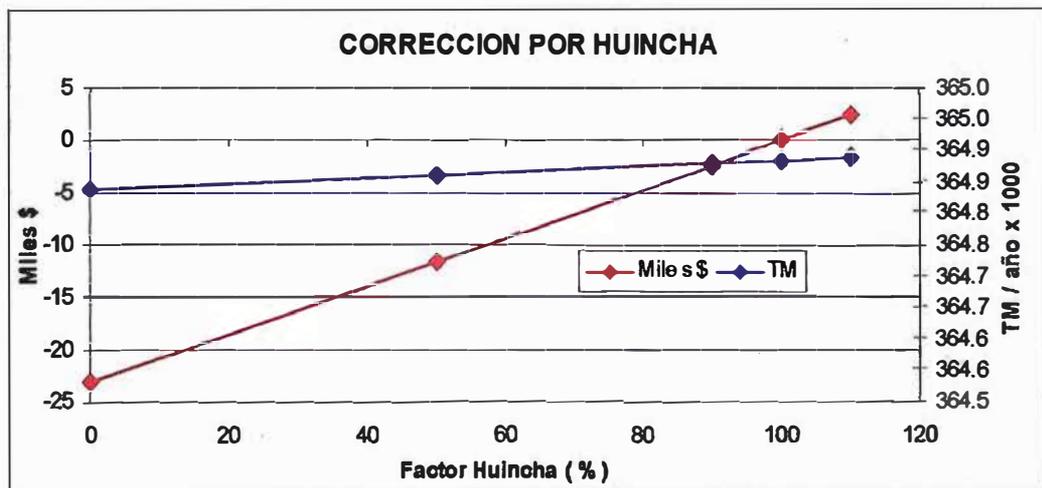


Tabla 8

Datos Huincha			
%	TM/tanque	TM / año	Miles \$
110	633.488	364.889	2.23
100	633.48	364.884	0.00
90	633.471	364.879	-2.51
50	633.44	364.860	-11.73
0	633.397	364.837	-23.19

5.3.4 Corrección por temperatura

Se debe tener en cuenta el nivel en donde se encuentre el medidor o sensor de temperatura, normalmente los buques gaseros poseen tres sensores de temperatura, uno a nivel bajo, uno a nivel medio y otro a nivel superior.

En la fase líquida: Se debe constatar con el medidor de nivel de líquido que los sensores de temperatura están involucrados para determinar la temperatura del producto. Se puede tener una situación en la cual existe producto antes de la carga y otra situación es después de la realización de la operación de carga la cual se debe verificar con el medidor de nivel de líquido. Si se toman dos lecturas de temperaturas entonces se reportará el promedio aritmético de estas, las que usualmente son la del nivel inferior y nivel medio.

En la fase vapor: De la misma manera se tiene dos situaciones: una antes de cargar que no existe producto líquido solo está en fase vapor (debe ser constatado por el nivel de líquido), por lo tanto las lecturas de los tres sensores corresponderán a la fase vapor, la cual se debe realizar un promedio aritmético para representar la temperatura de dicha fase. Y normalmente después de la operación de carga se tiene un nivel alto de líquido, por lo tanto, solo la lectura del sensor de temperatura de nivel superior corresponderá a la temperatura de la fase vapor.

El cálculo de las temperaturas es muy importante para determinar las cantidades embarcadas en el buque, ya que de acuerdo a estas se tienen correcciones por contracción de las paredes del tanque y correcciones de volumen de líquido para llevar este volumen a una temperatura estándar. Este factor se obtiene ingresando a la Tabla ASTM-IP-54 con la Densidad a 15°C del producto a cargar y la Temperatura de la Fase Líquida en °C.

TABLA 9

	SIN CORREGIR	CORREGIDO
TANK NUMBER	3-P	3-P
CAPACITY	1,123.980	1,123.980
MOL. WEIGHT(i)	44.1319	44.1319
V A P O U R		
Pv GAUGE(i)	1900	1900
Tv(i)	-18.0	-18.0
VOLUME	23.146	24.258
SHRINK FACTOR A Tv	1.000000	0.998630
CORRECTED VOLUME	23.146	24.225
DENSITY	0.006061	0.006061
VAPOUR MASS	0.140	0.147
L I Q U I D		
Tl(i) °C	-38.5	-38.5
INN OBSERVED(i)	8,205	8,205
INN CORRECTED(i)	8,180	8,164
VOLUME(i)	1,100.835	1,099.722
SHRINK FACTOR A TL	0.997900	0.997900
CORRECTED VOLUME	1,098.523	1,097.413
V.C.F.(TABLE 54)(i)	1.00000	1.13762
VOLUME AT 15°C	1,098.523	1,248.439
DENSITY AT 15°C(i)	0.5073	0.5073
LIQUID MASS	557.281	633.333
SUB TOTALS MASS	557.421	633.480

Al no considerar un V.C.F (factor de corrección de volumen) en la fase líquida, se estaría considerando que el volumen observado a -38.5 °C es el volumen a una temperatura base de 15 °C, lo cual generaría una incongruencia en el calculo real de la cantidad embarcada por estar estas a diferentes temperaturas.

Nos llevaría a un dato totalmente erróneo, se tendría una diferencia de **76.059** toneladas métricas de diferencia / tanque,

Si consideramos 6 tanques/buque para cargar el producto:

Se tiene $6 \times 76.059 = 456.354$ Toneladas métricas / buque

Con una frecuencia promedio de embarque 8 veces al mes se tiene:

$8 \times 456.354 = 3,650.832$ Toneladas métricas / mes

Anualmente se tiene:

$12 \times 3,650.832 = 43,809.984$ Toneladas métricas / anuales

En cantidades monetarias se tiene:

$43,809.984 \times 485 \text{ \$ / Tonelada} = 21,247,842.24 \text{ \$ / anuales.}$

Grafica N° 4

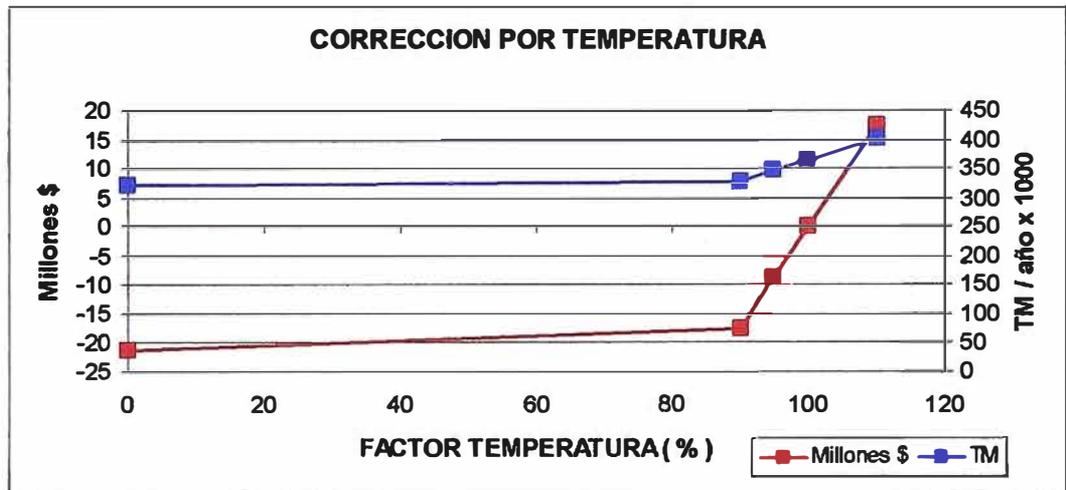


Tabla 10

Datos VCF			
%	TM/tanque	TM / año	Millones \$
110	696.41	401.13	17.58
100	633.49	364.89	0.00
95	602.06	346.78	-8.78
90	570.63	328.69	-17.56
0	557.43	321.08	-21.25

5.3.5 Factor de corrección por presión

El parámetro presión, es muy importante en el procedimiento de cálculo de las cantidades a ser embarcadas. Se muestra en los siguientes gráficos las variaciones que se tiene en el cálculo de las cantidades, como también la influencia económica que esto involucra.

5.3.5.1 Antes de cargar producto (propano) en el tanque de buque:

Tabla 11

	SIN CORREGIR	CORREGIDO
TANK NUMBER	3-P	3-P
CAPACITY	1,123.980	1,123.980
MOL.WEIGHT(i)	44.1319	44.1319
V A P O U R		
Pv GAUGE(i)	0	500
Tv(i)	-18.0	-18.0
VOLUME	1,123.980	1,123.980
SHRINK FACTOR A Tv	0.998630	0.998630
CORRECTED VOLUME	1,122.440	1,122.440
DENSITY	0.0021078	0.0031482
VAPOUR MASS	2.366	3.534
L I Q U I D		
Tl(i) °C		
INN OBSERVED(i)	0	0
INN CORRECTED(i)		
VOLUME(i)	0.000	0.000
SHRINK FACTOR A TL		
CORRECTED VOLUME	0.000	0.000
V.C.F.(TABLE 54)(i)		
VOLUME AT 15°C	0.000	0.000
DENSITY AT 15°C(i)	0.5073	0.5073
LIQUID MASS	0.000	0.000
SUB TOTALS MASS	2.366	3.534

Al no realizar la corrección por presión según el procedimiento de cálculo antes del embarque, indica que existe menos producto en el tanque en la fase vapor, lo cual es erróneo, y esta cantidad tendría que ser asumida por el vendedor del producto.

Se tiene: $3.534 - 2.366 = 1.168$ Toneladas métricas/tanque.

Si consideramos 6 tanques/buque para cargar el producto:

$6 \times 1.168 = 7.008$ Toneladas métricas de diferencia por embarque.

Con una frecuencia promedio de embarque 8 veces al mes se tiene:

$8 \times 7.008 = 56.064$ Toneladas métricas/mes

Anualmente se tiene:

$12 \times 56.064 = 672.768$ Toneladas métricas/año

En cantidades monetarias se tiene:

$672.768 \times 485 \text{ \$ / Tonelada} = 326,292.48 \text{ \$ / anuales.}$

Grafica N° 5

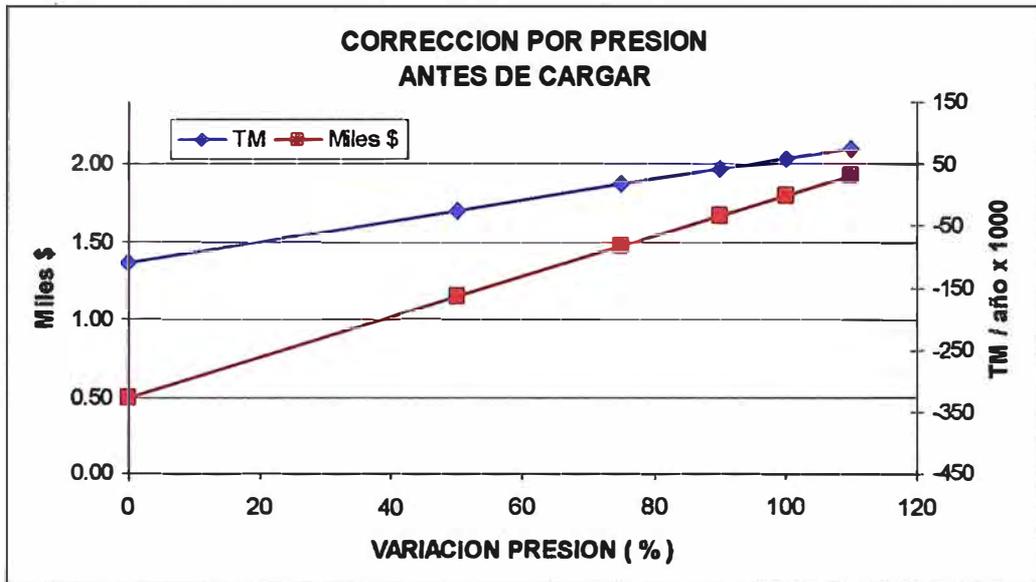


Tabla 12

Datos Presión			
%	TM/tanque	TM / año	Miles \$
110	3.65	2.10	32.69
100	3.53	2.04	0.00
90	3.42	1.97	-32.69
75	3.24	1.87	-81.57
50	2.95	1.70	-163.15
0	2.37	1.36	-326.29

5.3.5.2 Después de cargar producto (propano) en el tanque de buque:

Tabla 13

	SIN CORREGIR	CORREGIDO
TANK NUMBER	3-P	3-P
CAPACITY	1,123.980	1,123.980
MOL. WEIGHT(i)	44.1319	44.1319
V A P O U R		
P_v GAUGE(i)	0	1900
T _v (i)	-18.0	-18.0
VOLUME	24.243	24.243
SHRINK FACTOR A T _v	0.998630	0.998630
CORRECTED VOLUME	24.210	24.210
DENSITY	0.002108	0.006061
VAPOUR MASS	0.051	0.147
L I Q U I D		
T _l (i) °C	-38.5	-38.5
INN OBSERVED(i)	8,205	8,205
INN CORRECTED(i)	8,164	8,164
VOLUME(i)	1,099.737	1,099.737
SHRINK FACTOR A T _l	0.997900	0.997900
CORRECTED VOLUME	1,097.427	1,097.427
V.C.F.(TABLE 54)(i)	1.13762	1.13762
VOLUME AT 15°C	1,248.455	1,248.455
DENSITY AT 15°C(i)	0.5073	0.5073
LIQUID MASS	633.341	633.341
SUB TOTALS MASS	633.392	633.488

Al no realizar la corrección por presión según el procedimiento de cálculo después del embarque, indica que existe menos producto en el tanque, esta cantidad tendría que ser asumida por el vendedor del producto.

Se tiene: $633.488 - 633.392 = 0.096$ Toneladas métricas/tanque.

Si consideramos 6 tanques/buque para cargar el producto:

$6 \times 0.096 = 0.576$ Toneladas métricas de diferencia por embarque.

Con una frecuencia promedio de embarque 8 veces al mes se tiene:

$8 \times 0.576 = 4.608$ Toneladas métricas/mes

Anualmente se tiene:

$12 \times 4.608 = 55.296$ Toneladas métricas/año

En cantidades monetarias se tiene:

$55.296 \times 485 \text{ \$ / Tonelada} = 26,818.56 \text{ \$ / anuales.}$

Grafica N° 5

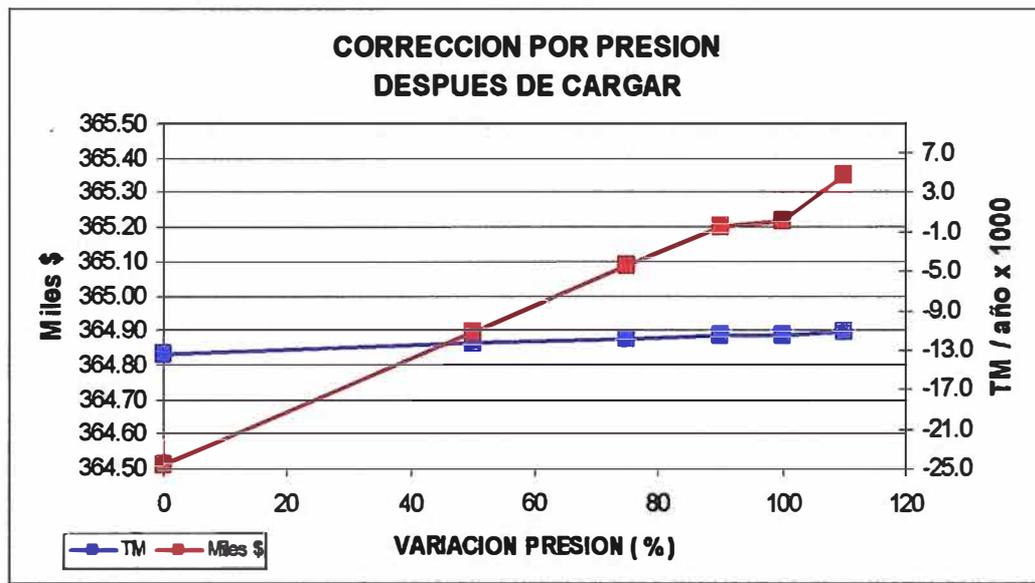


Tabla 14

Datos Presión			
%	TM/tanque	TM / año	Miles \$
110	633.50	364.89	4.75
100	633.48	364.88	0.00
90	633.48	364.88	-0.56
75	633.46	364.88	-4.47
50	633.44	364.86	-11.17
0	633.39	364.83	-24.58

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

6.1 El propósito principal de la inspección de carga de glp es el de proveer una certificación de la cantidad y calidad del producto cargado y prestar atención a todos aquellos aspectos que pueden ser relevantes para la protección de los intereses de los clientes.

6.2 Por su impacto económico, se hace necesario los servicios de compañías Inspectoras especializadas en certificación de cantidad y calidad en embarques de buques gaseros, que realice los procedimientos estándares a fin de no perjudicar a ninguna de las partes involucradas en el proceso de transferencia o custodia del producto, de acuerdo a las indicaciones contractuales dadas por el comprador y vendedor.

6.3 Un punto importante en el procedimiento de inspección es verificar que el producto se encuentre dentro de las especificaciones de calidad de acuerdo a los estándares establecidos. El adecuado control de las especificaciones de calidad del producto son necesarias para la carga.

6.4 Los factores mas importantes que influyen en la verificación de la calidad son:

1. Procedimiento de muestreo.
2. Homogenización del producto en el tanque.
3. Puntos de muestreo.
4. Procedimientos de análisis de calidad en laboratorio.

6.5 Para el cálculo de las cantidades, se ha determinado que el factor de corrección de volumen, el factor de corrección por trimado, y la corrección por flotador son los parámetros más influyentes en el procedimiento de cálculo, como se puede apreciar en el análisis de sensibilidad, y tiene un gran impacto en lo económico.

- 6.7** Si bien es cierto que afectan al cálculo, el factor de corrección por presión y el factor de corrección por hinchamiento no son tan sensibles con respecto a los anteriores factores, siendo su impacto económico menor.
- 6.8** La determinación de una correcta temperatura en cada una de las fases, líquido y vapor, es necesario determinar el factor de corrección de volumen para corregir el volumen observado a una temperatura estándar o de referencia (60°F o 15°C).

CAPITULO VII

RECOMENDACIONES

- 7.1** En la inspección de operaciones de cargas de glp, deben realizarse por inspectores plenamente capacitados en los procedimientos estandarizados de embarque de transferencia o custodia, tanto en las operaciones de tierra como en el buque, así como los métodos y procedimientos de análisis de los parámetros de calidad del producto.
- 7.2** Se recomienda realizar los cálculos de determinación de cantidades antes y después de cargar el glp, prestar atención a los parámetros mas sensibles y realizar los cálculos en el tiempo adecuado, ya que cualquier demora en la entrega de los conocimientos de embarque, sobre el plazo previsto, representara un sobre costo por estadía del buque que tendría que ser asumido por la compañía Inspector.
- 7.3** Tanto para las operaciones de carga de glp en buque o en tierra, el inspector deberá solicitar la información necesaria al personal de planta o al oficial de buque sobre las condiciones de los tanques a embarcar, ubicación de los sensores de temperatura, sensores de presión y sensores de nivel, para poder determinar los parámetros adecuados para la cuantificación antes y después del embarque con la mayor precisión posible, a fin de minimizar las diferencias y sus impactos económicos debido a estos.
- 7.4** Tanto los compradores y vendedores deben buscar las mejoras de sus sistemas de transferencia o custodia, adquiriendo nuevas tecnologías que ayuden a disminuir los errores en la medición y por lo tanto en las mermas, por consiguiente la reducción del impacto económico.

CAPITULO VIII

8.1 BIBLIOGRAFÍA

1. SGS Redwood Services. “Manual de gases licuados”. Edición América Latina. Argentina. Edición 2003. Pág. 43 - 105
2. Instituto de Petróleo y Gas. Fiscalización en las mediciones de Glp. Curso de Especialización. Abril – Noviembre 2006.
3. PONZ MUZZO, Gaston. Fisicoquímica. Quinta Edición 1981 Lima Perú. Capítulo I y Capítulo II. Pág. 7 – 92.
4. SGS Redwood Services. “Liquefied gases and chemicals measurement and control”. Edición 1993 Belgium. Capítulo III y Capítulo VII.
5. Gas Petroleum Associate. Normas Gpa standard 2140. “Especificaciones y métodos de análisis”. Liquefied petroleum gas. Edición 1997
6. Normas técnicas peruanas (NTP) respecto a la calidad del gas licuado de petróleo (glp). NTP 321.007:2002. Edición 2002.
7. Normas ASTM (American Society of Testing of Materials) respecto a la calidad y muestreo de gas licuado de petróleo (glp). Edición 2005