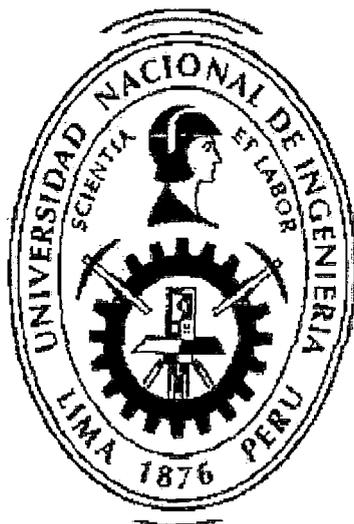


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS NATURAL Y  
PETROQUIMICA**



**“CONCILIACION DE CARGAMENTOS MARITIMOS EN EL  
TRANSPORTE DE PETROLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS  
LIQUIDOS”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETROLEO**

**ELABORADO POR:  
LUIS ENRIQUE HERRERA CORONADO**

**PROMOCION 2007-2**

**LIMA – PERU**

**Digitalizado por:**

**2013**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

**AGRADECIMIENTO**

Agradezco a mis padres, hermanos, esposa e hijos por la culminación de mi carrera profesional.

## RESUMEN

En un mundo actual, donde el eje principal para el desarrollo de un país, una empresa pública o privada prima su presupuesto y dentro de ello, la reducción de gastos desde el punto de vista técnico-económico, esta tesis presenta un método para la reconciliación de carga y el análisis de viaje de transferencias de petróleo crudo y productos derivados, basándose en la supervisión de los puntos neurálgicos donde se generan las mermas, con el propósito de eliminarlas y/o minimizarlas.

La metodología empleada proporciona una base de métodos simples (no por ello, dejan de ser importantes) y uniformes para analizar y reconciliar las diferencias cuantitativas (ganancia/pérdida) que son consecuencia del transporte marítimo y del petróleo crudo y productos derivados del petróleo.

*Un factor esencial para una reconciliación de carga efectiva y un análisis de viaje eficiente* es la capacidad de medir con exactitud las cantidades de petróleo. No solo es necesario hacer mediciones efectivas, sino también poder comprobar la exactitud de dichos resultados.

Este tema de reconciliación de carga y análisis de viaje es, ciertamente, algo que conocen todas las personas que participan en el análisis de pérdida de carga, pero indudablemente está incompleta. Lo cierto es que en la reconciliación de carga nada es simple y muchos creen que obtener un resultado próximo a la realidad es bastante difícil y quizás demoroso. Sin duda se requiere un alto nivel de experiencia para realmente destacar, controlar y corregir la situación para todos los factores que participan.

## INDICE

AGRADECIMIENTO	i
RESUMEN	ii
INDICE	iii
<b>CAPITULO I: INTRUDUCCION</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes del Proyecto	1
1.2 Formulación del Problema	1
1.3 Justificación del Plan de Tesis	2
1.4 <i>Objetivos del Proyecto</i>	3
1.5 Hipótesis	3
<b>CAPITULO II: TRANSPORTE MARITIMO DE PETROLEO CRUDO</b>	<b>Y</b>
<b>DERIVADOS</b>	<b>4</b>
2.1 Procedimientos Generales	4
2.1.1 Información de viaje	4
2.1.2 Tipos de Viaje	4
2.1.3 Análisis de Viaje	5
2.1.4 Conocimiento de Embarque vs. Outturn	6
2.1.5 Terminal vs. Nave durante la Carga	7
2.1.6 Variación en Tránsito	7
2.1.7 Nave vs. Terminal durante la Descarga	8
2.1.8 <i>Comparación OBQ/ROB</i>	9
2.1.9 Reconciliación de la Carga	10
2.1.10 Información General	11
<b>CAPITULO III: FACTORES CUANTIFICABLES DE GANANCIA/PÉRDIDA</b>	<b>14</b>
3.1 Variación en tránsito	14
3.2 Diferencias en Agua Libre	15
3.2.1 Razones de la variación del agua libre	15
3.3 Diferencias de Agua y Sedimentos (S&W)	17
3.4 Diferencia OBQ/ROB.	20
3.4.1 Volumen Total Observado	20
3.4.2 Corrección por asiento (trimado)	21
3.4.3 Corrección por escora	22

3.4.4 Combinando correcciones por asiento y por escora	23
3.4.5 Volumen de agua libre (FW)	24
3.4.6 Fórmula Wedge (Fórmula de cuña)	24
3.4.6.1 Cuantificación del volumen	24
3.4.6.2 Procedimiento de cálculo de la cuña	24
3.4.6.2.1 Cálculo de la sonda ajustada	25
3.4.6.2.2 Verificación de la existencia de cuña	25
3.4.6.2.3 Volumen a la altura A/2	25
3.4.6.2.4 Volumen de la cuña	25
3.5 Comparación Nave/Terminal en la Carga	26
3.6 Aplicación del VEF de carga	27
3.7 <i>Comparación Nave/Terminal en la Descarga</i>	27
3.8 Aplicación del VEF de descarga	27
3.9 Diferencias en VEF de Carga y Descarga	28
3.10 Diferencias en VEF en Transferencias de Nave a Nave.	28
3.11 Diferencia de Tablas VCF	28
3.11.1 Corrección por efecto de la temperatura en el líquido	29
3.11.2 Diferencia de tablas VCF	29
<b>CAPITULO IV: VARIACIONES DE LAS CARGAS</b>	<b>33</b>
4.1 Movimiento de la Carga	33
4.2 Descarga de Slop	33
4.3 Lavado con Crudo (COW).	33
4.4 Conversión/Diversión de la Carga	34
4.5 ROB No Detectado	34
4.6 <i>Pérdidas por Evaporación.</i>	35
4.7 <i>Pérdidas Extraordinarias a Bordo.</i>	37
4.8 Llenado de líneas.	37
4.9 Contracción Volumétrica (Shrinkage)	37
<b>CAPITULO V: INCERTEZAS DE MEDICIÓN</b>	<b>43</b>
5.1 Mediciones Generales	44
5.1.1 Condiciones base	44
5.1.2 Reglas de aproximación de redondeo de cifras	44
5.1.2.1 Redondeo de números positivos	44

5.1.2.2 Redondeo de números negativos	45
5.1.2.3 Cifras significativas y niveles de discriminación	46
5.2 Medición Estática	51
5.2.1 Medición en el Terminal	52
5.2.2 Mediciones en Nave	53
5.2.3 Mediciones en Alije	53
5.3 Medición Dinámica	54
5.3.1 Medidores de Flujo	55
5.3.2 <i>Calibración de Medidor (Meter Proving)</i>	55
5.4 Datos observados (directos o primarios)	56
5.5 Datos calculados (indirectos o secundarios)	56
5.6 Factor de corrección por la temperatura de la pared del tanque (CTSh)	57
5.7 Ajuste por techo flotante (FRA)	58
<b>CAPITULO VI: ERRORES EN LAS MEDICIONES</b>	<b>60</b>
6.1 Error Espurio	60
6.2 Error Sistemático.	60
6.3 Error Aleatorio.	61
<b>CAPITULO VII: FUENTES DE ERROR</b>	<b>62</b>
7.1 Objeto de Medición.	62
7.2 Instrumento de Medición.	62
7.3 Operador.	62
7.4 Medio Ambiente.	62
<b>CAPITULO VIII: IMPORTANCIA DE LOS ERRORES</b>	<b>63</b>
8.1 Ejemplo de la Importancia de los Errores Comunes de Medición.	63
<b>CAPITULO IX: ANÁLISIS ECONÓMICO</b>	<b>77</b>
<b>CAPÍTULO X: ANÁLISIS ESTADÍSTICO</b>	<b>79</b>
10.1 Análisis global de viaje	79
10.2 Estadísticas de medición	80
10.3 Distribución normal	80
10.4 Combinación de mediciones	81

10.5 Pérdidas globales	81
10.6 Influencia regional	83
10.7 Rango de confianza	84
<b>CAPITULO XI: CONCLUSIONES</b>	<b>86</b>
<b>CAPITULO XII: ANEXOS</b>	<b>88</b>
12.1 Ilustraciones de aspectos que pueden influir en un análisis de viaje	88
12.2 Definiciones de los Términos	91
12.3 Normas	100
12.4 Reporte de una carga y descarga (viaje completo)	103
12.4.1 Conocimiento de embarque (Bill of lading)	103
12.4.2 Certificado de cantidades	104
12.4.3 Carta de presentación a la nominación de carga	105
12.4.4 Resumen de reporte de inspección	108
12.4.5 Estado de hechos de la carga	110
12.4.6 Reporte de cantidades basado en figuras de tierra	111
12.4.7 Reporte de cantidad a bordo (OBQ)	112
12.4.8 Reporte de cantidad a bordo después de la carga	113
12.4.9 Registro de temperaturas a bordo después de la carga	114
12.4.10 Reporte de calidad de muestra de línea	115
12.4.11 Reporte de calidad de la muestra compositiva de la nave	116
12.4.12 Reporte de muestras en el puerto de carga	117
12.4.13 Recepción de muestras en el puerto de carga	118
12.4.14 Reporte de Slops	119
12.4.15 <i>Reporte de inspección de tanques no nominados</i>	120
12.4.16 Reporte de medición de tanques de carga como lastre	121
12.4.17 Reporte de medición de tanques de lastre segregado	122
12.4.18 Información sobre la nave	123
12.4.19 Información sobre la terminal	128
12.4.20 Reporte de rendimiento del muestreador	129
12.4.21 Reporte de contómetros	130
12.4.22 Inspección de bunker (Diesel Oil)	133
12.4.23 Inspección de bunker (Fuel Oil)	134

12.4.24 Factor de experiencia de la nave	135
12.4.25 Características de la nave	136
12.4.26 Carta de notificación	137
12.4.27 Carta de protesta	138
12.4.28 Reunión de coordinación previa a la descarga	144
12.4.29 Resumen de cantidades después de la descarga	145
12.4.30 Estado de hechos en la descarga	146
12.4.31 Factor de experiencia de la nave en la descarga	147
12.4.32 <i>Reporte de medición a bordo antes de la descarga</i>	148
12.4.33 Reporte del remanente a bordo después de la descarga	149
12.4.34 Reporte de cantidades en tanques en tierra	150
12.4.35 Reporte de análisis en el puerto de destino	151
12.4.36 Registro de presiones a bordo durante la descarga	152
12.4.37 Reporte de recepción de muestras en la descarga	153
12.4.38 Reporte de bunker (Diesel Oil) en la descarga	154
12.4.39 Reporte de bunker Fuel Oil) en la descarga	155
12.4.40 Nota de aparente discrepancia	156
<b>CAPITULO XIII: BIBLIOGRAFIA</b>	<b>157</b>

## **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Antecedentes del Proyecto**

El proceso de prevención de pérdidas en el entorno siempre cambiante y competitivo de la industria del Petróleo. Ahora más que nunca es vital disponer de una estrategia de control con objeto de proteger los intereses económicos de toda empresa.

Las posibles pérdidas o mermas que se encontraban eran por:

- Pérdidas reales físicas debidas a, por ejemplo, remanente a bordo de los tanques de carga del buque, pérdidas en las líneas de carga o en válvulas de la terminal y también por robo o sabotaje.
- Pérdidas aparentes, o pérdidas de papel, debidas a deficientes procedimientos en la determinación de la calidad y a erróneos cálculos de cantidades, o en los procedimientos seguidos en la toma de muestras y posterior análisis químico. También influyen las condiciones contractuales para determinar la calidad y cantidad desde el momento de la compra hasta la venta en destino.

Ahora nuestro seguimiento nos permite desarrollar una estrategia de evaluación de las operaciones de carga/descarga con objeto de prevenir y abortar las pérdidas reales y aparentes.

Los profesionales actualmente somos proactivos, proporcionando valor agregado, defendiendo y representando los intereses de nuestros clientes.

Nuestra extensa experiencia profesional nos lleva a investigar, reaccionar y responder a tiempo en la protección de nuestros clientes, evitando así importantes pérdidas económicas causadas por mermas, contaminación de cargamentos, y demoras en las operaciones.

### **1.2 Formulación del Problema**

Es preciso tener cuidado al reconciliar las figuras o cantidades de petróleo crudo y/o productos derivados en todas las etapas de una transferencia marítima, como por ejemplo las variaciones en tránsito, entre el volumen total calculado (TCV) de la nave al zarpe, cuando ha cargado, y el TCV al arribo antes de la descarga, que nos indicará la variación del cargamento en tránsito.

Los componentes del TCV, que son: el volumen bruto estándar (GSV) y el agua libre (FW), deberían ser revisados individualmente, porque las diferencias registradas algunas

veces indican la relevancia que puedan tener en la ganancia o pérdida global y otras veces no hay ninguna indicación.

Una pérdida en tránsito de gran magnitud, acompañada de una variación en la recepción en destino, podría apuntar a pérdida física durante el viaje.

Una gran ganancia en tránsito, por otra parte, con una variación nave/terminal correspondiente en el puerto de embarque y variaciones mínimas observadas a la descarga, podrían indicar que hubo errores en la nave, ocasionados por mediciones efectuadas en condiciones de mar agitado o por uso de tablas de calibración diferentes.

### **1.3 Justificación del Plan de Tesis**

El impacto de todos los factores relevantes se revisa y evalúa, con el fin de fundamentar todas las diferencias en ganancia/pérdida identificadas en la sección anterior y cuando sea posible, cuantificar dichas diferencias. El total de las Cantidades de Reconciliación debería ser aproximadamente igual a la ganancia/pérdida total de la operación, en términos del Volumen Estándar Neto (NSV).

La revisión de todos los factores cuantificables podría proporcionar una explicación para cada ajuste y la documentación necesaria para sustentar la porción de ganancia/pérdida que es reconciliada. Todos los cálculos cuantitativos, mediciones o métodos de prueba que se usen en esta reconciliación y no estén basados en estándares reconocidos deberán explicarse en forma precisa, con referencias o documentos.

Por ejemplo, si al arribo una nave presenta un cargamento mayor que lo informado al zarpe, las cifras y mediciones de la carga deberán ser estudiadas y analizadas cuidadosamente. Si se descubre que las cantidades al zarpe probablemente fueron subestimadas, la reconciliación de esta cantidad perdida podría colocarse bajo "Diferencia en Tránsito".

Es preciso tener cuidado al reconciliar cantidades. Ciertas cantidades de Reconciliación pueden ser subjetivas, basadas en cálculos estimativos o fórmulas que posiblemente no figuran entre las normas vigentes de la industria. La verificación de las cantidades de reconciliación es responsabilidad de la persona que completa al proceso, quien con todos los documentos de control puede analizar y determinar cuál sería la posible desviación y como se podría corregir in situ si se trata de un error aparente o mal cálculo, y si es el caso de un punto de fuga o pérdida de volumen en el proceso, comunicarlo a las partes involucradas, para controlar y reducir las mermas reales.

## 1.4 Objetivos del Proyecto

- El objetivo principal del proyecto es estructurar una Reconciliación de Viaje en cargas marítimas de petróleo crudo y productos derivados, desde el terminal de carga, hasta el terminal receptor, donde mediante cuadros y/o tablas de comparación de datos resultantes de las operaciones comunes en una carga y descarga, se puede ver la eficiencia de cada operación.
- Elaborar procedimientos y considerandos a tener en cuenta en cada etapa del proceso de transferencia.

## 1.5 Hipótesis

En cada etapa del proceso de transferencias marítimas de petróleo crudo y/o productos derivados, se producen pérdidas de volumen, que sumadas al final del viaje, llegan a representar un costo significativo al comprador, y en algunos casos al vendedor, si es que no se supervisa eficientemente la etapa inicial de carga. Con los datos generados en cada etapa del proceso se hace una reconciliación del viaje comparando volúmenes y determinamos donde pudo estar la pérdida, si es que la hubo.

En el comercio internacional existen diferentes modalidades de compra/venta de petróleo crudo y/o productos derivados, entre ellas en nuestro medio, para el caso de las exportaciones son del tipo FOB (acrónimo del término en inglés Free On Board, << franco a bordo, puerto de carga convenido >>), se refieren a un incoterm, o cláusula de comercio internacional que indica la entrega únicamente en el puerto de embarque. Dicho esto, el vendedor solo tiene una opción de asegurarse de entregar la carga justa y si esta no es controlada eficientemente puede entregar producto demás, beneficiando al comprador, quien se quedaría con la ganancia, y si es lo contrario, este último, tiene todo el tiempo para analizar cada etapa del proceso y ver si hubo pérdida y reclamar si fuera necesario y verse perjudicado económicamente.

## **CAPÍTULO II: TRANSPORTE MARÍTIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y PRODUCTOS DERIVADOS**

El transporte marítimo de cargamentos de petróleo crudo y productos derivados, con frecuencia resulta en diferencias entre las cantidades del puerto de embarque (Conocimiento de Embarque = Bill of Lading) y el de descarga (cantidad recibida en destino = Outturn). Esta diferencia, ganancia o pérdida de volumen, puede deberse a una o varias de las razones siguientes:

- Discrepancias o errores en la medición de volúmenes, muestreo y métodos de análisis de laboratorio.
- Inconsistencias o errores en los cálculos.

El objetivo del análisis y reconciliación de carga es determinar si un cargamento marítimo tiene por resultado una ganancia o pérdida excesiva, e identificar los motivos para esas diferencias en volumen, con el fin de destacar, y quizás corregir, los problemas de medición en un determinado puerto, terminal o sitio de carga/descarga.

### **2.1 Procedimientos Generales**

#### **2.1.1 Información de viaje**

El primer paso en cualquier análisis de viaje y reconciliación de carga es la recopilación de todos los datos relevantes de mediciones efectuadas, tanto en la nave como en tierra, basados en informes de inspección, del terminal y de la nave.

**2.1.2 Tipo de Viaje:** Los viajes en resumen, participan en alguna de las siguientes operaciones:

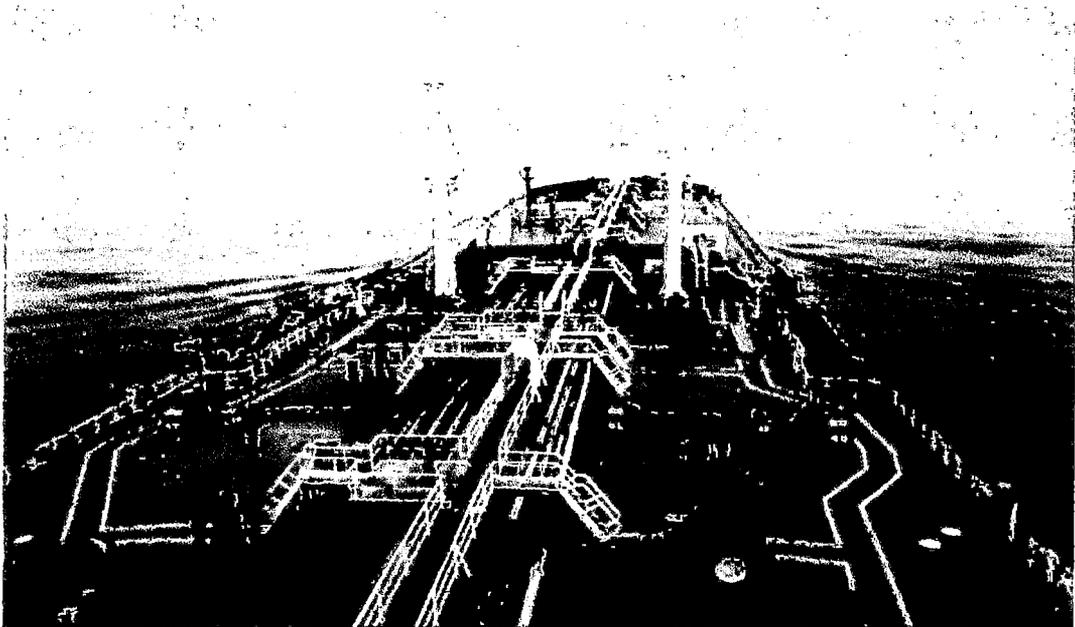
- Viaje Simple, un puerto de carga, uno de descarga y un solo producto.
- Viaje Multicarga, es el que comprende dos o más productos embarcados.
- Viaje Multipuerto, es que consta de uno o más puertos de carga y uno o más puertos de descarga, independiente de si lleva uno o más productos.

Transferencia de Buque a Buque (Alijes o Trasvases)

Datos Generales: Además de los volúmenes básicos del movimiento, debería registrarse la siguiente información:

- Nave y N° de Viaje
- Cargamento (Producto)
- Puerto/Terminal/Sitio de Carga

- Puerto/Terminal/Sitio de Descarga
- Tipo de Operación
- Unidad Cuantitativa (unidad volumétrica empleada)
- Tablas de corrección volumétrica por contracción (VCF) usadas



**Fig.2.1 Líneas de Cubierta (Nave)**

### 2.1.3 Análisis de Viaje

Esta es una comparación sistemática de cantidades específicas determinadas a partir del resumen de datos del viaje. La ganancia (pérdida) de terminal a terminal se desglosa según volúmenes de TCV, Agua Libre, GSV, Sedimento y Agua en suspensión y NSV, en cada etapa del viaje. También debe compararse la gravedad API/ Densidad en el (los) puerto (s) de carga y descarga.

Las cifras primarias de diferencia de volumen (ganancia/pérdida) que deben usarse en este proceso de análisis son:

- Cantidad en el Conocimiento de Embarque comparada con la cantidad en el documento de recepción (Outturn)
- Comparación Terminal – Nave, al cargar.
- Comparación en Tránsito.
- Comparación Nave – Terminal al descargar.
- Comparación OBQ – ROB.

### 2.1.4 Conocimiento de Embarque vs. Outturn

Compare las cantidades registradas en el documento de recepción (Outturn) del puerto de descarga, con las cantidades registradas en el conocimiento de embarque (B/L) del puerto de carga. Si hubo participación de más de un puerto o tipo de carga, además del análisis de viaje separado para cada movimiento o unidad de carga, además del análisis resumido de los totales.

La diferencia en volumen se denomina ganancia/pérdida de terminal a terminal (Shore-to-Shore) del cargamento, y se usa como indicador primario para determinar la necesidad de hacer un análisis más profundo.

A continuación la Tabla N° 2.1, muestra el resumen de los cálculos de estas comparaciones puerto a puerto de una operación de carga de 975,000 Bbls “nominal” de petróleo crudo denominado EA Blend Crude Oil en Nigeria y descarga en Perú (Ver documentos de campo de ambos puertos en el Anexo 11.4), tener en cuenta que la primera columna de la izquierda indica el origen de los datos y lleva un número o letra entre paréntesis para luego servir de referencia en las filas siguientes, en la última columna se referencia como se obtuvo el valor si es que no es un dato de entrada, se calculan diferencias y luego son expresadas en porcentajes, los mismos que son indicativos según su valor, como pueden impactar en el resultado final de la operación, a mayor diferencia porcentual, se hace más crítica la etapa del proceso:

**Tabla N° 2.1**

	TCV	FW	GSV	S+W		NSV	REFERENCIA DEL CÁLCULO
	BBLs	BBLs	BBLs	%	Vol.	BBLs	
BILL OF LADING (1)	950,140.00	0.00	950,140.00	0.1	950.1	949,190	(1)
OUTTURN (2)	952,467.43	2,290.94	950,176.49	0.06	570.1	949,606.38	(2)
DIFERENCIA (3)	2,327.43	2,290.94	36.49			416.52	(2)-(1)
DIFERENCIA % (4)	0.24		0.00			0.04	(3)/(1) x 100
RECALCUL B/L (5)	RECALCULAR SI B/L Y O/T USARON DIFERENTES TABLAS						(5)

Las diferencias deberían registrarse en volúmenes y porcentajes. Además, debería compararse la gravedad API o densidad del B/L con la gravedad API o densidad de la cantidad recibida (Outturn).

Del caso:

Gravedad API en puerto de carga: 33.0

Gravedad API en puerto de descarga: 32.7

### 2.1.5 Terminal vs. Nave durante la Carga

Registre las cantidades terminal/nave en el puerto de embarque. Si ha participado más de un puerto, efectúe un análisis separado para cada cargamento, cada movimiento y para las cifras terminal/nave totales (incluyendo “slops” y todas las parcelas embarcadas previamente)

Compare estos valores, restando las cantidades del Conocimiento de Embarque de las cantidades correspondientes de la nave, para obtener la diferencia en cada uno de la siguiente forma (Tabla N° 2.2):

Tabla N° 2.2

	TCV	FW	GSV	S+W	NSV	REFERENCIA
AL ZARPE (A)	949,633	668	948,965	474	948,491	(A)
OBQ (B)	310	0	310	LIQUIDO 310	NO LIQUIDO	(B)
CARGADO (C)	949,323	668	948,655	474	948,491	(A)-(B)
DIFERENCIA (D)	- 817	668	- 1,485	0	- 699	(C)-(1)
DIFERENCIA % (E)	-0.09	0.07	-0.16	0.00	0.00	(D)/(1)x100
VLR (F)			0.99844			(C)/(1)
VEF DE LA CARGA (G)			0.9995			(G)
BL TEÓRICO (H)			949,130			(C)/(G)
DIF. BL TEÓRICO - BL (I)			- 1,010.44			(H)-(1)
DIF. BL TEÓRICO - BL, % (J)			- 0.11			(I)/(1)x100

Las diferencias deberían registrarse en volumen y porcentajes.

Cabe notar que posiblemente va a ser necesario comparar Sedimentos y Agua en suspensión (S+W) para poder validar la diferencia de agua Libre.

Para los fines de esta comparación, el volumen cargado por la nave (C) es el volumen medido a bordo después de cargar (TCV), menos cualquier OBQ que se haya medido antes de comenzar a cargar (TCV). Debemos reportar si el OBQ es totalmente líquido o existe una parte que es sólida, formada como una capa en el fondo del tanque. Por esta razón se ha puesto en la segunda fila los términos de Líquido y No líquido.

### 2.1.6 Variación en Tránsito

Registre los volúmenes informados en la nave al zarpe y el de arribo siguiente.

Calcule la diferencia en tránsito restando los volúmenes al zarpe del puerto de carga, menos los volúmenes al arribo del puerto destino (ver Tabla N° 2.3). Compare de la siguiente manera las cantidades de cada cargamento y del total de la nave.

**Tabla N° 2.3**

		TCV	FW	GSV	S+W	NSV	REFERENCIA
AL ZARPE	(A)	949,633	668	948,965	474	948,491	(A)
AL ARRIBO	(K)	951,432	2,290	949,142	569	948,573	(K)
DIFERENCIA	(U)	1,799	1,622	177	95	82	(K)-(A)
DIFERENCIA %	(V)	0.19	242.81	0.02	20.04	0.01	(U)/(A) x 100

La diferencia debe registrarse en volumen y porcentaje.

Para esta comparación, no deben ajustarse los volúmenes OBQ o ROB de la nave.

### 2.1.7 Nave vs. Terminal durante la Descarga

Registre las cantidades nave/tierra en el puerto de descarga. Si participa más de un puerto o más de un cargamento, complete un resumen separado para cada unidad de carga, para cada movimiento y para las cifras nave/tierra totales. Compare estos valores restando las cifras correspondientes registradas en el documento de recepción (Outturn), y así obtendrá la diferencia de cada una, ver Tabla N° 2.4:

**Fig.2.2. Inspector con el 1° Oficial de la Nave**



Tabla N° 2.4

		TCV	FW	GSV	S+W	NSV	REFERENCIA
AL ARRIBO	(K)	951,432	2,290	949,142	569	948,573	(K)
ROB	(L)	0	0	0	LIQUID	NON LIQUID	(L)
DESCARGADO	(M)	951,432	2,290	949,142	569	948,573	(K)-(L)
DIFERENCIA	(N)	-1,035.43	-0.94	-1,034.49	-1.1	-1,033.38	(M)-(2)
DIFERENCIA %	(O)	-0.11	-0.04	-0.11	-0.19	-0.11	(N)/(2) x 100
VDR	(P)	0.99891	0.99959	0.99891	0.99807	0.99891	(M)/(2)
VEF DESCARGA	(Q)	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	(Q)
B/L TEÓRICO	(R)	951,908	2,291	949,617	569.28	949047.52	(M)/(Q)
DIF. DEL B/L TEÓRICO	(S)	559.48	0.21	559.68	0.82	558.86	(2)-(R)
DIF. DEL B/L TEÓRICO %	(T)	0.06	0.01	0.06	0.14	0.06	(S)/(2) x 100

Las diferencias deben registrarse en volumen y porcentaje.

Para los fines de esta comparación, el volumen de descarga de la nave es el volumen medido a bordo al arribo al puerto de descarga, menos el ROB medido a bordo después de efectuada la descarga. De acuerdo a un valor estadístico de la nave (VEF descarga) determinamos un volumen esperado en tierra, que comparado con el volumen oficial recibido, podemos ver si hubo o no una eficiencia aceptable en esta parte del proceso.

### 2.1.8 Comparación OBQ/ROB

Se calcula la diferencia entre la cantidad a Bordo (OBQ) y el Remanente a Bordo (ROB), incluyendo los "Slops" segregados, cuando corresponda, restando los componentes del ROB del OBQ de la siguiente forma. Tabla N°2.5:

Tabla N° 2.5

		TCV	FW	GSV		S+W		NSV	REFERENCIA
				Líquido	NO Líquido	%	Vol.		DE CÁLCULO
OBQ	(B)	310	0	310	0	0	0	310	(B)
ROB	(L)	0	0	0	0	0	0	0	(L)
DIFERENCIA	(W)	310	0	310	0	0	0	310	(B)-(L)
DIFERENCIA %	(X)	0.03		0.03				0.03	(W)/(1) x 100

Si las diferencias no son relevantes, quiere decir que esta etapa conforme a lo esperado. Hay casos en que el volumen es considerable y puede llegar a que el consignatario o receptor de la carga le haga una demanda y cobro al transportista.

### **2.1.9 Reconciliación de la Carga**

El impacto de todos los factores o comparaciones que se desarrollaron en los cuadros anteriores, son revisados y evaluados, con el fin de fundamentar todas las diferencias en ganancia/pérdida identificadas en la sección anterior y cuando sea posible, calificar dichas diferencias según su impacto. El total de las Cantidades de Reconciliación debería ser aproximadamente igual a la ganancia/pérdida total de la operación, en términos del NSV.

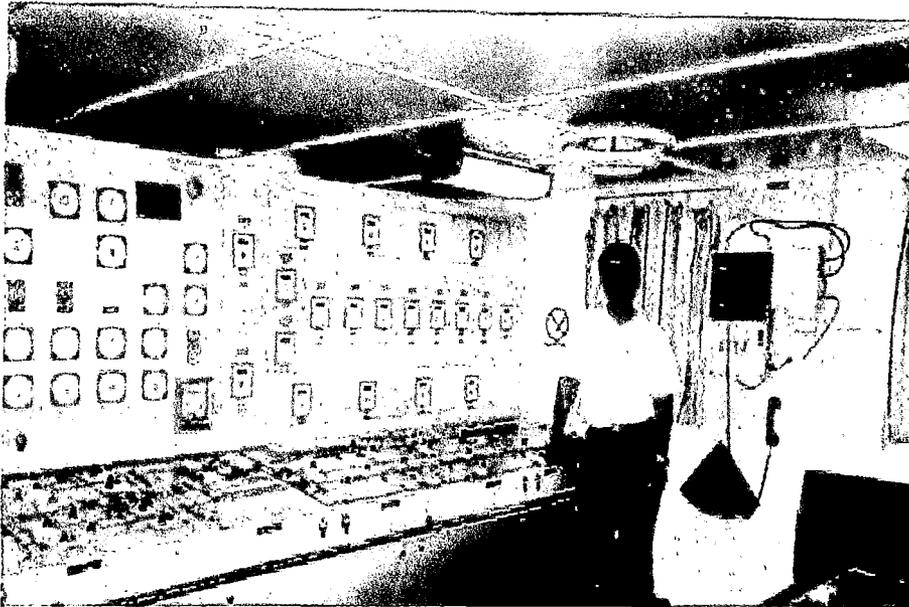
La revisión de todos los factores cuantificables podría proporcionar una explicación para cada ajuste y la documentación necesaria para sustentar la porción de ganancia/perdida que es reconciliada. Todos los cálculos cuantitativos, mediciones o métodos de prueba que se usen en esta reconciliación y no estén basados en estándares reconocidos deberán explicarse en forma precisa, con referencias o documentos.

Por ejemplo, si al arribo una nave presenta un cargamento mayor que lo informado al zarpe, las cifras y mediciones de la carga deberán ser estudiadas y analizadas cuidadosamente. Si se descubre que las cantidades al zarpe probablemente fueron subestimadas, la reconciliación de esta cantidad perdida podría colocarse bajo “Diferencia en Transito”.

Es preciso tener cuidado al reconciliar cantidades. Ciertas cantidades de Reconciliación pueden ser subjetivas, basadas en cálculos estimativos o fórmulas que posiblemente no figuran entre las normas vigentes de la industria.

La verificación de las cantidades de reconciliación es responsabilidad de la persona que completa al proceso.

**Fig.2.3 Sala de Control de Operaciones de Carga y descarga en la Nave**



### **2.1.10 Información General**

Antes de iniciar el proceso de reconciliación, reúna toda la documentación relevante: Informes de inspección, listas de chequeo de inspección y toda la información de terreno que se pueda obtener, con el fin de comprender cabalmente los aspectos de inspección que son importantes en las operaciones de carga y descarga.

Esta información es el conjunto de los datos de análisis del viaje.

Tipo de mediciones que se usan en la transferencia de custodia:

- Terminal
- Nave
- Otros

#### **➤ Operaciones en el Terminal**

Mediciones:

- Mediciones manuales de tanques
- ATG (Tanque/Remoto/Ambos)
- Medidores de flujo

Temperatura:

- Termómetro Electrónico Portátil

- Termómetro de Cubeta
- Sistema Remoto de Medición de Temperatura
- Otros

**Muestreo:**

- Muestreo Automático en Línea
- Muestreo manual de tanques
- Muestra de línea

**Análisis:**

- Método Estándar de Análisis de API
- Método(s) Estándar de Análisis de S&W

**Línea(s) de tierra:**

- Identificación (Nombre/No de línea)
- Capacidad Total (Bbls, m3)
- Método de verificación de la condición de la línea

➤ **Operación de la Nave**

**Mediciones:**

- Manuales
- Sistemas cerrados:
- Dispositivo electrónico manual (indicar tipo)
- Sistema de Medición Automático - ATG

**Temperatura:**

- Termómetro Electrónico Portátil
- Termómetro de cubeta
- Sistema Remoto

**Muestreo:**

- Muestreador en línea a bordo
- Muestras de los tanques de la nave (compuesto)
- Muestras del manifold de la nave

**Análisis de muestras:**

- Método Estándar del API

- Método(s) Estándar de S&W

Líneas de Buque:

- Identificación (Nombre/N° de línea)
- Capacidad total (Bbls, m3)
- Método de verificación de la condición de la línea

➤ **Otros**

Cartas:

- Carta de protesta
- Aviso de Aparente Discrepancia

Tablas:

- Tablas VCF usadas a bordo
- Tablas VCF usadas en tierra

Calados:

- Calados de la nave al arribo
- Calados de la nave al zarpe

Plan de Carga / Descarga

## **CAPITULO III: FACTORES CUANTIFICABLES DE GANANCIA/PÉRDIDA**

La información a continuación tiene por fin, aclarar algunos de los factores cuantificables que puedan afectar los montos de ganancia/perdida. Al asignar cualquiera de estos factores a una cantidad de ganancia/perdida, debería considerarse el impacto en la operación total.

### **3.1 Variación en tránsito**

La diferencia entre el TCV de la nave al zarpe, cuando ha cargado, y el TCV al arribo antes de la descarga dará una indicación de la variación del cargamento en tránsito. Los componentes del TCV (GSV y FW) deberían ser revisados individualmente, porque si la diferencia es considerable entre el GSV de carga y el GSV de descarga, como segundo paso debemos ver si las variaciones en cada tanque de carga mantienen una misma proporción que la variación total, caso contrario, si se centra en uno o pocos tanques, el Primer Oficial de la nave debería dar explicaciones sobre los cambios, así mismo si el agua libre (FW) aumenta considerablemente, entonces se esperaría que el análisis del contenido de agua y sedimentos en suspensión disminuya de tal manera que el NSV del puerto de carga se mantenga en el puerto destino.

Las diferencias en tránsito en la mayoría de las operaciones marítimas son producto de uno de los siguientes escenarios:

- Condiciones de mar a la hora de la medición.
- Discrepancias en las mediciones.

Una pérdida en tránsito de gran magnitud, acompañada de una variación en la recepción en destino, podría apuntar a pérdida física durante el viaje. Una gran ganancia en tránsito, por otra parte, con una variación nave/terminal correspondiente en el puerto de embarque y variaciones mínimas observadas a la descarga, podrían indicar que hubo errores en la nave, ocasionados por mediciones efectuadas en condiciones de mar agitado o por uso de tablas de calibración diferentes.

A continuación se mencionan situaciones que pueden provocar un aumento de la carga:

- Bombeo de material de sentinas de la sala de máquinas a tanques de carga.
- Filtración de serpentines de calentamiento a los tanques de carga.

- Desplazamiento hacia los estanques de carga de otros materiales, que fueron recibidos/descargados en el periodo de tiempo entre mediciones de carga y descarga, por ejemplo, combustible, slops u otras parcelas de carga.
- Introducción de agua en los tanques de carga.

La disminución física de la carga en tránsito puede ser causada por:

- Pérdidas de vapor (evaporación)
- Filtraciones:
  - a) Externas – escape de producto desde el tanque de la nave al mar;
  - b) Internas – escape de carga a otros tanques o espacios vacíos, cofferdams, tanques de slops, tanques de lastre u otras áreas no designadas sin que se descubran.
- Descarga no informada a otras naves, o carga usada como combustible
- Transferencia o decantación de agua libre del slop o tanques de lastre sucios, durante el viaje
- Pérdida causada por “contracción volumétrica”

### **3.2 Diferencias en Agua Libre**

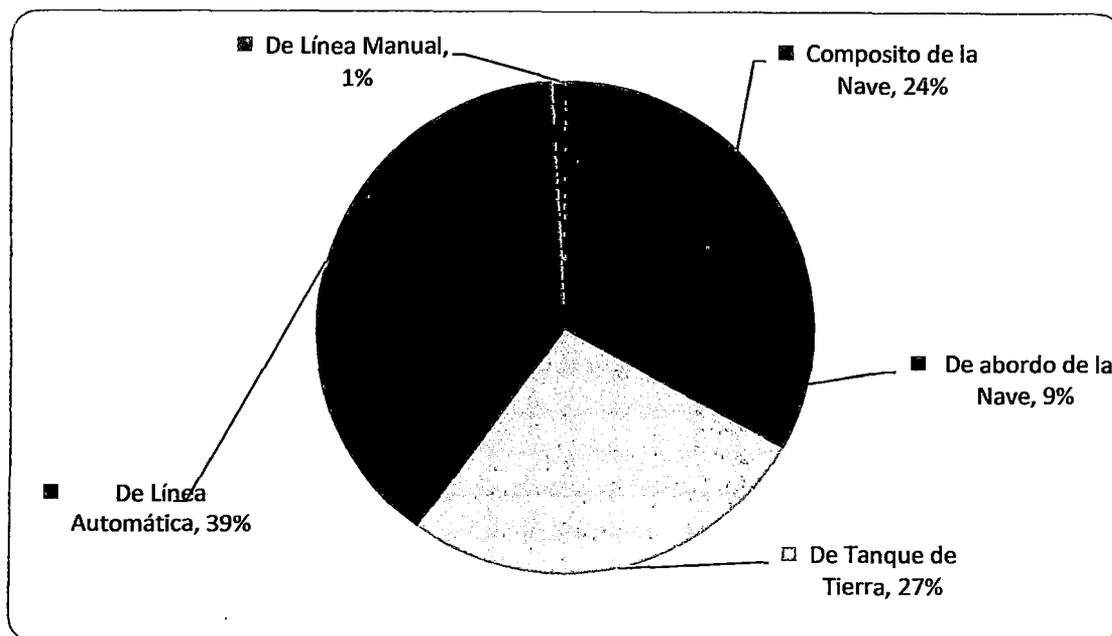
Pueden existir diferencias entre la cantidad de Agua Libre (FW) registrada en los tanques del terminal de carga, en la nave después de la carga, en la nave en el puerto de descarga y en los tanques del terminal receptor. Cuando se usan muestras automáticas en línea en los puertos de carga o descarga, el Agua Libre se incluye como S&W.

#### **3.2.1 Razones de la variación del agua libre**

(No debiera considerarse exhaustiva ni válida para todos los viajes)

- A causa de una instalación inadecuada de las válvulas o porque estas se filtran, el agua de lastre de la nave puede regresar a los tanques de carga o tuberías de la nave.
- Entrada de agua a la carga desde las tuberías de la nave, del fondo marino o de tierra, durante el proceso de carga o descarga.
- La decantación de S&W aumentará el contenido de agua libre en el puerto de descarga en relación con el puerto de embarque por otra parte, si se mezcla el agua libre con la carga al bombear esto reducirá FW y aumentara S&W.

- Diferentes métodos de medición (por ejemplo, mediciones separadas para FW y S&W, en contraste con el total de S&W de muestras homogenizadas de un muestreo en línea).
- Diferentes métodos de medición y/o interpretación de las mediciones especialmente de crudo que contienen agua en emulsión (pasta de agua vs. detector electrónico de interface; uso o no de la Fórmula de Cuña (Wedge Formula) para determinar el volumen de agua).
- Diferentes condiciones del mar cuando se mide el Agua Libre en los puertos de carga y descarga. (ej. Marejada versus mar calmo).
- Diferencias en el trim y/o escora en el puerto de carga y el de descarga.
- Introducción/remoción intencional de agua hacia/desde tanques de carga o de slop.
- Agua Libre no detectada que no fue incluida como OBQ (ej. Agua de lastre en líneas de carga antes del embarque o agua no detectada debido a la condición de trim y/o escora).
- Diferentes métodos para determinar o interpretar los volúmenes desde las tablas de calibración de la nave.
- Flexión del fondo, deformación del fondo, falta de tiempo de decantación y sedimentos en los tanques de tierra pueden distorsionar la determinación de Agua Libre.
- Placa de Medición situada a cierta altura del fondo del tanque de tierra no permite la identificación y cuantificación de agua por debajo de dicha placa.
- Incapacidad de contabilizar el agua en las tuberías de tierra entre el muestreador automático y la nave.
- Cierre del muestreador automático antes de completar la faena de carga o descarga.



**Fig.3.1 Origen de las Muestras**

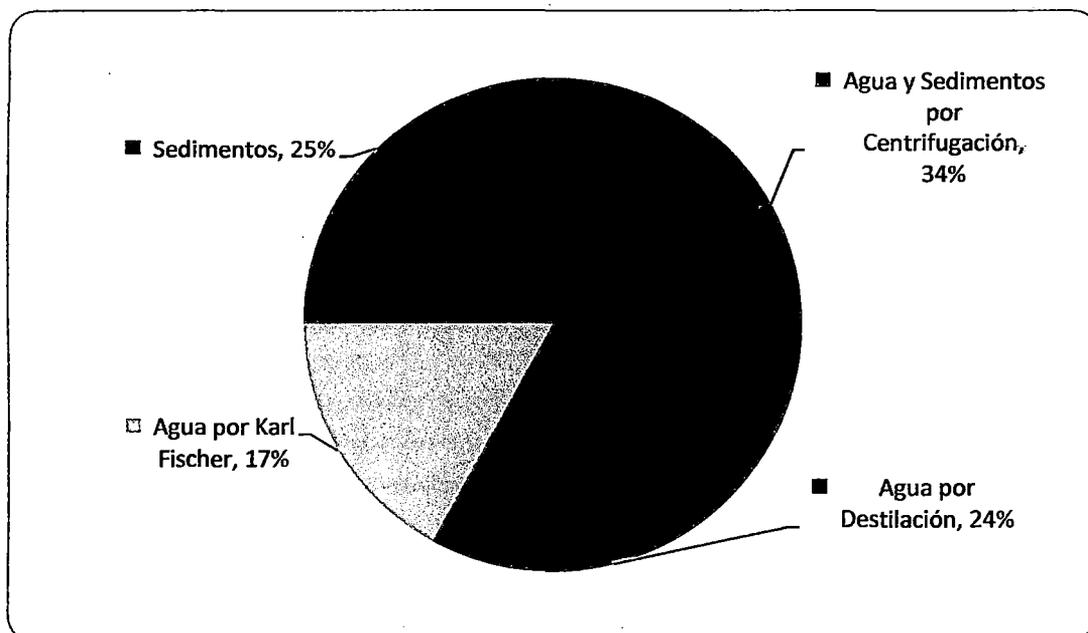
### 3.3 Diferencias de Agua y Sedimentos (S&W)

Una diferencia entre el contenido de Agua y Sedimento (S+W) informado en el puerto de carga y el informado en el puerto de descarga es una razón de variaciones de NSV registradas entre un terminal y el otro.

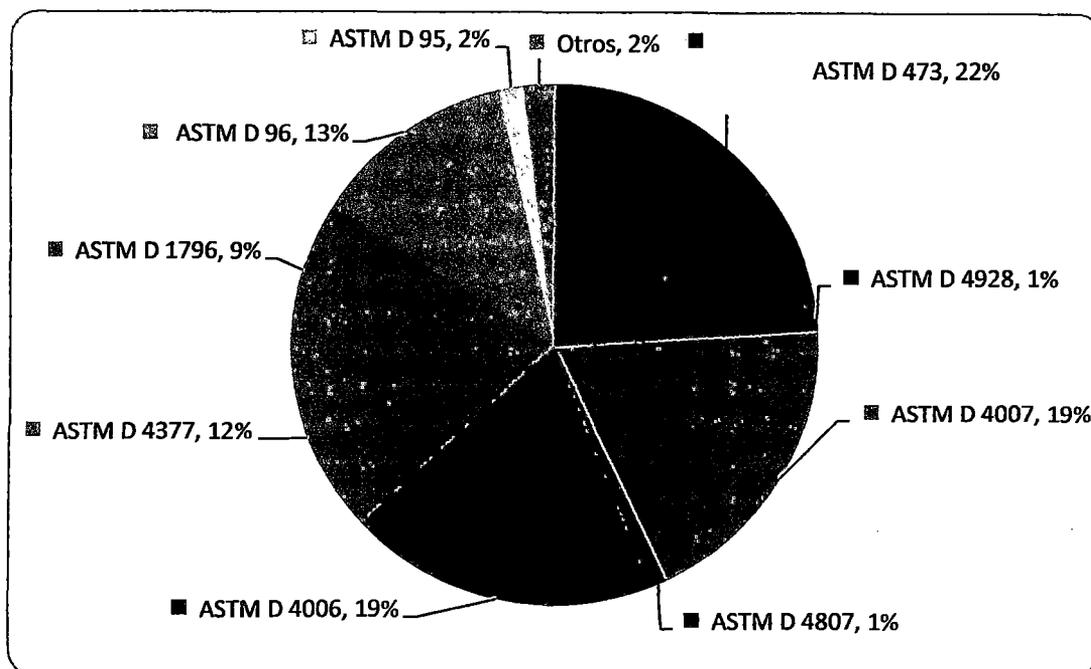
La imposibilidad de obtener resultados de S&W consistentes puede deberse a cualquiera de las razones siguientes:

- Muestras no representativas (por ejemplo, muestreo inadecuado o mal hecho de los tanques, mal funcionamiento del muestreador en línea, mal diseño u operación ineficiente).
- Diferentes métodos de muestreo (por ejemplo, muestreo manual de tanques en el terminal vs. Muestreo automático en línea)
- Diferentes métodos de análisis en laboratorio (por ejemplo, agua usando el método Karl Fischer, agua por destilación, S&W por método de centrifugación).
- La decantación del S&W durante el viaje puede reducir el contenido de S&W de la muestra compuesta de la nave en el puerto de descarga, en comparación con el de embarque.
- Incumplimiento de los métodos de análisis estándar, (por ejemplo, uso de tubos centrífugos no calibrados, manejo y/o mezcla inadecuada de la muestra contaminación y uso de reactivos no estándar).

- Filtración de las tuberías u otras de agua de la nave (por ejemplo, bombeo se sentinas).
- Agua agregada a la carga.
- Incapacidad de contabilizar la presencia de agua en la línea de tierra, entre el muestreador automático y la nave.
- Cierre del muestreador automático antes de completar la faena de carga o descarga.



**Fig.3.2 Pruebas de Agua y Sedimentos**



**Fig.3.3 Métodos de las Pruebas de Agua y Sedimentos**

Donde:

- Método ASTM D 95 (2013) = Determinación de contenido de Agua por Destilación en Derivados de Petróleo y Materiales Bituminosos.
- Método ASTM D 96 (1998) = Determinación de Agua y Sedimentos por Centrifuga en Petróleo Crudo (Procedimiento de Campo), discontinuado en el año 2000.
- Método ASTM D 473 (2012) = Determinación de Sedimentos en Petróleo Crudo y Combustibles por Extracción con Tolueno.
- Método ASTM D 1796 (2011e1) = Determinación de Agua y Sedimentos en Combustibles por Centrifuga (Procedimiento de Laboratorio).
- Método ASTM D 4006 (2012) = Determinación de Agua por Destilación en Petróleo Crudo.
- Método ASTM D 4007 (2011e1) = Determinación de Agua y Sedimentos por Centrifuga en Petróleo Crudo (Procedimiento de Laboratorio).
- Método ASTM D4377 (2011) = Determinación de Agua en Petróleo Crudo por Titulación Volumétrica Karl Fisher. Balotado para declararlo discontinuado por

el tiempo de duración de la prueba y es afectado por el azufre, aceptando valores menores a 500 ppm.

- Método ASTM D4807 (2010) = Determinación de Sedimentos en Petróleo Crudo por Filtración en Membrana, el alcance del método es hasta 0.15 % en masa, y por fórmula lo lleva a volumen.
- Método ASTM D 4928 (2012) = Determinación de Agua en Petróleo Crudo por Titulación Coulométrica Karl Fisher.

### **3.4 Diferencia OBQ/ROB**

Para el correcto entendimiento de estos términos, explicaremos en primer lugar como se realiza la medición en los tanques carga de una nave.

Existen equipos manuales como son la cinta de aforo o huincha, termómetro de copa o el termómetro electrónico portátil (PET), hoy en día poco usados en las naves, equipos herméticos portátiles electrónicos de medición conocidos como UTI (miden Ullage o vacío, temperatura y la interface de existir hidrocarburo y agua. Mientras los equipos anteriores se realizaban con el tapón de medición abierto, creando una atmósfera explosiva alrededor de este punto, la UTI tiene un ajuste a la cubierta de la nave y permite que el tanque de carga se mantenga cerrado sin liberar vapores orgánicos o el gas inerte contenido en la parte superior del tanque, que se utiliza para minimizar los riesgos a bordo de la nave. Actualmente existen naves con sistemas de tele-medicación o medición remota, registrando lecturas de nivel de líquido en un mismo instante, a todos los tanques de carga, incluyendo lectura de calados y corrigiendo por asiento y/o escora.

#### **3.4.1 Volumen Total Observado**

Este volumen o TOV por sus siglas en inglés, se obtiene de las tablas de capacidad del buque, a las que se ingresa con uno de los siguientes:

- a. El aforo directo (medición por sonda) o aforo de vacío observado (llamado Ullage), en caso de que las correcciones por asiento (trimado) y/o escora correspondan a un ajuste volumétrico. La cantidad de la corrección por asiento y/o escora necesitará ser aplicada a la cantidad TOV para obtener un TOV corregido por asiento (trimado) y/o escora.
- b. El aforo (sondeo) o aforo de vacío corregido por asiento (trimado) y/o escora.

- c. El aforo o aforo de vacío observado y el asiento del buque. Algunas tablas de capacidad muestran distintos valores TOV para un mismo aforo con diferentes condiciones de asiento (trimado).

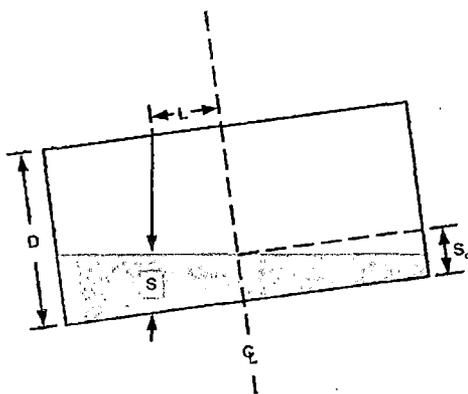
### 3.4.2. Corrección por asiento (trimado)

Se aplica para compensar los cambios en el nivel del líquido cuando el plano longitudinal del buque no está en posición horizontal.

Restar la lectura de calado de proa de la lectura de calado de popa. Si el asiento es positivo (es decir que la lectura de popa es mayor), se dice que el buque está “asentado (trimado) hacia popa”. Si el asiento es negativo (Es decir que la lectura de proa es mayor), se dice que el buque está “asentado hacia proa”. Note lo siguiente:

- La corrección por asiento se encuentra en las tablas de calibración del buque y generalmente es una corrección a la sonda o al Ullagè observado; sin embargo, puede ser un ajuste volumétrico al TOV.
- Las correcciones por asiento pueden ser positivas o negativas. La Tabla de corrección por asiento establecerá como debe aplicarse la corrección.
- Si las correcciones por asiento no están disponibles, es posible calcularlas.

Las correcciones por asiento normalmente se proporcionan como parte de las tablas de capacidad del buque y por lo tanto los siguientes cálculos generalmente no se hacen en campo; sin embargo, para cuando así se requiera, se puede utilizar la siguiente ecuación (refiérase a la Fig. 3.4):



**Fig. 3.4 Vista lateral de un tanque de carga cuando la nave tiene trimado**

$$S_c = S \pm ( (L \times T) / LBP - ((D - S) \times T^2) / (LBP)^2 )$$

Nota: Las unidades de medición para la corrección por asiento generalmente son en pies o metros, dependiendo de las unidades de medición en las que se describen las dimensiones del buque.

Donde

D = Altura del tanque, desde el punto de referencia,

S = Sonda o aforo observado,

L = Distancia entre el punto de medición y el centro del tanque,

Sc = Aforo corregido por asiento,

LBP = Longitud del buque entre sus perpendiculares,

T = Asiento (trimado) del buque.

CL = Centro del tanque

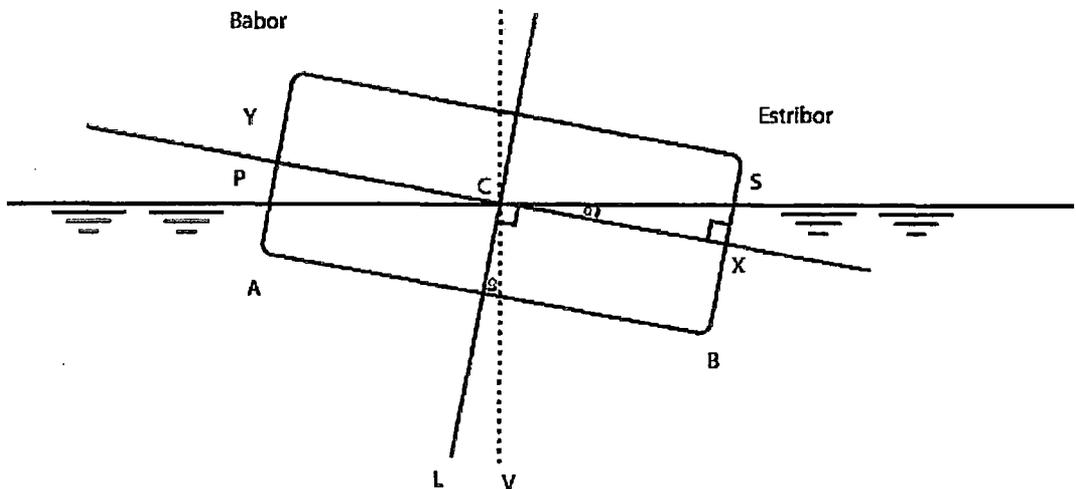
### 3.4.3 Corrección por escora

La corrección por escora se aplica para compensar el cambio en el nivel de líquido cuando el plano vertical de un buque no es perpendicular a la horizontalidad. La escora de un barco usualmente se lee en su inclinómetro; sin embargo, si este instrumento no está disponible o existen dudas de su precisión, entonces la escora puede calcularse a partir de las lecturas de calado de babor y estribor en la parte central del buque. (Refiérase a la Fig. 3.5)

Tener en cuenta lo siguiente:

- a. Las correcciones por escora se aplican en la misma manera que las correcciones por asiento (trimado).
- b. Las correcciones por escora pueden ser positivas o negativas. La tabla de corrección por escora establecerá cómo debe aplicarse esta corrección.

c. Si las correcciones por escora no están disponibles, es posible calcularlas:



**Fig. 3.5 Vista frontal de un tanque de carga, cuando la nave tiene escora**

Leyenda: PA = Calado de Babor = 10.0 m

SB = Calado de Estribor = 12.0 m

XY = Manga del Buque = 30.0 m

Teoría: Ángulo LCV = Ángulo SCX = Ángulo de escora = Q

$$\text{Tangente } Q = \frac{SX}{CX} = \frac{(\text{Calado de Estribor} - \text{Calado de Babor}) / 2}{(\text{Manga del Buque}) / 2}$$

Esto se reduce a

$$\text{Tangente } Q = \frac{\text{Calado de Estribor} - \text{Calado de Babor}}{\text{Manga del Buque}}$$

Cálculo:

$$\text{Tangente } Q = \frac{(12.0 - 10.0)}{30} = 0.0667$$

De una tabla de "Funciones naturales de ángulos" un valor de tangente de 0.0667 representa un ángulo de 4° redondeado al 0.5° más cercano.

#### 3.4.4 Combinando correcciones por asiento (trimado) y por escora

Se debe actuar con mucha cautela cuando se aplican conjuntamente las correcciones por asiento y escora. En muchos casos, estas correcciones son aplicables cuando no existe la otra condición. Cuando ambas condiciones existen, es preferible (donde sea posible) eliminar una de ellas.

### 3.4.5 Volumen de Agua Libre (FW)

El volumen de agua libre, conocido como FW por sus siglas en inglés, se obtiene de las tablas de capacidad del buque, a las que se entra con los datos de aforo (sondeo) o aforo de vacío del FW. Tal como ocurre con cualquier líquido en el tanque de un buque, el agua libre está sujeta a los efectos de asiento y la escora, y por tanto las correcciones por asiento y escora anteriormente referidas son aplicables al Agua Libre, siempre y cuando el FW toque todos los mamparos del tanque. Si el agua libre no toca todos los mamparos del tanque, entonces existe una condición de cuña.

### 3.4.6 Fórmula Wedge (Fórmula de Cuña)



$$V = \frac{H \times W \times L}{2}$$

Fig 3.6

Es una fórmula matemática para determinar pequeñas cantidades de líquido y/o material no líquido, que presentan una configuración tipo cuña y no toca todas las paredes del tanque de un buque, esta fórmula se basa en las características geométricas del tanque, en el trimado y en la profundidad del material medido.

#### 3.4.6.1 Cuantificación del Volumen

En los hidrocarburos líquidos y agua libre

- Corregir por trimado si toca todas las paredes
- Usar fórmula Wedge si no toca todas las paredes

Cuando tenemos Material No-líquido

- No se requiere corrección. Usar directamente la Tabla de Calibración (verificar si es posible la existencia de cuña)

#### 3.4.6.2 Procedimiento de cálculo de la cuña (Refiérase a Fig. 3.7)

### 3.4.6.2.1 Calcular la sonda ajustada "A"

$$A = S + \{(U - D \times F) \times F\} = S + (UF - DF^2)$$

Donde

S: Sonda observada (m, pies)

U: Distancia entre el punto de medición y pared de popa (del tanque)

D: Altura de Referencia del tanque

F: Factor de Trim = Trim / LBP

### 3.4.6.2.2 Verificar la existencia de una cuña

Largo de la cuña =  $A / F$

Si  $A / F > L$  entonces No existe cuña

Si  $A / F < L$  entonces EXISTE UNA CUÑA

### 3.4.6.2.3 Volumen a la altura A / 2

Dividir "A" por 2 y extraer el volumen de Tabla de Calibración para la sonda  $A/2 = V_t$

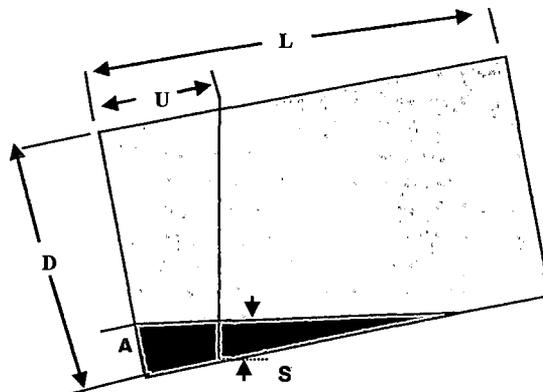


Fig. 3.7

### 3.4.6.2.4 Volumen de la cuña

$$\text{Vol. Cuña} = \frac{V_t \times A}{L \times F}$$

El volumen se reporta en las unidades de la tabla de calibración y si uno determina las medidas, en estas unidades aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Vol. Cuña} = \frac{A^2 \times W}{2 F}$$

Cabe esperar que exista diferencia entre las cantidades medidas de volumen al arribo de la nave al terminal, antes de iniciar las operaciones de carga, comúnmente llamado OBQ y cantidades medidas de volumen al término de la descarga en el puerto destino, conocido como ROB. La práctica de cargar encima (LOT) de residuos aceitosos (“slops”) y la implementación de modernas y eficientes técnicas de recuperación de carga, tales como el Lavado con Crudo (COW), tienen un efecto importante en las diferencias entre estos dos volúmenes.

La medición de ROB, tomada inmediatamente después de la descarga, generalmente no representa el volumen de carga adherida a las paredes y estructuras internas de los tanques. Parte de esta carga no contabilizada va a escurrir hasta el fondo del tanque, o flotar encima del agua de lastre, donde puede medirse posteriormente.

### **3.5 Comparación Nave/Terminal a la Carga**

Una revisión de la Razón de Carga de la Nave (VLR) resultante, en comparación con el Factor de Experiencia de Carga de la Nave (VEFL) puede indicar posibles deficiencias en las mediciones, ya sea en el terminal o en la nave.

La comparación de cantidades en la nave y el terminal es una parte básica del proceso de análisis de viaje y reconciliación. La diferencia entre cantidad en el terminal y cantidad en la nave en puerto de embarque, una vez corregida por VEFL, puede indicar la probabilidad de error en la cantidad del terminal o de la nave.

Una diferencia considerable entre ambas cantidades podría sugerir la necesidad de investigar las mediciones cuantitativas en el puerto de carga.

El método empleado en esta tesis es el uso de las cantidades de Volumen Total Calculado (TCV), basadas en las mediciones de la nave, como medio independiente de comparación. Se reconoce que una cantidad basada en las tablas de calibración de una nave puede diferir de la cantidad del terminal. En la mayoría de los casos, esta varianza es lo suficientemente consistente como para que la razón terminal-nave a través de varios viajes sea usada como instrumento del proceso de monitoreo. Esta razón de carga se conoce como Factor de Experiencia de la Nave (VEF) de Carga.

Para comparar las cantidades cargadas a la nave y las cantidades entregadas por el terminal, use el VEFL de esa nave.

### **3.6 Aplicación del VEF de carga**

Calcule y registre el Factor de Experiencia de Carga de la Nave (VEFL) de acuerdo con el último método API-AP.

Determine el volumen teórico del terminal, dividiendo el volumen TCV cargado (recibido) a bordo por el VEFL y compárelo con el TCV del Conocimiento de Embarque. Las diferencias deberían registrarse en volumen y porcentaje.

### **3.7 Comparación Nave/Terminal a la Descarga**

Una revisión de la razón de Descarga de la Nave (VDR) resultante frente al Factor de Experiencia de Descarga (VEFD) puede indicar posibles diferencias en las mediciones, ya sea a bordo o en tierra.

La comparación de cantidades en la nave y el terminal es una parte básica del proceso de análisis de viaje y reconciliación. La diferencia entre la cantidad en el terminal y la cantidad en la nave en puerto de descarga, una vez corregida por VEFD, puede indicar la probabilidad de error en la cantidad del terminal o de la nave.

Una diferencia considerable entre ambas cantidades podría sugerir la necesidad de investigar las mediciones cuantitativas en el puerto de descarga. El método empleado en esta tesis es el uso de las cantidades de Volumen Total Calculado (TCV), basadas en las mediciones de la nave, como medio independiente de comparación.

Se reconoce que una cantidad basada en tablas de calibración de una nave puede diferir de la cantidad del terminal. En la mayoría de los casos, esta varianza es lo suficientemente consistente como para que la razón terminal-nave a través de varios viajes sea usada como instrumento del proceso de monitoreo. Esta razón de carga se conoce como VEF de descarga.

Para comparar las cantidades entregadas por la nave y las cantidades recibidas por el terminal, use el VEFD de esa nave.

### **3.8 Aplicación del VEF de descarga**

Calcule y registre el Factor de Experiencia de Descarga de la Nave (VEFD) de acuerdo con el último método API/AP. Determine el volumen teórico del terminal, dividiendo el

volumen TCV descargado por la nave por el VEFD y compárelo con el TCV Recibido en Terminal.

Las diferencias deberían registrarse en volumen y porcentaje.

Si no se cuenta con un VEFD, puede emplearse el VEF de carga. Los datos del Análisis Gráfico de Viajes indican que la Razón de Carga de la Nave (VDR) excede a la Razón de Carga de la Nave (VLR) en no más de 0,0020.

### **3.9 Diferencias en VEF de Carga/Descarga**

Los Factores de Experiencia de Carga de la Nave (VEFL) y los Factores de Experiencia de Descarga de la Nave (VEFD) pueden ser diferentes. En este caso, el impacto en el volumen de carga es igual al Volumen TCV cargado por la nave dividido por el VEFD, menos el Volumen TCV cargado por la nave dividido por el VEFL.

### **3.10 Diferencias en VEF en Transferencias de Nave a Nave.**

Para lograr uniformidad en el desarrollo de volúmenes para base de comparación, aplíquese los VEF correspondientes a las cantidades transferidas, para cada una de las naves. En general, las cantidades TCV de transferencia debieran basarse en la cantidad recibida por la nave receptora, dividida por su VEF, a menos que se indique lo contrario. Es preciso conocer que independientemente de que el Factor de Experiencia de la Nave o VEF se calcula usando esencialmente volúmenes de carga completa, la aplicación de un VEF a una carga parcial puede no ser igualmente exacta.

Pero su aplicación a una carga parcial es la precisa posible y así minimizar la incertidumbre. Casos como estos suelen suceder cuando en nuestro medio se realizan alijes (trasvases de una nave de gran calado a una de menor calado) para poder ingresar a un terminal multiboyas o amarradero cumpliendo con las restricciones del mismo.

En otros continentes es operación frecuente, los alijes de buques madrina, que generalmente funcionan como tanques flotantes recibiendo la producción diaria de crudo y que a través de amarraderos tipo mono-boya abastecen a buques contratados para llevar el cargamento.

### **3.11 Tablas de Corrección de Volumen (VCF)**

Siempre escuchamos hablar del VCF y de su importancia, a continuación se explica que significa y como afecta en el mundo de las mediciones de los hidrocarburos.

### 3.11.1 Corrección por efecto de la temperatura en el líquido o factor de corrección de volumen

Si el volumen de un hidrocarburo está en estado líquido se somete a un cambio en su temperatura, su densidad disminuirá si la temperatura aumenta, o aumentará si su temperatura disminuye. Este cambio en la densidad es proporcional al coeficiente de expansión térmica del líquido y a la temperatura. El factor de corrección que toma en cuenta el efecto de la temperatura en la densidad del líquido se denomina CTL o VCF.

El VCF es una función de la densidad base del líquido y de su temperatura. La función de este factor de corrección es ajustar el volumen del líquido desde condiciones observadas a un volumen a una temperatura estándar.

Los factores de corrección se pueden obtener de tablas de medición de petróleo. Las tablas de corrección aplicables más comunes se muestran en la Figura 3.8

### 3.11.2 Diferencia de Tablas VCF

Las tablas VCF deberían ser consistentes. Según la tabla que se use, la Gravedad API, la Densidad o el Coeficiente de Expansión pueden tener un gran impacto sobre los volúmenes. En la Fig. 3.4 se muestra la variedad de tablas existentes para este fin.

**Fig. 3.4 Tablas de Corrección por Contracción volumétrica**

Tabla	Producto	Temp.	Entrada a la tabla
6A	Petróleo Crudo en General	°F	Gravedad API @ 60°F
6B	Productos de Petróleo en General	°F	Gravedad API @ 60°F
6C	Aplicaciones Individuales y especiales	°F	Coeficiente de expansión térmica
6D	Aceites Lubricantes en General	°F	Gravedad API @ 60°F
24A	Petróleo Crudo en General	°F	Densidad relativa @ 60/60°F
24B	Productos de Petróleo en General	°F	Densidad relativa @ 60/60°F
24C	Aplicaciones Individuales y especiales	°F	Coeficiente de expansión térmica
54A	Petróleo Crudo en General	°C	Densidad @ 15°C
54B	Productos de Petróleo en General	°C	Densidad @ 15°C
54C	Aplicaciones Individuales y especiales	°C	Coeficiente de expansión térmica
54D	Aceites Lubricantes en General	°C	Densidad @ 15°C
ASTM D4311	Asfalto a 60°F, Tabla 1	°F	Gravedad API @ 60°F, Tabla A o B
ASTM D4311	Asfalto a 15°C Tabla	°C	Densidad @ 15°C, Tabla A o B

Si la cantidad cargada se determinó usando tablas VCF diferentes de las que se emplean en el puerto de descarga (por ejemplo, una tabla antigua en vez de las nuevas), la cantidad de carga deberá recalcularse de acuerdo a las tablas que se usan en el puerto de descarga. En la comparación, entonces, se usarán los volúmenes recalculados, y la diferencia

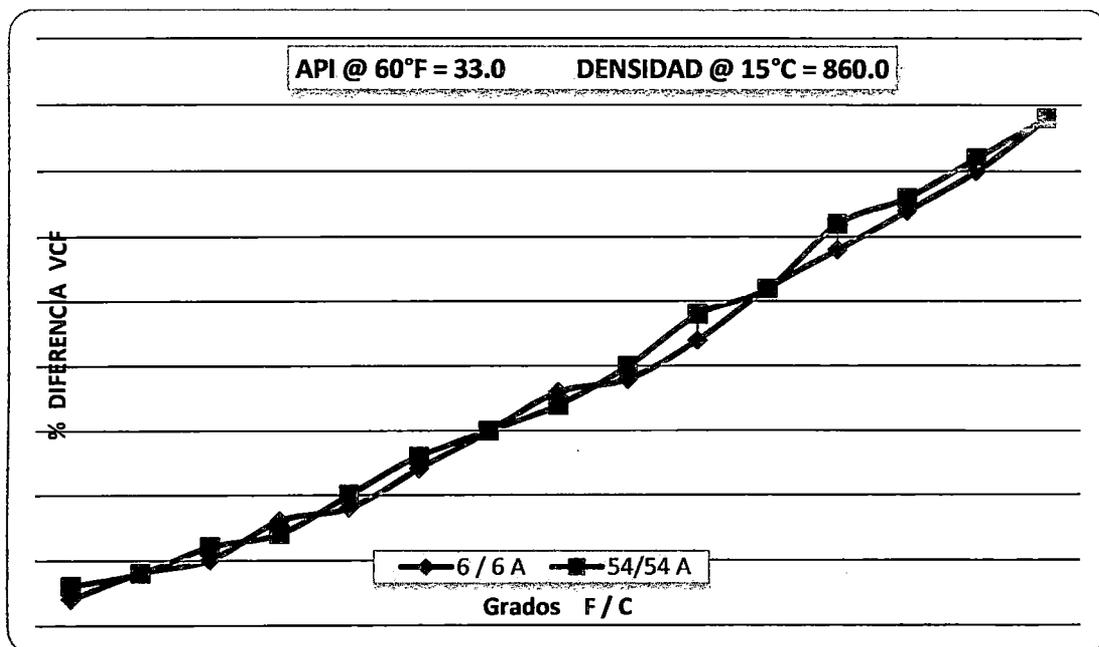
cuantitativa producto del empleo de tablas VCF distintas se registra como una Cantidad Reconciliada.

Se debe tener en cuenta que algunos países como Brasil, utilizan sus propias tablas, desarrolladas y aprobadas por su Estado, una característica es que su condición “estándar” de comercialización es 20°C, lo cual nos genera una nueva incertidumbre que nos puede llevar a otra posible varianza.

En el país, en la actualidad se sigue trabajando con la Tabla 6 A y 6 B, en la mayoría de refinerías, terminales marítimos y plantas de almacenamiento y distribución.

Lo que comenzó en 1980 con una Tabla de 325 páginas, llegó a ampliar su rango de temperaturas y la Tabla creció a más de 11,000 páginas. Las combinaciones y permutaciones volvió impráctica la publicación, razón por la cual Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM Internacional), el Instituto Americano de Petróleo (API) y el Instituto de Energía convergen todas las tablas en una versión electrónica (CD-ROM) que calcula factores combinados de corrección de volumen en líquidos, debido a temperatura y presión (CTPL) para condiciones de medición específicas. Estas tablas generadas de procedimientos de implementación oficial son usadas en todo el mundo en transferencias de custodia y operaciones contables para ajuste de volúmenes brutos de petróleo crudo y productos medidos a temperaturas diferentes a la temperatura base (60° F o 15° C). La temperatura base puede ser además modificada para situaciones donde no son 60° f o 15° C.

**Fig.3.4 Diferencias entre tablas VCF nuevas y antiguas por efecto de temperatura:**



°F	°C	6/6A	54/54A
23	-5	-0.08	-0.07
32	0	-0.06	-0.06
41	5	-0.05	-0.04
50	10	-0.02	-0.03
59	15	-0.01	0.00
68	20	0.02	0.03
77	25	0.05	0.05
86	30	0.08	0.07
95	35	0.09	0.10
104	40	0.12	0.14
113	45	0.16	0.16
122	50	0.19	0.21
131	55	0.22	0.23
140	60	0.25	0.24
149	65	0.29	0.29

**Tabla N° 3.5: Valores Comparativos entre Tablas 6/6A y 54/54A**

	Descripción	Volumen de diferencia	%
	Pérdida GSV	37.43	0.00 4
	Pérdida NSV	417.32	0.04
1	Diferencia en tránsito	177	0.02
2	Diferencia en Agua Libre	1,622	242
3	Diferencia en S+W	379.89	40
4	Diferencia en OBQ/ROB	310	100
5	B/L declarado	949,190	
6	Outturn declarado	949,607.32	
7	Diferencia en Tablas VCF	0	0.00
	Pérdida Inexplicable (No Cuantificable)	0	0.00

**Tabla N° 3.6 Factores de Ganancia / Pérdida**

## **CAPÍTULO IV: VARIACIONES DE LAS CARGAS**

Los siguientes factores pueden contribuir a variaciones en la carga durante un movimiento de transferencia de custodia marítima. Algunos de ellos son cuantificables objetivamente, mientras en otros casos la determinación de valores solamente puede hacerse de manera subjetiva.

Cuando se emplee y/o cuantifique alguno de estos factores para determinar un análisis de ganancia/pérdida, deberán fundamentarse las razones para hacerlo.

### **4.1 Movimiento de la Carga**

La estiba se refiere a la disposición de la carga en la nave. Frecuentemente se producirán cambios de estiba cuando se descarga en dos partes o etapas, y no necesariamente resultarán en pérdida. Durante un tránsito normal no debieran ocurrir cambios, pero es posible que así suceda por diversas razones.

Un motivo para transferir la carga sería el cambio de asiento de la nave, ya sea para lograr mayor estabilidad/rendimiento o para facilitar las operaciones de carga/descarga.

Debiera registrarse cualquier variación cuantitativa como consecuencia de cambios en la estiba.

### **4.2 Descarga de Slop**

El slop descargado junto con la carga puede haber sido mezclado con ésta (Load on Top) o bien segregado desde un tanque separado. El slop es fácilmente identificable como causa de incremento (ganancia) de volúmenes de carga y debe tomarse en cuenta en la reconciliación.

### **4.3 Lavado con Crudo (Crude Oil Washing - COW).**

El lavado con crudo se introdujo inicialmente como un método para reducir los sedimentos del fondo y la adherencia. Esta operación puede disminuir considerablemente los volúmenes de carga que se retienen a bordo, que de otra forma solamente pueden recuperarse mediante lavado del tanque con agua durante viajes con lastre.

Aunque el COW es una técnica útil para mejorar la descarga, su efectividad depende de muchos factores.

La naturaleza del crudo, la eficiencia del equipo, el número de tanques lavados, la temperatura ambiente y del agua de mar durante la descarga, todas éstas son

consideraciones importantes para la efectividad de esta técnica. Un lavado con crudo bien hecho puede reducir el ROB a menos que el OBQ.

También puede producir una pérdida adicional de carga cuando se trata de productos volátiles, a causa de la evaporación que se genera, o en climas fríos donde el manejo inadecuado de cargamentos viscosos o de alto punto de escurrimiento puede aumentar en vez de disminuir la adherencia.

#### **4.4 Conversión/Diversión de la Carga**

La información relativa a la carga, capacidad de tanques en el terminal, condición de línea llena en tierra o terminal, condición de línea abordó antes de una carga, y después de una descarga, lastre, espacios vacíos e inspección de combustibles (Bunker) debieran ser revisados en cada puerto, para poder identificar cualquier diversión/conversión no autorizada.

Es prudente investigar todas las discrepancias apenas se hagan evidentes, mediante un estudio adicional en caso necesario. Para asegurarse de que la información sobre consumo de combustible sea correcta, debieran obtenerse y verificarse los recibos de combustible correspondientes.

#### **4.5 ROB No Detectado**

Aunque es difícil de cuantificar una vez que se ha completado la descarga, parte de la carga retenida a bordo por adherencia puede ser recuperada por la nave mediante el lavado de tanques. Si se efectúa el COW en forma eficaz durante la descarga, puede reducirse la posibilidad de adherencia de producto, el que sería bombeado a tierra junto con el resto de la carga. El producto “escurrido” desde los mamparos y tanques.

A la inversa, el COW puede aumentar la adherencia cuando se efectúa en forma ineficaz o impropia (por ejemplo, con material de alto punto de escurrimiento en condiciones de frío).

La adherencia (Clingage) definida como la tendencia de un líquido a permanecer adherido en las paredes de un tanque de almacenamiento después de ser vaciado, puede aumentar dependiendo de las características físicas de la carga y las condiciones de la descarga. También puede haber variaciones a causa del tipo de nave, número de tanques y construcción de éstos. Hasta la fecha, la cuantificación de pérdidas productivas por adherencias solamente puede hacerse en forma subjetiva, pero es una razón claramente

identificable de pérdida de carga. Sin embargo, aun cuando la adherencia no pueda ser medida para un viaje en particular, sí puede estimarse para tipos de carga y condiciones de viaje similares, usando el ROB vs. OBQ del viaje siguiente (excluyendo el agua introducida en los tanques de carga/slop para lavado de tanques durante viajes en lastre). Una diferencia anormal entre la nave y el terminal en el puerto de carga siguiente puede indicar un ROB no detectado. Existen estudios que proponen valores para este factor.

Líquido	Condición de pared del tanque		
	Con poco óxido	Óxido denso	Gunitado
Gasolina	0.0015	0.0075	0.15
Destilado medio	0.0015	0.0705	0.15
Petróleo crudo	0.0060	0.030	0.60

#### 4.6 Pérdidas por Evaporación.

La tasa de evaporación del petróleo depende de la presión del vapor y la temperatura del mismo petróleo y tienen una importancia primordial.

La gasolina como todos los hidrocarburos, tiende a evaporarse, es decir a pasar del estado líquido al de vapor, debido a su bajo calor específico. Eso sucede cuando la gasolina se halla en un recipiente abierto, si este estuviera cerrado, los vapores formados estarían dados por la presión de vapor indicada, de acuerdo a la temperatura registrada en ese instante.

La velocidad de evaporación es proporcional a una característica del líquido, denominada tensión superficial del hidrocarburo. La presión de vapor aumenta en todos los líquidos al incrementar la temperatura, hasta alcanzar la presión atmosférica, momento en que se produce la ebullición. La tensión de vapor de la gasolina es bastante elevada a la temperatura ambiente (alrededor de  $0.7 \text{ kg/cm}^2$ ; el agua alcanza ese valor a los  $90 \text{ }^\circ\text{C}$ ), por lo que se tiene un notable y continuo desprendimiento de vapores en los recipientes abiertos. Por este motivo es que se dice que la gasolina es un líquido volátil.

Los dos tipos importantes de las pérdidas por evaporación de los tanques de una nave o tanque de techo fijo son por almacenamiento y las pérdidas de trabajo. Pérdida de almacenamiento es la expulsión de vapor de un tanque a través de la expansión y la

contracción de vapor, que son los resultados de los cambios en la temperatura y la presión barométrica. Esta pérdida se produce sin ningún cambio de nivel de líquido en el tanque.

La pérdida combinada de llenado y vaciado se conoce como pérdida de trabajo. La evaporación durante las operaciones de llenado es el resultado de un aumento en el nivel de líquido en el tanque. A medida que aumenta el nivel de líquido, la presión dentro del tanque excede la presión de alivio y los vapores son expulsados del tanque. Pérdida por evaporación durante el vaciado se produce cuando el aire dibujado en el tanque durante la extracción de líquido se satura con vapor orgánico y se expande, por lo tanto superior a la capacidad del espacio de vapor.

Las pérdidas en estos tanques varían como una función de la capacidad del tanque, la presión de vapor del líquido, tasa de operatividad del tanque de almacenamiento, y las condiciones atmosféricas en la ubicación de los tanques.

Se utilizan varios métodos para controlar las pérdidas por evaporación de los tanques de techo fijo. Las emisiones de tanques de techo fijo pueden controlarse mediante la instalación de un techo flotante interno y sellos para minimizar la evaporación del producto que se está almacenado. La eficiencia de control de este método oscila entre 60 y 99 por ciento, dependiendo del tipo de techo y las juntas instaladas y en el tipo de líquido orgánico almacenado.

Podemos determinar qué parte de la pérdida es producto de la evaporación. Los factores que contribuyen a las pérdidas por evaporación incluyen:

- Alta presión de vapor de la carga (nafta y petróleo crudo con componentes ligeros).
- El aumento de temperatura de la carga causado por condiciones ambientales o por el calentamiento de la carga misma.
- La operación inadecuada del sistema de gas inerte de la nave y la instalación incorrecta de válvulas de alivio de presión en la nave.
- Escotillas de medición abiertas.
- Agitación excesiva de la carga durante el embarque o el viaje, por ejemplo, malas condiciones de tiempo.
- Integridad del comportamiento de escotillas de medición de los tanques, no hermética o mal sellado.

- La operación de lavado con crudo en la descarga.
- La magnitud del área de superficie libre de la carga.

Puede haber indicación de pérdida por evaporación cuando la Gravedad API del producto en el puerto de descarga es menor (o mayor su densidad) que en el puerto de carga.

Sin embargo, otras causadas de una diferencia de Gravedad API o Densidad pueden incluir muestreo, manejo de muestras o procedimientos de análisis inadecuados.

#### **4.7 Pérdidas Extraordinarias a Bordo.**

Se pueden producir pérdidas extraordinarias a bordo a causa de accidentes, daños o desastres de la nave, que resulten en pérdidas de la carga en el mar, contaminación de parte de la carga restante y retención, en condición relativamente intacta, del resto de la carga.

#### **4.8 Llenado de líneas.**

Las condiciones de llenado de los ductos del terminal antes y después de la carga y descarga deberían ser determinadas correctamente. El nivel de llenado de las tuberías de la nave después de la descarga también debiera documentarse para verificar que no haya quedado a bordo carga no contabilizada.

Evalúe el efecto de cualquier información durante el proceso de verificación de llenado, tanto en el puerto de carga como de descarga.

En el capítulo 17.6 del Manual API, “Pautas para Determinar el Llenado de Líneas entre Tanques del Terminal y la Nave”, se presenta información más detallada sobre estos procedimientos.

#### **4.9 Contracción Volumétrica (Shrinkage)**

En el transporte de crudo y productos derivados pueden producirse situaciones en que hidrocarburos de distintas densidades son mezclados por razones operativas. De estas mezclas pueden resultar discrepancias volumétricas respecto a la combinación ideal, cual sería un volumen total que representara la suma de los componentes.

La discrepancia es generalmente un encogimiento volumétrico como resultado de que las moléculas más pequeñas del producto liviano hayan llenado los espacios entre las moléculas más pesadas. A modo de analogía, podríamos imaginar una habitación llena de pelotas de básquetbol a la que se suman pelotas de ping-pong. Sería posible agregar

un número considerable de pelotas chicas antes de que todos los espacios vacíos se llenaran.

Así, el volumen combinado es menor que la suma de los dos componentes, y también aumenta el encogimiento a medida que las pelotas son más diferentes en tamaño. Lo mismo es válido para los hidrocarburos líquidos, donde el tamaño de las moléculas está en relación directa con la densidad.

En el caso de componentes de altas densidad o en ebullición, las variaciones son casi insignificantes. Sin embargo, cuando se mezclan hidrocarburos de baja densidad con productos más pesados, las pérdidas de volumen pueden ser significativas.

Esto generalmente no es problema con la mezcla a bordo, pero sí tiene importancia en ocasiones, cuando se usa un diluyente muy liviano para rebajar la viscosidad. También tiene un efecto importante en la mezcla de gasolina cuando se ha agregado butano.

El encogimiento volumétrico solamente se aplica a una cantidad en transferencia de custodia con acuerdo escrito de todas las partes de la transacción comercial. Existe una variedad de métodos para hacer los cálculos.

Como el crudo y los productos derivados generalmente se venden por volumen, el método más común para calcular contracción de volumen es probablemente el propiciado por la publicación API 2509C, posteriormente remplazada por el capítulo 12.3 de API, Primera Edición de Julio 1996 (hoy vigente con la revisión 2011).

Dicha publicación presenta tablas para calcular la contracción volumétrica como consecuencia de la combinación/mezcla de hidrocarburos volátiles con petróleo crudo. Las tablas sirven para el Sistema Tradicional de Unidades (Customary System of Units) y el Sistema Internacional (SI).

**Ejemplo N°1.** Para el Sistema Tradicional de Unidades:

- 95 000 Bbls de Petróleo Crudo Pesado de API a 60°F		: 22.0
- 5 000 Bbls de Condensado de API a 60°F		: 65.0
- Volumen Total		: 100000 Bbls
- Diferencia API entre Crudo Pesado y Condensado		: 43.0
- Porcentaje de componente Liviano		: 5 %
- Factor Encogimiento	(Ver Tabla N° 4.1)	: 0,0537 %
- Encogimiento Físico	$100\ 000 \times 0,0537 / 100$	: 54 Bbls
- Volumen de la Mezcla	$100\ 000 - 54$	: 99 946 Bbls

**Ejemplo N°2. Para Unidades del Sistema SI**

9 500 m <sup>3</sup> de Petróleo Crudo Pesado de Densidad a 15°C	: 920.0 kg/m <sup>3</sup>
500 m <sup>3</sup> de Condensado de Densidad a 15°C	: 720.0 kg/m <sup>3</sup>
Volumen Total	: 10 000 m <sup>3</sup>
Porcentaje de componente Liviano	: 5 %
Factor Inverso de diferencia de densidad (Ver Tabla N°4.2)	: 0,3019
Factor Encogimiento (Ver Tabla N°4.3)	: 0,0528 %
Encogimiento Físico $10\ 000 \times 0,0528 / 100 =$	: 5,28 m <sup>3</sup>
Volumen de la Mezcla $10\ 000 - 5,28$	: 9994,72 m <sup>3</sup>

Tabla N° 4.1 (API Cap. 12.3 T3)

Diferencia de Gravedades (Grados API)	Concentración del Producto Ligero					
	Porcentaje de encogimiento					
	1	2	3	4	5	6
14	0.0009	0.0017	0.0025	0.0034	0.0042	0.0049
15	0.001	0.002	0.003	0.0039	0.0049	0.0058
16	0.0012	0.0023	0.0034	0.0045	0.0056	0.0067
17	0.0013	0.0027	0.0039	0.0052	0.0065	0.0077
18	0.0015	0.003	0.0045	0.0059	0.0074	0.0088
19	0.0017	0.0034	0.0051	0.0067	0.0083	0.0099
20	0.0019	0.0038	0.0057	0.0076	0.0094	0.0111
21	0.0022	0.0043	0.0064	0.0084	0.0105	0.0125
22	0.0024	0.0048	0.0071	0.0094	0.0116	0.0139
23	0.0027	0.0053	0.0079	0.0104	0.0129	0.0153
24	0.0029	0.0058	0.0087	0.0115	0.0142	0.0169
25	0.0032	0.0064	0.0095	0.0126	0.0156	0.0185
26	0.0035	0.007	0.0104	0.0138	0.017	0.0203
27	0.0039	0.0076	0.0113	0.015	0.0186	0.0221
28	0.0042	0.0083	0.0123	0.0163	0.0202	0.024
29	0.0045	0.009	0.0133	0.0176	0.0219	0.026
30	0.0049	0.0097	0.0144	0.0191	0.0236	0.0281
31	0.0053	0.0104	0.0155	0.0205	0.0254	0.0303
32	0.0057	0.0112	0.0167	0.0221	0.0274	0.0325
33	0.0061	0.012	0.0179	0.0237	0.0293	0.0349
34	0.0065	0.0129	0.0192	0.0253	0.0314	0.0374
35	0.0069	0.0138	0.0206	0.0271	0.0336	0.0399
36	0.0074	0.0147	0.0218	0.0289	0.0358	0.0426
37	0.0079	0.0156	0.0233	0.0307	0.0381	0.0453
38	0.0084	0.0166	0.0247	0.0327	0.0405	0.0482
39	0.0089	0.0176	0.0262	0.0347	0.043	0.0511
40	0.0094	0.0187	0.0278	0.0367	0.0455	0.0541
41	0.01	0.0198	0.0294	0.0388	0.0481	0.0573
42	0.0105	0.0209	0.031	0.041	0.0509	0.0605
43	0.0111	0.022	0.0328	0.0433	0.0537	0.0638
44	0.0117	0.0232	0.0345	0.0456	0.0566	0.0673
45	0.0123	0.0244	0.0363	0.048	0.0595	0.0708
46	0.0129	0.0257	0.0382	0.0505	0.0626	0.0745
47	0.0136	0.027	0.0401	0.053	0.0657	0.0782
48	0.0143	0.0283	0.0421	0.0556	0.069	0.082
49	0.015	0.0297	0.0441	0.0583	0.0723	0.086
50	0.0157	0.0311	0.0462	0.0611	0.0757	0.09
51	0.0164	0.0325	0.0483	0.0639	0.0792	0.0942

Tabla N°4.2 (Cap. 12.3 T4)

Diferencia del Inverso de la Densidad en $\text{m}^3/\text{Kg} \times 10^3$ (Continuado)						
Componente						
Ligero	Componente Pesado					
Densidad	(kg/m <sup>3</sup> )					
(kg/m <sup>3</sup> )	920	910	900	890	880	870
580	0.6372	0.6252	0.6130	0.6005	0.5878	0.5747
590	0.6080	0.5960	0.5838	0.5713	0.5586	0.5455
600	0.5797	0.5678	0.5556	0.5431	0.5303	0.5172
610	0.5524	0.5404	0.5282	0.5157	0.5030	0.4899
620	0.5259	0.5140	0.5018	0.4893	0.4765	0.4635
630	0.5003	0.4884	0.4762	0.4637	0.4509	0.4379
640	0.4755	0.4636	0.4514	0.4389	0.4261	0.4131
650	0.4515	0.4396	0.4274	0.4149	0.4021	0.3890
660	0.4282	0.4163	0.4040	0.3916	0.3788	0.3657
670	0.4056	0.3936	0.3814	0.3689	0.3562	0.3431
680	0.3836	0.3717	0.3595	0.3470	0.3342	0.3212
690	0.3623	0.3504	0.3382	0.3257	0.3129	0.2999
700	0.3416	0.3297	0.3175	0.3050	0.2922	0.2791
710	0.3215	0.3095	0.2973	0.2849	0.2721	0.2590
720	0.3019	0.2900	0.2778	0.2653	0.2525	0.2395
730	0.2829	0.2710	0.2588	0.2463	0.2335	0.2204
740	0.2644	0.2525	0.2402	0.2278	0.2150	0.2019
750	0.2464	0.2344	0.2222	0.2097	0.1970	0.1839
760	0.2288	0.2169	0.2047	0.1922	0.1794	0.1664
770	0.2117	0.1998	0.1876	0.1751	0.1623	0.1493
780	0.1951	0.1832	0.1709	0.1585	0.1457	0.1326
790	0.1789	0.1669	0.1547	0.1422	0.1295	0.1164
800	0.1630	0.1511	0.1389	0.1264	0.1136	0.1006
810	0.1476	0.1357	0.1235	0.1110	0.0982	0.0851
820	0.1326	0.1206	0.1084	0.0959	0.0831	0.0701
830	0.1179	0.1059	0.0937	0.0812	0.0685	0.0554
840	0.1035	0.0916	0.0794	0.0669	0.0541	
850	0.0895	0.0776	0.0654	0.0529		
860	0.0758	0.0639	0.0517			
870	0.0625	0.0505				

**Tabla N° 4.3 (Cap. 12.3 T5)**

Factores de contracción volumétrica en porcentaje para mezclas de dos hidrocarburos con diferencias en inverso de densidad a 15°C en m <sup>3</sup> /kg determinados de Cap. 12.3 T4, a partir de 1 a 99 % del componente liviano en la mezcla total						
Diferencia en Inverso de Densidad (m <sup>3</sup> /kg) x 10 <sup>3</sup>	Concentración de producto liviano					
	Porcentaje de contracción					
	1	2	3	4	5	6
0.07	0.0004	0.0008	0.0012	0.0015	0.0019	0.0022
0.08	0.0005	0.001	0.0016	0.0021	0.0026	0.003
0.09	0.0007	0.0014	0.002	0.0027	0.0033	0.004
0.1	0.0009	0.0017	0.0026	0.0034	0.0043	0.0051
0.11	0.0011	0.0022	0.0032	0.0043	0.0053	0.0063
0.12	0.0013	0.0026	0.0039	0.0052	0.0064	0.0077
0.13	0.0016	0.0032	0.0047	0.0062	0.0077	0.0092
0.14	0.0019	0.0038	0.0056	0.0074	0.0092	0.0109
0.15	0.0022	0.0044	0.0065	0.0086	0.0107	0.0127
0.16	0.0026	0.0051	0.0076	0.01	0.0124	0.0148
0.17	0.0029	0.0058	0.0087	0.0115	0.0143	0.017
0.18	0.0034	0.0067	0.0099	0.0131	0.0162	0.0193
0.19	0.0038	0.0075	0.0112	0.0148	0.0184	0.0219
0.2	0.0043	0.0085	0.0126	0.0167	0.0206	0.0246
0.21	0.0048	0.0095	0.0141	0.0186	0.0231	0.0275
0.22	0.0053	0.0105	0.0157	0.0207	0.0257	0.0305
0.23	0.0059	0.0117	0.0173	0.0229	0.0284	0.0338
0.24	0.0065	0.0128	0.0191	0.0252	0.0313	0.0372
0.25	0.0071	0.0141	0.021	0.0277	0.0343	0.0409
0.26	0.0078	0.0154	0.0229	0.0303	0.0376	0.0447
0.27	0.0049	0.0168	0.025	0.033	0.0409	0.0487
0.28	0.0053	0.0182	0.0271	0.0359	0.0445	0.0529
0.29	0.0057	0.0198	0.0294	0.0389	0.0482	0.0573
0.3	0.0061	0.0214	0.0318	0.042	0.052	0.0619
0.31	0.0065	0.023	0.0342	0.0452	0.0561	0.0667
0.32	0.0069	0.0247	0.0368	0.0486	0.0603	0.0717
0.33	0.0074	0.0265	0.0395	0.0522	0.0647	0.0769
0.34	0.0079	0.0284	0.0422	0.0559	0.0692	0.0824
0.35	0.0084	0.0303	0.0451	0.0597	0.074	0.088
0.36	0.0089	0.0324	0.0481	0.0636	0.0789	0.0938
0.37	0.0094	0.0344	0.0512	0.0677	0.0839	0.0999
0.38	0.01	0.0366	0.0544	0.072	0.0892	0.1061
0.39	0.0105	0.0388	0.0578	0.0764	0.0946	0.1126
0.4	0.0111	0.0411	0.0612	0.0809	0.1003	0.1193
0.41	0.0117	0.0435	0.0647	0.0856	0.1061	0.1262

## CAPITULO V: INCERTEZAS DE MEDICIÓN

El petróleo crudo y la mayoría de los productos se comercializan en base a volúmenes estándar. Los volúmenes estándar más comunes se definen a 15°C en el sistema métrico y a 60°F en los sistemas imperial y americano. Algunos países usan 20°C como temperatura estándar, pero generalmente con productos químicos.

Los principios de todos los volúmenes estándar y sus temperaturas básicas son exactamente los mismos.

La incertidumbre global de la cifra de volumen estándar está compuesta, por lo tanto, de las incertidumbres de las lecturas de las mediciones de volumen, de temperatura, de presión.

Cada una de estas incertidumbres afectará el resultado final en diverso grado y también es preciso analizar ese aspecto.

Por ejemplo, una incertidumbre del 1% en la medición de volumen probablemente afectará la cifra del volumen estándar en la misma proporción. Una incertidumbre del 1% en presión, por otra parte, tendrá un impacto mucho menor en la cifra global, ya que los aceites son muy poco comprimibles.

Estas incertidumbres desviarán los cálculos de las cantidades como se muestra en los ejemplos presentados en el Capítulo VIII, páginas 62 y siguientes.



**Fig.5.1 Muestreador Típico en nuestro medio**

## 5.1 Mediciones Generales

Los errores en la determinación de cantidades pueden ser el resultado de no usar equipos calibrados en forma adecuada o no efectuar las operaciones de medición de carga de acuerdo con las normas. Algunos casos de posibles errores que no son específicos para tanques de nave o tierra incluyen:

- No haber seguido el procedimiento adecuado
- Empleo de equipos de medición defectuosos o no estándar
- Condiciones ambientales en el momento de medición
- Diferencias de altura de tanque observadas entre las mediciones inicial y final
- Uso de tablas de calibración incorrectas, o uso inadecuado de tablas de tanques
- Uso de factores de corrección incorrectos
- Estratificación de densidad y temperatura
- Uso de factores de conversión incorrectos al convertir entre distintos sistemas de unidades
- Errores aleatorios en las mediciones

### 5.1.1 Condiciones Base (Estándar o de Referencia)

Las condiciones base para la medición de líquidos, tales como petróleo crudo y productos refinados que tienen una presión de vapor igual o menor que la atmosférica a la temperatura base se relacionan en la Tabla N° 5.1

**Tabla N° 5.1 Condiciones base**

Unidades	Temperatura	Presión absoluta
USC - EEUU	60,0 °F	14,696 psia
Sistema Internacional	15,00 °C	101,325 kPa

Para los hidrocarburos líquidos que tienen una presión de vapor mayor que la presión atmosférica a la temperatura base, se tomará como presión base la presión de equilibrio a la temperatura estándar.

### 5.1.2 Reglas de aproximación de redondeo de cifras

#### 5.1.2.1 Redondeo de números positivos

Cuando un número positivo debe redondearse a una cantidad determinada de cifras decimales, el proceso de redondeo debe realizarse de acuerdo a las siguientes reglas:

- a. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es menor que 5, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se conserva igual.

Ejemplo: redondear a cuatro (4) cifras decimales

- 0.74163 se redondea a 0.7416
- 1.09544 se redondea a 1.0954

- b. Cuando la cifra después del último lugar a redondear es mayor o igual que 5, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se incrementa en uno.

Ejemplo: redondear a cuatro cifras decimales

- 0.99997 se redondea a 1.0000
- 1.57846 se redondea a 1.5785

- c. Cuando la cifra en el último dígito a mantenerse deba redondearse a múltiplos de 5 se aplica el siguiente criterio: si el dígito a redondearse es de 0 a 2 se redondea hacia abajo hasta el próximo número múltiplo de 5, de 3 a 7 se redondea a 5, y si es 8 ó 9, se redondea hasta el próximo número múltiplo de 5.

Ejemplo: redondear temperatura en grados Celsius (según Tabla N° 5.4 – Niveles de discriminación en temperatura requiere redondeo a XX.X5 °C)

- El rango 20.98 °C a 21.02 °C se debe redondear a 21.00 °C
- El rango 21.03 °C a 21.07 °C se debe redondear a 21.05 °C
- El rango 21.08 °C a 21.09 °C se debe redondear a 21.10 °C

### 5.1.2.2 Redondeo de números negativos

Cuando se redondean números negativos a una cantidad determinada de cifras decimales, el proceso de redondeo debe realizarse de acuerdo a las siguientes reglas:

- a) Cuando la cifra después del último lugar a redondear sea 5 o menor, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se conserva igual.

Ejemplo: redondear a dos (2) cifras decimales

- -0.74163 se redondea a -0.74
- -10.094 se redondea a -10.09

- b) Cuando la cifra después del último lugar a redondear es 6 ó mayor, entonces la cifra del último lugar a mantenerse se incrementa en uno.

Ejemplo: redondear temperaturas en °F (según Tabla N° 5.4, requiere redondeo a XX.x °F)

- El rango -20.26 °F a -20.35 °F debería redondearse a -20.3 °F

- $-10.57846\text{ }^{\circ}\text{F}$  se redondea a  $-10.6\text{ }^{\circ}\text{F}$
- c) Cuando la cifra en el último dígito a mantenerse debe redondearse a múltiplos de 5 se aplica el siguiente criterio: si el dígito a redondearse es de 8 ó 9 se redondea hacia abajo hasta el próximo número múltiplo de 5, de 3 a 7 se redondea a 5, y si es de 0 a 2, se redondea hacia arriba hasta el próximo número múltiplo de 5.  
Ejemplo: redondear temperatura en grados Celsius (según Tabla N° 5.4 requiere redondeo a  $\text{XX.x}5\text{ }^{\circ}\text{C}$ )
  - El rango  $-20.98\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $-21.02\text{ }^{\circ}\text{C}$  se debe redondear a  $-21.00\text{ }^{\circ}\text{C}$
  - El rango  $-21.03\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $-21.07\text{ }^{\circ}\text{C}$  se debe redondear a  $-21.05\text{ }^{\circ}\text{C}$
  - El rango  $-21.08\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $-21.12\text{ }^{\circ}\text{C}$  se debe redondear a  $-21.10\text{ }^{\circ}\text{C}$

### 5.1.2.3 Cifras significativas y niveles de discriminación

A continuación se presentan para las variables que intervienen en algoritmos, ecuaciones o rutinas de cálculo del volumen, factores del medidor y calibración de probadores el número de cifras significativas que deben ser registradas y los niveles de discriminación aplicables.

**Notas:** para todas las tablas que siguen:

- a) El número de dígitos mostrados como **X antes de cada coma decimal** tienen propósitos ilustrativos y puede tener una cantidad mayor o menor que el número X mostrado.
- b) El número de dígitos mostrados como **x después de la coma decimal** son específicos del nivel de discriminación requerido para cada valor descrito.
- c) Las tablas que poseen letras como ABCD,**xx a la izquierda de la coma decimal** representan los casos en los cuales estas cifras son específicas y no simplemente ilustrativas.
- d) Los casos en los cuales la variable se muestra con el número 5 en la última cifra decimal, su intención es mostrar que la cifra decimal correspondiente debe redondearse a 0 ó 5.
- e) La aplicabilidad del nivel de discriminación es acorde al capítulo de la fuente de la información adjunto al nombre de la Tabla.

**Tabla N° 5.2 - Niveles de discriminación de densidad**  
(Fuente: API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Gravedad API	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Densidad relativa
Densidad observada ( $RHO_{obs}$ )	XXX,x	XXXX,5	X,xxx5
Densidad Base ( $RHO_b$ )	XXX,x	XXXX,x	X,xxxx
Densidad a condiciones ( $RHO_{cp}$ )	XXX,x	XXXX,x	X,xxxx

**Tabla N° 5.3 – Niveles de discriminación variables dimensionales probador**  
(Fuente: API MPMS 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC	Unidades SI
	(Pulgadas)	(mm)
Diámetro exterior de la tubería del probador ( $OD$ )	XX,xxx	XXX,xx
Espesor de la pared del probador ( $WT$ )	X,xxx	XX,xx
Diámetro interior de la tubería del probador ( $ID$ )	XX,xxx	XXX,xx

**Tabla N° 5.4 Niveles de discriminación temperatura**  
(Fuente: API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC	Unidades SI
	(°F)	(°C)
Temperatura base ( $T_b$ )	60,0	15,00
Temperatura observada ( $T_{obs}$ )	XX,x	XX,x5
Temperatura probador [ $T_p, T_p(avg), T_{mp}, T_{mp}(avg)$ ]	XX,x	XX,x5
Temperatura medidor [ $T_m, T_m(avg)$ ]	XX,x	XX,x5
Temperatura medidor maestro [ $T_{mm}, T_{mm}(avg)$ ]	XX,x	XX,x5
Temperatura promedio ponderada ( $TWA$ )	XX,x	XX,x5
Temp. de varilla de montaje detectores SVP [ $T_d, T_d(avg)$ ]	XX,x	XX,x5
Temperatura del ambiente	XX,0	XX,0
Temperatura de la pared del tanque ( $TSh$ )	XX,0	XX,0
Temperatura del agua en serafines de calibración ( $T_{tm}$ ) durante rutina waterdraw	XX,x	XX,x5

**Tabla N° 5.5 – Niveles de discriminación para presión**  
(Fuente: API MPMS 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC		Unidades SI	
	(psia)	(psig)	(Bar)	(kPa)
Presión base ( $P_b$ )	14,696	0,0	1,01325	101,325
Presión probador [ $P_p, P_p(avg), P_{mp}, P_{mp}(avg)$ ]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión probador rutina calibración waterdraw ( $P_p$ )	XX,x	XX,0	XX,xx	XX,0
Presión medidor [ $P_m, P_m(avg)$ ]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión medidor maestro [ $P_{mm}, P_{mm}(avg)$ ]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión promedio ponderado ( $PWA$ )	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0
Presión de vapor de equilibrio [ $P_e, P_eb, P_{ep}, P_{ep}(avg), P_{em}, P_{em}(avg), P_{emm}, P_{emm}(avg), P_{emp}, P_{emp}(avg)$ ]	XX,x	XX,0	XX,x	XX,0

**Tabla N° 5.6 – Niveles de discriminación del factor de compresibilidad**

(Fuente: API MPMS 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	Unidades USC		Unidades SI	
	(psi)		(Bar)	(kPa)
Factor de compresibilidad ( <i>F, Fp, Fm, Fmp, Fmm</i> )	0,00000xxx	0,0000xxx	0,000000xxx	
	0,0000xxxx	0,000xxxx	0,00000xxxx	
	0,000xxxxx	0,00xxxxx	0,0000xxxxx	
Factor de compresibilidad del agua ( <i>Fp</i> )	0,00000320	0,0000464	0,00000464	

**Tabla N° 5.7 Niveles de discriminación de coeficientes de expansión térmica**  
(Fuente: API MPMS 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Tipo de acero	Coeficiente de expansión térmica	
	(Por °F)	(Por °C)
<b>A. Coeficiente cúbico, <i>Gc, Gcm, Gmp</i></b>		
Al carbono	0,0000186	0,0000335
Inoxidable 304	0,0000288	0,0000518
Inoxidable 316	0,0000265	0,0000477
Inoxidable 17-4PH	0,0000180	0,0000324
<b>B. Coeficiente de área, <i>Ga</i></b>		
Al carbono	0,0000124	0,0000223
Inoxidable 304	0,0000192	0,0000346
Inoxidable 316	0,0000177	0,0000318
Inoxidable 17-4PH	0,0000120	0,0000216
<b>C. Coeficiente lineal, <i>Gl</i></b>		
Al carbono	0,00000620	0,0000112
Inoxidable 304	0,00000960	0,0000173
Inoxidable 316	0,00000883	0,0000159
Inoxidable 17-4PH	0,00000600	0,0000108
Invar Rod	0,00000080	0,0000014

**Tabla N° 5.8 – Niveles de discriminación de coeficientes de módulo de elasticidad**  
(*E*) para el acero

(Fuente: API MPMS 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Tipo de acero	Módulo de elasticidad <i>E</i>		
	por psi	por Bar	por kPa
Al carbono	30.000.000	2.068.000	206.800.000
Inoxidable 304	28.000.000	1.931.000	193.100.000
Inoxidable 316	28.000.000	1.931.000	193.100.000
Inoxidable 17-4PH	28.500.000	1.965.000	196.500.000

**Tabla N° 5.9 – Niveles de discriminación factores de corrección**  
(Fuente: API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

Variable	API MPMS	API MPMS	API MPMS	API MPMS
	12.1.1	12.2.2 & 12.2.3	12.2.4	12.2.5
%S&W	XXX,xxx	XX,xxx		
CTSh	XXX,xxxxx	XX,xxxxx		
CSW	XXX,xxxxx	X,xxxxx		
CTL	X,xxxxx <sup>(b)</sup>	X,xxxxx <sup>(a)</sup>	X,xxxxx	X,xxxxx <sup>(b)</sup>
CPL	X,xxxxx	X,xxxxx	X,xxxxxx	X,xxxxxx <sup>(b),(c)</sup>
CPS			X,xxxxxx	X,xxxxxx
CTS			X,xxxxxx	X,xxxxxx
CTLp, CTLtm, CTLmm, CTLmp			X,xxxxxx	X,xxxxxx
CPLp, CPLtm, CPLmm, CPLmp			X,xxxxxx	X,xxxxxx
CPSp, CPSmm, CPSmp			X,xxxxxx	X,xxxxxx
CTSp, CTStm, CTSmp			X,xxxxxx	X,xxxxxx
CTDW			X,xxxxxx	
CCTS			X,xxxxxx	
CCF		X,xxxx		
CCFp, CCFmp, CCFmm				X,xxxxxx
MF		X,xxxx		
MMF				X,xxxxxx
IMMF				X,xxxxxx
MMFstart, MMFstop, MMFavg				X,xxxxxx
KF				AB,xxx o ABC,xx o ABCD,x o ABCDE,0
NKF				Según fabricante

Notas en usos específicos del CPL y CTL.

- (a) El uso tabla impresa limita a los usuarios a cuatro cifras decimales por encima y por debajo de la temperatura estándar.
- (b) , (c) CPL y CTL se calculan utilizando PWA, TWA y la densidad promedio [ $RHO(avg)$ ]. CCF es derivado de  $CTL * CPL * MF$

**Tabla N° 5.10 – Niveles de discriminación de volumen**  
(Fuente: API MPMS 12.1.1, 12.2.2, 12.2.3, 12.2.4 & 12.2.5)

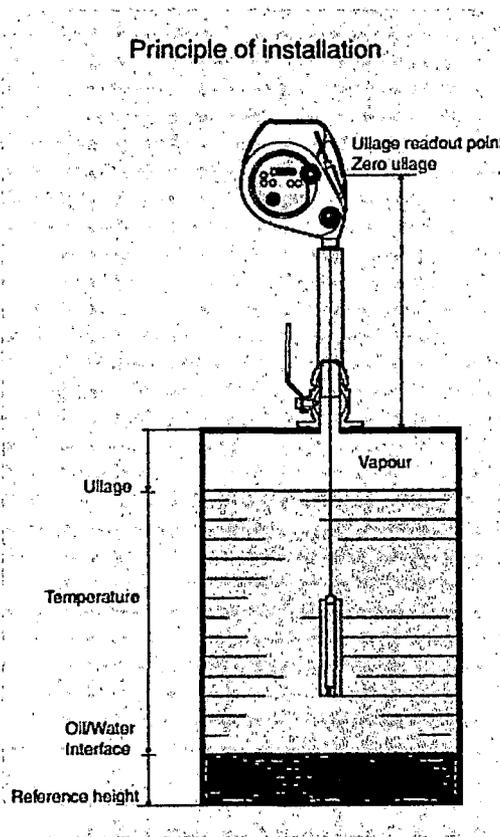
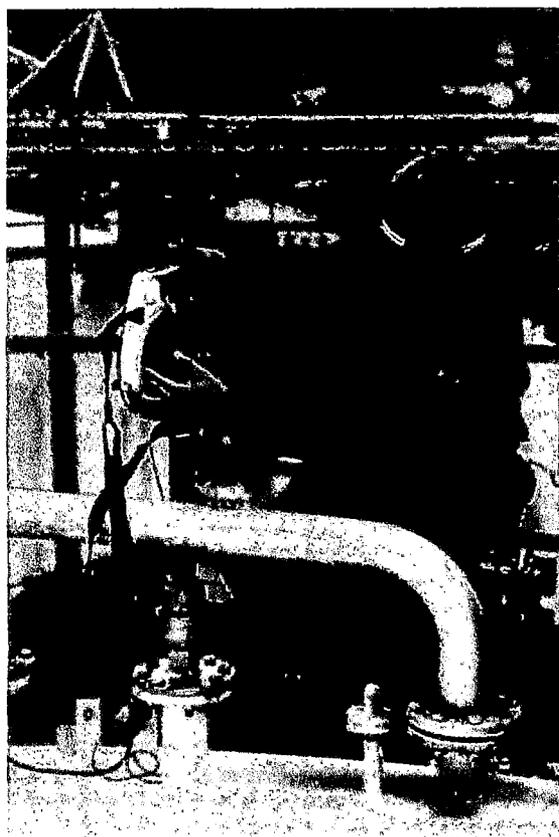
Variable	Unidades USC (Customary US)		Unidades SI (Sistema Internacional)			
	(Bls)	(gal)	(Pulg <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(L)	(m)
Lectura inicial del medidor ( $MR_o$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,0		
Lectura final del medidor ( $MR_c$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,0		
Lecturas medidor maestro durante calibración ( $MMRo, MRo, MMRC, MRc$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,xx		
Volumen indicado ( $IV$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,0		
Volumen bruto estándar ( $GSV$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,0		
Volumen neto estándar ( $NSV$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,0		
Volumen de sedimento y agua ( $SIWV$ )	XX,xx	XX,xx	XX,xxx	XX,0		
Lecturas escala del patrón de calibración waterdraw ( $SR$ )	N/A	N/A	XX,x	N/A	XX,xx	N/A
Lecturas escala tanque probador ( $SRT, SRI$ )	X,xxxx	XX,xx		N/A	XX,xx	X,0
Volúmenes $BPV, BPVa, BPVmp, BPVamp, IVm, IVmm, ISVm, ISVmm, GSV, GSVp, GSVmp, GSVm, GSVmm, CPV, CPVn, Vbout, Vback$	ABC,xxx	ABCDE,x		AB,xxxxx	ABCDE,x	
	AB,xxxx	ABCD,xx		A,xxxxx	ABCD,xx	
	A,xxxxx	ABC,xxx		0,xxxxxx	ABC,xxx	
	0,xxxxxx	AB,xxxx		0,0xxxxxx	AB,xxxx	
Volúmenes $BPV, CPV, WD, WDz, WDzb$			X,xxxx			X,xxx
Volumen $BPV$ marcado	AB,xxxx	N/A		N/A	N/A	
$BPV$ después de conversión a volumen certificado	AB,xxxx	ABCD,xx		AB,xxxx	ABCD,xx	
	A,xxxxx	ABC,xxx		A,xxxxx	ABC,xxx	
Volumen calibrado del patrón certificado ( $BMV$ )	0,xxxxxx	AB,xxxx		0,xxxxxx	AB,xxxx	
	N/A	A,xxxxx		N/A	N/A	
Volumen ajustado prueba medición ( $BMVa$ )			X,xx			X,x

**Tabla N° 5.11 – Niveles de discriminación de pulsos**  
(Fuente: API MPMS 12.2.5)

Variable	N	Ni	Nb, Ni(avg), N(avg)
Aplicaciones de pulsos completos	XX,0	N/A	XX,x
Aplicaciones de interpolación de pulsos	N/A	XX,xxx	XX,xxxx

**Tabla N° 5.12 – Niveles de discriminación viscosidad líquidos**  
(Fuente: API MPMS 12.2.5)

Variable	cP
Viscosidad del líquido	XXX,x

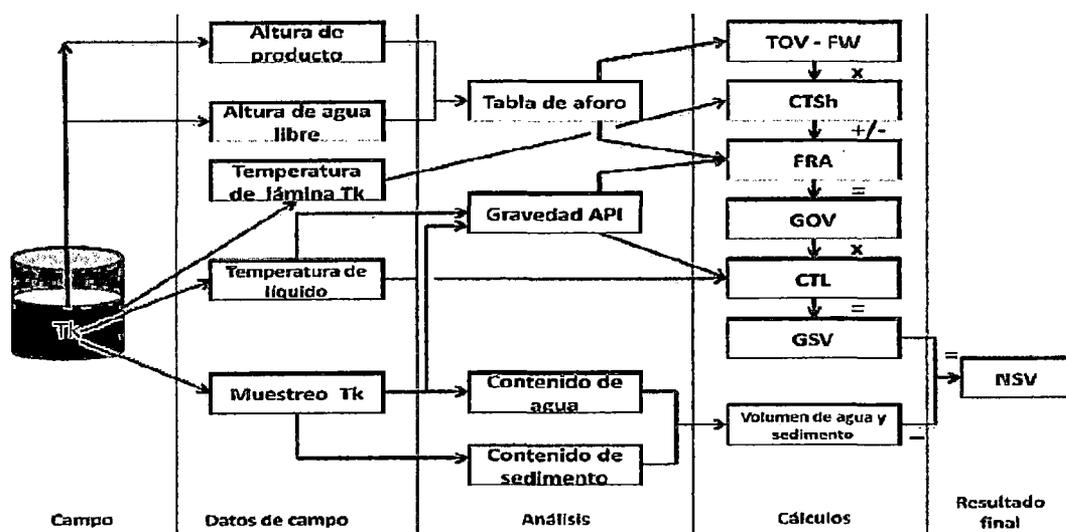
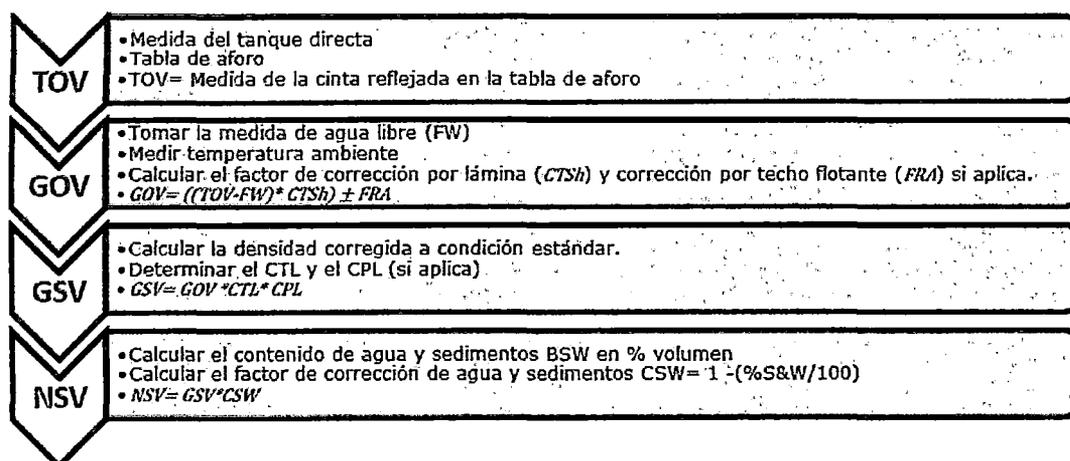


**Fig. 5.2 Equipo de medición electrónico (Ullage/Temperatura/Interface Oil/Water)**

## 5.2 Medición Estática

La incertidumbre de la medición estática de volumen en tanque es el resultado de la incertidumbre de la medición del nivel del líquido y la incertidumbre de las tablas de calibración de tanques. Las mejores sondas automáticas de tanques tienen una Repetibilidad de +/- 1mm. Esto significa que, con una buena calibración, esta puede considerarse la incertidumbre global de la medición de nivel.

Fig. N° 5.3 Proceso de medición estática



Dejando de lado la influencia de las tablas de calibración por el momento, es fácil ver que, si la cantidad de líquido sacada del tanque resulta en un cambio de nivel de un metro, cada una de las mediciones de nivel en la parte superior e inferior de ese metro estará sujeta a una incertidumbre de +/- 1mm.

Podríamos pensar inicialmente, por lo tanto, que la incertidumbre es de +/- 2mm. Ese raciocinio es demasiado simplista y necesitamos examinar mucho más cuidadosamente lo que realmente significa esa incertidumbre de +/- 1mm.

### 5.2.1 Medición en el Terminal

Una incertidumbre común en un terminal proviene de un factor muy poco considerado, sin embargo es determinante a la hora de calcular el volumen del petróleo crudo o un derivado del mismo. Los operadores o personal encargado del muestreo debe entender que, al tomar muestras de más niveles en el tanque que almacena el hidrocarburo, se está asegurando que el análisis de laboratorio ofrezca un resultado de contenido de agua y sedimentos en suspensión, más cercano al real. Por tanto, una gran diferencia en el registro de Gravedad API o Densidad puede indicar una discrepancia en el muestreo y/o en el análisis de laboratorio.

A continuación se enumeran algunos factores adicionales que pueden tomarse en cuenta al analizar mediciones en un terminal:

- Cambios en el peso de un techo flotante; por ejemplo, agua de lluvia o acumulación de nieve
- Fluctuación de la medición causadas por movimiento del techo flotante
- Flexión del fondo del tanque
- Filtración en el manifold y las válvulas
- Mediciones cuantitativas realizadas en la zona crítica del techo flotante del tanque de tierra
- Variaciones de la altura de referencia observada y/o movimiento de la placa de referencia
- Acumulación del material sólido en el tanque o la línea adyacente
- Cambio de orientación del techo, es decir, inclinación, hundimiento, etc.
- Expansión o contracción térmica de las paredes del tanque.
- Condición de los sellos del techo flotante



**Fig.5.4 Termómetro Portátil Electrónico**

### **5.2.2 Mediciones en Nave**

Entre los factores adicionales que se pueden considerar al analizar las mediciones en la nave se incluyen:

- Uso inadecuado o simplemente, el no uso de corrección por trim, escora y cuña (Wedge)
- Condiciones de tiempo y mar
- Calibración de los sistemas herméticos y remotos de medición de tanques y temperaturas

### **5.2.3 Mediciones en Alije**

Cuando se transfiere carga en una operación de alije, la cantidad transferida puede ser mejor cuantificada usando la cantidad recibida por el buque receptor, ajustada por su VEF de carga, que la cantidad basada en la nave madre (que entrega).

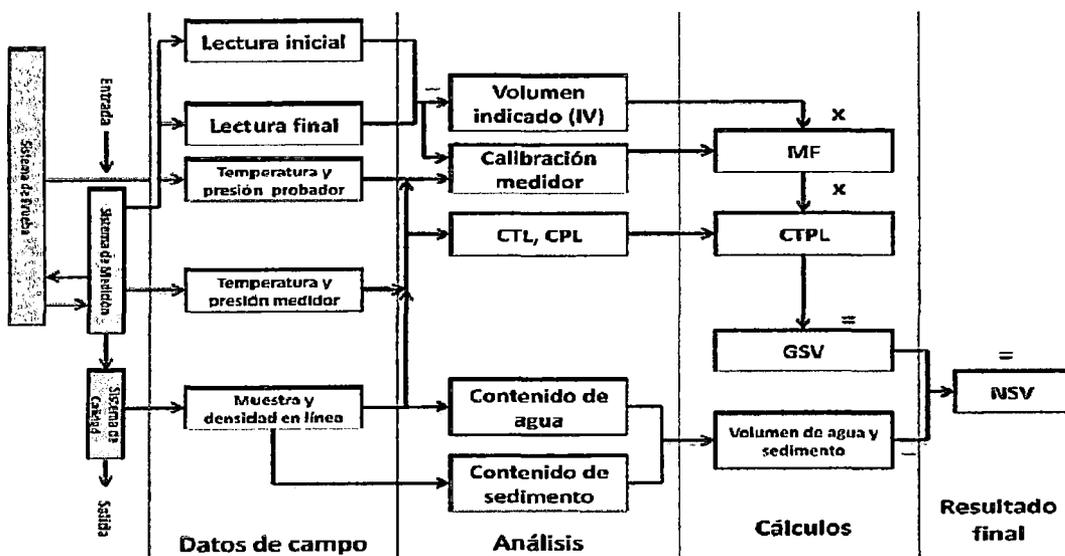
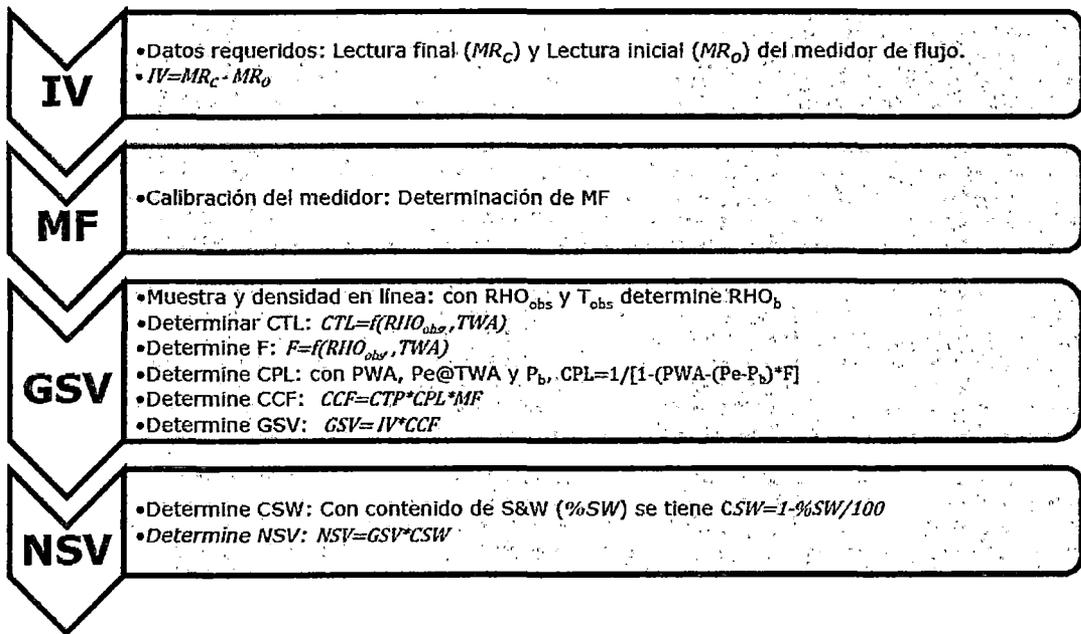
Si las condiciones de mar o meteorológicas no contribuyeron a una medición exacta, o no se pudo obtener dichas mediciones, la cantidad transferida puede ser medida tomando la cantidad en el buque receptor en el muelle de descarga, ajustada por el VEF de carga.

### 5.3 Medición Dinámica

La incertidumbre de la medición dinámica depende totalmente de la calibración del medidor de flujo que esté usando. El instrumento será tan bueno como el método que se emplee para calibrarlo, y va a variar según la frecuencia de calibración y el equipo que se use para calibrar, entre otros factores.

Algunos medidores de flujo requieren calibración más frecuente que otros y el sistema de medición debe considerarse como un todo y no simplemente como medidor.

Fig. N° 5.5 Proceso de medición dinámica



### 5.3.1 Medidores de Flujo

En la industria del petróleo se usan sólo unos pocos tipos de medidores, que se mencionarán brevemente junto con sus características. Los medidores a turbina son muy usados. Generalmente tienen una razón o rango de funcionamiento de alrededor 6:1, lo que cubre el rango lineal del medidor. Sólo deberían usarse con productos de baja viscosidad, limpios. Necesitan calibración frecuente, porque tienen la tendencia a dejar que el líquido se “filtre” por el medidor sin ser registrado.

Se calibran con calibradores (Provers) móviles o fijos con una frecuencia que varía entre todos los días y cada seis meses, dependiendo de la aplicación.

Los medidores de desplazamiento positivo son más grandes y caros que los de turbina. Pueden usarse con productos de alta viscosidad en los que no se pueden emplear los de turbina.

Su calibración debe efectuarse con la misma frecuencia que los anteriores. Existen variados diseños de medidores de desplazamiento positivo.

### 5.3.2 Calibración de Medidor (Meter Proving)

Los medidores se pueden calibrar en base volumétrica o de masa. En general, los métodos volumétricos son sólidos y por ese motivo, se usan con mayor frecuencia. Los calibradores de tipo volumétrico pueden ser del tipo bucle (loop) o compacto.

Los calibradores compactos usan interpolación de pulsos y pueden requerir múltiples pasadas para lograr acumular suficientes pulsos para obtener la repetibilidad necesaria.

Ambos tipos de calibradores deberían alcanzar incertidumbres de alrededor de +/- 0,02%. Su precisión depende de la comprobación del resultado, para lo cual se necesita un enlace con el medidor nacional estándar.

Al enfrentar cualquier problema, la secuencia de acontecimientos debe ser:

- Recolección y análisis de los datos en un período lo más realista posible.
- Los datos deben ser lo más completos que se pueda, y pueden involucrar la recolección de datos procedentes de otras fuentes para fines comparativos.
- Análisis de los sistemas de medición, en busca de errores aleatorios y en especial sistemáticos. Esto puede significar buscar no solamente en el equipo sino también en la forma en que éste se usa. Prácticas tales como la extracción y manipulación de muestras pueden tener gran importancia al calcular la cantidad de petróleo.

- Cuando el análisis de los sistemas de medición no puede revelar el problema, será necesario llevar a cabo verificaciones detalladas sobre la forma en que fueron realizados los cálculos.
- Cuando las respuestas obvias sean incapaces de revelar el problema, será necesario buscar razones menos probables. ¿Se están produciendo robos o pérdidas inadvertidas? El análisis de pérdidas puede ser un trabajo de detective donde están en juego altos valores financieros.

#### 5.4 Datos Observados (directos o primarios)

Los datos mostrados en la Tabla 5.13, deberán recopilarse como un primer paso en el proceso de cálculo, deben ser incluidos en la boleta de medición y deben recogerse simultáneamente, según las indicaciones y procedimientos de cada terminal y/o nave.

**Tabla N° 5.13 – Datos Observados**

Tanques de tierra	Tanques de buques
Altura de referencia en la tabla de aforo <sup>(a)</sup>	Altura de referencia en la tabla de aforo <sup>(a)</sup>
Altura de referencia observada <sup>(a)</sup>	Altura de referencia observada <sup>(a)</sup>
Medida de fondo ó vacío	Medida de fondo ó vacío
Nivel de agua libre	Nivel de agua libre
Temperatura promedio del líquido	Temperatura promedio del líquido
Gravedad API observada @ temperatura del tanque	Gravedad API observada @ temperatura del tanque
Porcentaje de agua y sedimento	Porcentaje de agua y sedimento
Temperatura ambiente	Lectura de calado de proa
	Lectura de calado de popa
	Grados de escora
	Longitud entre perpendiculares

<sup>(a)</sup> Estos datos no tienen un impacto directo en el proceso de cálculo; sin embargo, pueden impactar indirectamente el proceso de cálculo y se registran en este momento.

#### 5.5 Datos calculados (indirectos o secundarios)

En la Tabla N° 5.14 se presentan los datos necesarios para el proceso de cálculo, los cuales son calculados o extraídos utilizando los datos de entrada señalados anteriormente en la Tabla N° 5.13.

Tabla N° 5.14 – Datos Calculados

Tanques de tierra	Tanques de buques
Gravedad API a 60 °F	Asiento del buque-tanque (trimado)
Corrección por techo flotante ( <i>FRA</i> )	Gravedad API a 60 °F
Corrección por temperatura de lámina ( <i>CTSh</i> )	Corrección por asiento y escora (sí aplica)
Volumen total observado ( <i>TOV</i> )	Volumen total observado ( <i>TOV</i> )
Volumen de agua libre ( <i>FW</i> )	Volumen de agua libre ( <i>FW</i> )
Volumen bruto observado ( <i>GOV</i> )	Volumen bruto observado ( <i>GOV</i> )
Corrección por temperatura de líquido ( <i>CTL</i> )	Corrección por temperatura de líquido ( <i>CTL</i> )
Volumen bruto estándar ( <i>GSV</i> )	Volumen bruto estándar ( <i>GSV</i> )
Agua y sedimento (volumen o factor <i>CSW</i> )	Agua y sedimento (volumen o factor <i>CSW</i> )
Volumen neto estándar ( <i>NSV</i> )	Volumen neto estándar ( <i>NSV</i> )
Factor de conversión de peso ( <i>WCF</i> )	Factor de conversión de peso ( <i>WCF</i> )
Masa aparente (peso en aire)	Masa aparente (peso en aire)
Masa (peso en vacío)	Masa (peso en vacío)

### 5.6 Factor de Corrección por la temperatura de la pared del tanque (*CTSh*)

Cuando un tanque está sujeto a un cambio de temperatura cambiará su volumen como consecuencia de este hecho. Asumiendo que los tanques son calibrados de acuerdo con el API MPMS Capítulo 2 cada tabla de calibración o aforo se basa en una temperatura de pared (lámina) específica. Si la temperatura de la lámina del tanque difiere de la que se encuentra registrada en la tabla de calibración, el volumen extraído de la tabla deberá corregirse utilizando el factor de corrección por temperatura de la lámina del tanque (*CTSh*).

Este factor puede obtenerse directamente a través de la tabla B-1, Apéndice del MPMS 12.1.1, o utilizando la siguiente ecuación:

$$CTSh = 1 + 2\alpha\Delta T + \alpha^2\Delta T^2$$

Donde:

$\alpha$  = Coeficiente lineal de expansión del material de la lámina del tanque

$\Delta T$  = Temperatura de lámina del tanque (*TSh*) – Temperatura base (*Tb*);

*Tb* es la temperatura de lámina del tanque a la cual se calcularon los volúmenes de la tabla de aforo.

Al calcular  $\Delta T$  es importante mantener el signo aritmético ya que este valor puede ser positivo o negativo y como tal debe ser aplicado en la fórmula del *CTSh*.

Valores de  $\alpha$  para diferentes materiales de construcción se encuentran en la Tabla N°5.7 – Niveles de discriminación de coeficientes de expansión térmica, como C. Coeficiente lineal, *Gl*.

Para tanques metálicos sin aislamiento, la temperatura de lámina (TSh) puede calcularse utilizando la ecuación:

$$TSh = \frac{(7 * T_l) + T_a}{8}$$

Donde:

$T_l$  = temperatura del líquido

$T_a$  = temperatura ambiente a la sombra

Para tanques metálicos con aislamiento se puede asumir que la temperatura de lámina es muy cercana a la temperatura del líquido adyacente, o sea que  $TSh = T_l$ .

Esta corrección de volumen se debería aplicar a todos los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, sin embargo será significativo en tanques de gran volumen.

### 5.7 Ajuste por techo flotante (FRA)

La corrección por el desplazamiento del techo flotante puede ser realizada de dos formas:

- a) Si la corrección por techo se incluyó dentro de la tabla de aforo del tanque utilizando una gravedad API de referencia, se debe calcular una segunda corrección si existe diferencia entre la gravedad API de referencia y la gravedad API observada a la temperatura del tanque. Seguir este procedimiento:
  - Identifique el tipo de producto, la gravedad API a 60 °F y la temperatura del líquido (°F).
  - Obtenga del API MPMS 11.1 (ASTM D1250) Tabla 5A para crudos o Tabla 5B para refinados de gravedad API observada en el tanque.
  - Calcule la diferencia entre la gravedad API observada y la gravedad API de referencia que aparece en la tabla de aforo.
  - Multiplique la diferencia anterior por el volumen que aparece en la tabla de aforo para el ajuste por techo flotante, que puede ser negativo o positivo si la gravedad API observada es superior o inferior a la de la referencia de la tabla de aforo.
- b) Si la tabla de aforo se ha elaborado como una tabla de capacidad bruta o de tanque abierto, a la que comúnmente se le refiere como tabla de capacidad de pared, la deducción por techo se calcula dividiendo el peso del techo flotante entre el peso por unidad de volumen a temperatura estándar multiplicado por el VCF o también

llamado Corrección de Temperatura del Líquido (CTL) a las condiciones observadas del líquido:

$$\text{FRA} = \frac{\text{Peso del techo (masa aparente)}}{\text{Densidad} * \text{CTL}}$$

- La corrección por techo puede no ser exacta si el nivel de líquido se encuentra de la zona crítica del techo flotante, independientemente del estilo de tabla utilizada.
- Las correcciones por techo no aplican para volúmenes por debajo de la zona crítica.
- La densidad debe ser una densidad en aire y deberá estar dada en las unidades consistentes con el CTL, peso del techo y con la tabla de aforo.
- Se recomienda drenar el techo flotante antes de efectuar las medidas en el tanque o en su defecto, calcular el peso e incluirlo en el cálculo del FRA.

## **CAPITULO VI: ERRORES EN LAS MEDICIONES**

Los errores que se cometen con mayor frecuencia al medir crudo y productos derivados del petróleo a granel pueden, a grandes rasgos, clasificarse en tres categorías:

- Error Espurio.
- Error Sistemático.
- Error Aleatorio

### **6.1 Error Espurio**

Este es el primer tipo de error. Se trata, simplemente, de equivocaciones. Un ejemplo típico es la lectura errónea de una huincha de medir, aumentando o disminuyendo un metro o pie completo. Otro es una equivocación de exactamente 10 grados centígrados o Fahrenheit al leer un termómetro.

Claramente, los errores espurios son con frecuencia tan grandes que se notan antes de hacer los cálculos de cantidades, cuando todavía se pueden hacer correcciones – pero no siempre es el caso.

Evidentemente, no deberían ocurrir equivocaciones de este tipo y el personal de terminal debiera realizar todos los esfuerzos posibles por eliminarlos completamente.

La presencia de más de un operador en el techo del tanque cuando se efectúan mediciones de volumen y temperatura es una forma de reducir la incidencia de este tipo de error.

### **6.2 Error Sistemático.**

El segundo tipo de error que podemos enfrentar es el error sistemático de tendencia o desviación (bias). Este tipo de error, como su nombre lo indica, es parte integrante del sistema que operamos.

Un ejemplo típico puede ser la calibración inexacta del tanque, lo que indicaría una cantidad mayor o menor de líquido de lo que realmente hay en él.

Debiera entenderse que este error siempre va a sesgar la información en cierta dirección, es muy poco usual que un tanque este sobre-calibrado en un punto y sub-calibrado en otro.

Esto significa que, por muy cuidadosamente que se midan los niveles en el tanque, siempre vamos a sobreestimar o subestimar el volumen que contiene.

Los errores sistemáticos son siempre difíciles de detectar, por dos razones.

La primera es que generalmente son de poca magnitud y, por lo tanto, no fáciles de notar. Sin embargo, durante un periodo de tiempo, pueden significar la entrega excesiva o insuficiente de gran cantidad de producto.

La segunda es que siempre operan en el mismo sentido, de modo que podemos engañarnos pensando que todo anda bien cuando vemos, por ejemplo una diferencia recurrente entre nave y terminal. Sin embargo, el personal del terminal debiera esforzarse por identificar los errores sistemáticos y erradicarlos a la brevedad posible.

### **6.3 Error Aleatorio.**

Esta tercera forma de error es la más común y la hallamos siempre que hacemos cualquier tipo de medición. Los ejemplos son abundantes.

Si pasa una onda por la superficie del líquido cuando estamos midiendo el nivel, el resultado será un poco exagerado.

Si no leemos el termómetro con el vástago perpendicular a nuestra línea visual, se introduce un error de “paralaje”, hacia arriba o hacia abajo. Lo que debemos entender es que este tipo de error nunca va a ser eliminado del todo. Si no respetamos los tiempos de estabilidad de un instrumento de medición de temperatura en un líquido o en el nivel adecuado cuando medimos temperaturas por niveles para promediar la temperatura del líquido contenido en un tanque, nos guiará a un falso valor y por ende a un error.

Esto implica que, aunque hagamos nuestras mediciones del contenido de un tanque en el terminal lo más cuidadosa y precisamente posible, y repitamos esas mediciones poco después, es poco probable que logremos exactamente los mismos resultados.

La conclusión es que la exactitud total es virtualmente imposible de lograr.

## **CAPITULO VII: FUENTES DE ERROR**

Una vez identificados los tres tipos de error que podemos encontrar, es posible examinar las fuentes de los mismos.

### **7.1 Objeto de Medición.**

Este es la primera causa de errores – lo que llamamos el objeto de la medición, es decir, el producto que vamos a medir (hay muchas formas en que el líquido que está en el tanque puede hacer esta tarea difícil). Generalmente, los productos de alta viscosidad son más problemáticos que los de baja viscosidad, pero también los productos volátiles pueden ocasionar problemas a la persona que mide.

### **7.2 Instrumento de Medición.**

La segunda causa común de error es el instrumento de medición. Obviamente, el operador deberá usar diversos equipos para determinar el nivel del líquido, la temperatura, la densidad, etc. Y cada uno deberá ser el adecuado para la función y estar en buenas condiciones operativas. Desgraciadamente, se puede afirmar que en muchos terminales en el mundo se opera con equipo inadecuado y en mal estado.

### **7.3 Operador.**

La tercera causa de posible error es el operador del instrumento (es decir, la persona que mide). El nivel de preparación y entrenamiento de estas personas varía considerablemente entre un país y otro e incluso un terminal y otro; pero incluso el operador mejor entrenado sufre fatiga de vez en cuando no es ilógico suponer que al final de un turno de ocho horas o doce horas la mayoría de las personas trabajan con menos eficiencia que al comienzo del día.

### **7.4 Medio Ambiente.**

La última causa posible de error es el medio en que se desarrolla la medición. Con esto, no queremos referirnos simplemente a las condiciones del tiempo, aunque la lluvia torrencial o un viento fuerte no faciliten la tarea de medir un tanque en forma manual. Hay otros factores además que deben ser tomados en cuenta y ellos incluyen la luz disponible y ciertos aspectos de diseño de terminal. Concentrémonos inicialmente en esta posible causa de error.

## CAPITULO VIII: IMPORTANCIA DE LOS ERRORES

De los tipos de errores mencionados anteriormente, el error más común es el aleatorio, nunca va a poder erradicarse totalmente, aun cuando debe de tratarse de minimizarlos al máximo mediante la selección y uso de equipos adecuados, y el entrenamiento del personal para que tome las medidas físicas en la forma más precisa posible.

El propósito de esta trabajo es considerar la importancia que tienen algunos errores aleatorios comunes y el efecto que pueden tener en la determinación de cantidades entregadas y recibidas en los tanques en tierra, es decir, su efecto en las cifras del conocimiento de embarque y las cantidades recibidas (“Outturn”).

Para facilitar la apreciación de los efectos de algunos errores de medición física comunes, mencionaremos algunos ejemplos:

### **8.1 Ejemplo de la Importancia de los Errores Comunes de Medición.**

Obviamente, esto no es lo que pasa en la práctica. Muy probablemente vamos a cometer pequeños errores de medición en los niveles, temperatura y densidad cada vez que midamos un tanque de tierra.

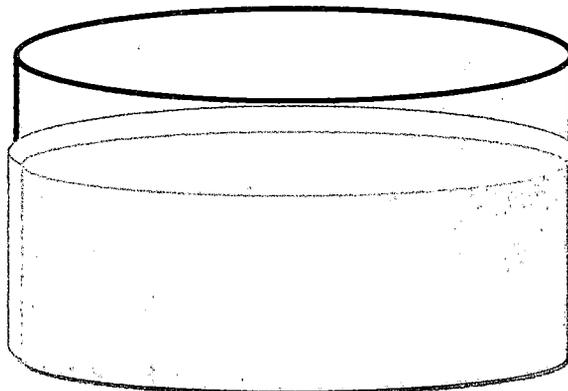
Por ser errores aleatorios, pueden actuar en diferentes direcciones, y si tenemos suerte, cancelarse mutuamente.

En esos casos, bien podríamos felicitarnos por haber hecho un buen trabajo, cuando en realidad todas nuestras mediciones individuales podrían estar equivocadas.

Por otra parte, si todos estos pequeños errores aleatorios conspiran para actuar en la misma dirección, podríamos terminar con el resultado muy inexacto. En tales casos, es difícil evaluar lo que ha salido mal y la razón de que nuestras cifras no parezcan tener sentido.

Por lo anterior, nuestros ejemplos se han elaborado de manera directa e inequívoca.

EJEMPLO 1.1 - 1000 TONELADAS METRICAS DE DIESEL 2  
ENTREGADO  
DESDE UN TANQUE LLENO DE 30 METROS DE  
DIAMETRO



Medida Inicial:	17 600 mm	Medida Final:	15 867 mm
Temperatura Inicial:	27 °C	Temperatura Final:	27 °C
Densidad Inicial:	826.0 kg/m3 @ 15°C	Densidad Final:	826.0 kg/m3 @ 15°C

TANQUE DE 30 METROS DIAMETRO  
EXTRACTO DE TABLAS DE CALIBRACIÓN

(mm)	Vol. (m <sup>3</sup> )	(mm)	Vol. (m <sup>3</sup> )
17592	12437.54	15859	11212.31
17593	12438.25	15860	11213.02
17594	12438.95	15861	11213.72
17595	12439.66	15862	11214.43
17596	12440.37	15863	11215.14
17597	12441.08	15864	11215.85
17598	12441.78	15865	11216.55
17599	12442.49	15866	11217.26
17600	12443.20	15867	11217.97
17601	12443.91	15868	11218.68
17602	12444.61	15869	11219.38
17603	12445.32	15870	11220.09
17604	12446.03	15871	11220.80
17605	12446.74	15872	11221.51
17606	12447.44	15873	11222.21
17607	12448.15	15874	11222.92

**Ejemplo 1.2: 5 mm Error de Medición de Nivel****Versión Exacta**

Mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp °C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
17600	12443.20	826.0	27.0	0.9895	12312.55	824.9	10156.62
15867	11217.97	826.0	27.0	0.9895	11100.18	824.9	9156.54
	<u>1225.23</u>				<u>1212.37</u>		<u>1000.08</u>

**Medida de Nivel Inexacta**

Mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp °C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
17605	12446.74	826.0	27.0	0.9895	12316.05	824.9	10159.51
15867	11217.97	826.0	27.0	0.9895	11100.18	824.9	9156.54
	<u>1228.77</u>				<u>1215.87</u>		<u>1002.97</u>
	0.29%				0.29%		0.29%

**Ejemplo 1.3: 1°C - ERROR DE TEMPERATURA****Version exacta**

Mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp <sup>0</sup> C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15 <sup>0</sup> C	T.56	M. Tons
17600	12443.20	826.0	27.0	0.9895	12312.55	824.9	10156.62
15867	11217.97	826.0	27.0	0.9895	11100.18	824.9	9156.54
	<u>1225.23</u>				<u>1212.37</u>		<u>1000.08</u>

**Temperatura Inexacta**

Mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp <sup>0</sup> C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15 <sup>0</sup> C	T.56	M. Tons
17600	12443.20	826.0	26.0	0.9904	12323.75	824.9	10165.86
15867	11217.97	826.0	27.0	0.9895	11100.18	824.9	9156.54
	<u>1225.23</u>				<u>1223.56</u>		<u>1009.32</u>
	<u>0.00%</u>				<u>0.92%</u>		<u>0.92%</u>

**Ejemplo 1.4 - 1 kg/m<sup>3</sup> ERROR DE DENSIDAD****Version exacta**

Mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @		M. Tons
					15 <sup>o</sup> C	T.56	
17600	12443.20	826.0	27.0	0.9895	12312.55	824.9	10156.62
15867	11217.97	826.0	27.0	0.9895	11100.18	824.9	9156.54
	<u>1225.23</u>				<u>1212.37</u>		<u>1000.08</u>

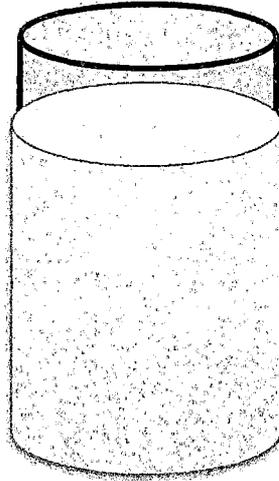
**Densidad Inexacta**

Mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @		M. Tons
					15 <sup>o</sup> C	T.56	
17600	12443.20	827.0	27.0	0.9895	12312.55	825.9	10168.93
15867	11217.97	826.0	27.0	0.9895	11100.18	824.9	9156.54
	<u>1225.23</u>				<u>1212.37</u>		<u>1012.39</u>
	0.00%				0.00%		1.23%

**Ejemplo 1 - RESUMEN**

	<b>Obs m<sup>3</sup></b>	<b>m<sup>3</sup>@ 15°C</b>	<b>Ton. Metric</b>
Nivel (5mm)	0.29%	0.29%	0.29%
Temp (1°C)	0.00%	0.92%	0.92%
Densidad (1 kg/m <sup>3</sup> )	0.00%	0.00%	1.23%
Total	0.29%	1.21%	2.44%
Raíz de la Suma de Cuadrados	0.29%	0.96%	1.56%

**EJEMPLO 2.1 - 1000 TONELADAS METRICAS DE DIESEL 2  
ENTREGADO  
DESDE UN TANQUE LLENO DE 10 METROS DE  
DIAMETRO**



<b>Medida Inicial:</b>	<b>17 600 mm</b>	<b>Medida Final:</b>	<b>2 092 mm</b>
<b>Temperatura Inicial:</b>	<b>27 °C</b>	<b>Temperatura Final:</b>	<b>27 °C</b>
<b>Densidad Inicial:</b>	<b>826.0 kg/m3 @ 15°C</b>	<b>Densidad Final:</b>	<b>826.0 kg/m3 @ 15°C</b>

**TANQUE DE 10 METROS DIAMETRO  
EXTRACTO DE TABLAS DE CALIBRACIÓN**

(mm)	Vol. (m <sup>3</sup> )	(mm)	Vol. (m <sup>3</sup> )
17592	1389.77	2084	164.64
17593	1389.85	2085	164.72
17594	1389.93	2086	164.80
17595	1390.01	2087	164.88
17596	1390.08	2088	164.95
17597	1390.16	2089	165.03
17598	1390.24	2090	165.11
17599	1390.32	2091	165.19
17600	1390.40	2092	165.27
17601	1390.48	2093	165.35
17602	1390.56	2094	165.43
17603	1390.64	2095	165.51
17604	1390.71	2096	165.58
17605	1390.79	2097	165.66
17606	1390.87	2098	165.74
17607	1390.95	2099	165.82

**Ejemplo 2.2 - 5 mm ERROR DE MEDICIÓN DE NIVEL**

**Versión exacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp		m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
			C	T.54B			
17600	1390.40	826.0	27.0	0.9895	1375.80	824.9	1134.90
2092	165.27	826.0	27.0	0.9895	163.53	824.9	134.90
	<u>1225.13</u>				<u>1212.27</u>		<u>1000.00</u>

**Medida de Nivel Inexacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp		m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
			C	T.54B			
17605	1390.80	826.0	27.0	0.9895	1376.20	824.9	1135.22
2092	165.27	826.0	27.0	0.9895	163.53	824.9	134.90
	<u>1225.53</u>				<u>1212.66</u>		<u>1000.32</u>
	0.03%				0.03%		0.03%

**Ejemplo 2.3 - 1°C ERROR DE TEMPERATURA****Versión exacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
17600	1390.40	826.0	27.0	0.9895	1375.80	824.9	1134.90
2092	165.27	826.0	27.0	0.9895	163.53	824.9	134.90
	<u>1225.13</u>				<u>1212.27</u>		<u>1000.00</u>

**Temperatura Inexacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
17600	1390.40	826.0	26.0	0.9904	1377.05	824.9	1135.93
2092	165.27	826.0	27.0	0.9895	163.53	824.9	134.90
	<u>1225.13</u>				<u>1213.52</u>		<u>1001.03</u>
	0.00%				0.10%		0.10%

**Ejemplo 2.4 - 1 kg/m<sup>3</sup> ERROR DE DENSIDAD****Versión exacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
17600	1390.40	826.0	27.0	0.9895	1375.80	824.9	1134.90
2092	165.27	826.0	27.0	0.9895	163.53	824.9	134.90
	<u>1225.13</u>				<u>1212.27</u>		<u>1000.00</u>

**Densidad  
Inexacta**

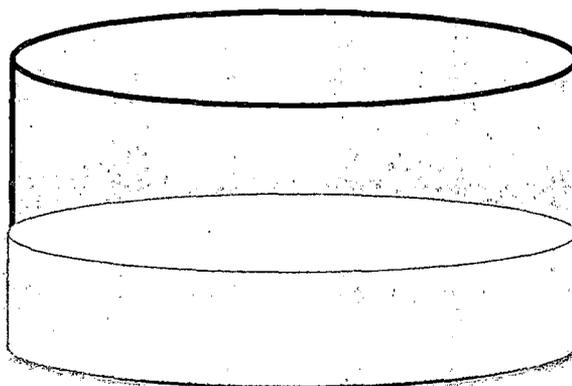
mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
17600	1390.40	827.0	27.0	0.9895	1375.80	825.9	1136.27
2092	165.27	826.0	27.0	0.9895	163.53	824.9	134.90
	<u>1225.13</u>				<u>1212.27</u>		<u>1001.37</u>
	0.00%				0.00%		0.14%

**Ejemplo 2 - RESUMEN**

	Obs m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> @ 15°C	Ton. Metric
Nivel (5mm)	0.03%	0.03%	0.03%
Temp (1°C)	0.00%	0.10%	0.10%
Densidad (1 kg/m <sup>3</sup> )	0.00%	0.00%	0.14%
Total	0.03%	0.13%	0.27%
Raíz de la Suma de Cuadrados	0.03%	0.10%	0.17%

**EJEMPLO 3 -**

1000 TONELADAS METRICAS DE DIESEL 2 ENTREGADO  
DE UN TANQUE CON BAJO NIVEL DE 30 METROS DE DIAMETRO



Medida Inicial:	3 825 mm	Medida Final:	2 092 mm
Temperatura Inicial:	27 °C	Temperatura Final:	27 °C
Densidad Inicial:	826.0 kg/m <sup>3</sup> @ 15°C	Densidad Final:	826.0 kg/m <sup>3</sup> @ 15°C

**TANQUE DE 30 METROS DIAMETRO  
EXTRACTO DE TABLAS DE CALIBRACIÓN**

(mm)	Vol. (m <sup>3</sup> )	(mm)	Vol. (m <sup>3</sup> )
3817	2698.62	2084	1473.39
3818	2699.33	2085	1474.10
3819	2700.03	2086	1474.80
3820	2700.74	2087	1475.51
3821	2701.45	2088	1476.22
3822	2702.15	2089	1476.92
3823	2702.86	2090	1477.63
3824	2703.57	2091	1478.34
3825	2704.27	2092	1479.04
3826	2704.98	2093	1479.75
3827	2705.69	2094	1480.46
3828	2706.39	2095	1481.16
3829	2707.10	2096	1481.87
3830	2707.81	2097	1482.58
3831	2708.51	2098	1483.28
3832	2709.22	2099	1483.99

**Ejemplo 3 - 5 mm ERROR DE MEDICIÓN DE NIVEL**

**Versión exacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
3825	2704.28	826.0	27.0	0.9895	2675.89	824.9	2207.34
2092	1479.04	826.0	27.0	0.9895	1463.51	824.9	1207.25
	<u>1225.24</u>				<u>1212.37</u>		<u>1000.09</u>

**Medida de Nivel Inexacta**

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
3830	2707.81	826.0	27.0	0.9895	2679.38	824.9	2210.22
2092	1479.04	826.0	27.0	0.9895	1463.51	824.9	1207.25
	<u>1228.77</u>				<u>1215.87</u>		<u>1002.97</u>
	0.29%				0.29%		0.29%

## Ejemplo 3 - 1°C ERROR DE TEMPERATURA

## Versión exacta

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
3825	2704.28	826.0	27.0	0.9895	2675.89	824.9	2207.34
2092	1479.04	826.0	27.0	0.9895	1463.51	824.9	1207.25
	<u>1225.24</u>				<u>1212.37</u>		<u>1000.09</u>

## Temperatura Inexacta

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
3825	2704.28	826.0	26.0	0.9904	2678.32	824.9	2209.35
2092	1479.04	826.0	27.0	0.9895	1463.51	824.9	1207.25
	<u>1225.24</u>				<u>1214.81</u>		<u>1002.10</u>
	0.00%				0.20%		0.20%

Ejemplo 1 - 1 kg/m<sup>3</sup> ERROR DE DENSIDAD

## Versión exacta

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
3825	2704.28	826.0	27.0	0.9895	2675.89	824.9	2207.34
2092	1479.04	826.0	27.0	0.9895	1463.51	824.9	1207.25
	<u>1225.24</u>				<u>1212.37</u>		<u>1000.09</u>

Densidad  
Inexacta

mm	Obs. m <sup>3</sup>	Densidad	Temp C	T.54B	m <sup>3</sup> @ 15°C	T.56	M. Tons
3825	2704.28	827.0	27.0	0.9895	2675.89	825.9	2210.01
2092	1479.04	826.0	27.0	0.9895	1463.51	824.9	1207.25
	<u>1225.24</u>				<u>1212.37</u>		<u>1002.76</u>
	0.00%				0.00%		0.27%

## Ejemplo 3 - RESUMEN

	Obs m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> @ 15°C	Ton. Metric
Nivel (5mm)	0.29%	0.29%	0.29%
Temp (1°C)	0.00%	0.20%	0.20%
Densidad (1 kg/m <sup>3</sup> )	0.00%	0.00%	0.27%
Total	0.29%	0.49%	0.76%
Raíz de la Suma de Cuadrados	0.29%	0.35%	0.44%

## SELECCIÓN DE TANQUE

	Obs m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> @ 15°C	Ton. Metric
Entregado desde un tanque lleno 30 m diámetro	0.29%	0.96%	1.56%
Entregado desde un tanque lleno 10 m diámetro	0.00%	0.10%	0.17%
Entregado desde un tanque bajo nivel 30 m diámetro	0.29%	0.35%	0.44%

## CAPITULO IX: ANÁLISIS ECONÓMICO

Para Analizar el Costo de una operación de Compra/Venta de petróleo crudo y/o derivados del petróleo primeramente establezcamos el Contexto de la operación.

En nuestro país actualmente somos deficitarios en materia prima (petróleo crudo) y en destilados medios (Diésel 2), sin embargo en esta oportunidad solo nos enfocaremos en las importaciones de Petróleo Crudo.

De acuerdo a las fuentes estadísticas publicadas por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH) para el mes de Mayo 2013 tenemos lo siguiente:

**Tabla N° 9.1: Refinación**

### CARGAS A PROCESO – MAYO 2013 (MBPD)

<b>CARGAS (MBPD) PETRÓLEO CRUDO</b>	<b>Talara</b>	<b>La Pampilla</b>	<b>Conchán</b>	<b>Total Procesado</b>
<b>Total Crudo Nacional</b>	39.10	0.00	0.00	39.10
<b>Total Crudo Importado</b>	16.83	64.61	8.44	89.88
<b>Total Carga Crudo</b>	<b>55.93</b>	<b>64.61</b>	<b>8.44</b>	<b>128.98</b>

De acuerdo a este cuadro con valores reales, proyectemos los volúmenes de compra mensual que realizan, tanto la empresa privada como la nacional y en función a los ejemplos mostrados como afectaría económicamente si es que no se tiene un buen control de mermas.

Las prácticas adoptadas internacionalmente nos indican que hasta un - 0.50% es aceptable, pero algunas compañías petroleras consideran hasta un - 0.30% como resultado exitoso de la operación.

Sin embargo, si consideramos única y exclusivamente como reducción de merma el valor de - 0.10% debido a una buena supervisión en los factores antes detallados y un correcto Análisis de Viaje estos serían los resultados. Ver Tabla N° 9.2: (considerando un precio de 95usd/Bbl)

Tabla N° 9.2

<b>IMPORTACIÓN (MBPM)</b>	<b>Talara</b>	<b>La Pampilla</b>	<b>Conchán</b>
<b>Total Crudo Importado</b>	504.9	1938.3	253.2
<b>0.1 % de Merma</b>	0.50	1.94	0.25
<b>Merma mensual (Musd/mes)</b>	50	194	25

Los servicios profesionales para realizar este análisis estimado en función a una tarifa promedio del mercado internacional es de 0.35 usd/T.M.

Tabla N° 9.3

<b>IMPORTACIÓN (1000TM/M)</b>	<b>Talara</b>	<b>La Pampilla</b>	<b>Conchán</b>
<b>Total Crudo Importado</b>	70.18	269.40	35.19
<b>Costo x Servicio /mes (Musd)</b>	24.5	94.3	12.3

Si se compara los costos en estos dos últimos cuadros, se observa que están en relación de 3:1. Ahora bien, recordemos que solo se ha considerado como merma el 0.1% del cargamento y si sabemos que en el Comercio Internacional de Petróleo Crudo y sus derivados se ha establecido como valor aceptable el 0.5%, entonces la relación sería 15:1.

Por tanto si uno aplica la experiencia y el conocimiento adecuado en todas las fases del proceso de una transferencia de petróleo crudo (importación), la reducción de gastos se ve fortalecida con el Análisis de Viaje y el Control de Mermas.

## CAPITULO X: ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Con el fin de evaluar el desempeño del equipo de medición existente en un puerto de carga o descarga, o en un terminal de distribución, es necesario analizar estadísticamente los datos históricos proporcionados por las instalaciones adecuadas. El análisis estadístico proporciona un medio para eliminar la dispersión o variaciones aleatorias relativamente grandes en las mediciones individuales, con el objeto de revelar los errores sistemáticos menores.

Para realizar el análisis estadístico debe almacenarse la mayor cantidad de datos posible en cada viaje. En la práctica, es posible derivar los datos adicionales de los datos almacenados. Queda claro que es esencial contar con un sistema computacional, con el fin de llevar a cabo un análisis de ganancia/pérdida que valga la pena. En principio, la secuencia del flujo del viaje hace sobresalir el tipo de datos requeridos, el mismo que se define desde el momento en que se asigna el movimiento, recalada de la nave, carga y zarpe, hasta la nueva recalada en el puerto de descarga, descarga en tierra y zarpe.

### 10.1 Análisis Global de Viajes

El sistema de Análisis Global de Viajes contiene casi 10,000 muestras de viajes de petróleo crudo y productos derivados del petróleo, almacenados a través de las operaciones mundiales de una agencia inspectora, realizadas en todo el mundo desde 2,008. Este método estadístico proporciona las herramientas para identificar los problemas de posibles pérdidas, y su aparición sistemática y aleatoria. En este trabajo esperamos proporcionar una técnica sistemática para investigar estadísticamente los movimientos marítimos que deberían permitir la posible identificación de cualquier problema. Se usa un programa informático estadístico para almacenar los datos de viaje.

El sistema tiene capacidad para llevar a cabo cálculos estadísticos de promedios y desviaciones estándar y dibujar una variedad de cartas de control, correlaciones, etc. El sistema global proporciona una respuesta instantánea a muchos problemas y ciertamente enriquece la comprensión de prácticamente todas las situaciones.

La cadena de medición en el transporte marítimo comienza con la carga del producto y no termina hasta que se embarca el siguiente producto. Se realizan muchas mediciones durante el transcurso y todas ellas forman parte de la reconciliación total.

## 10.2 Estadísticas de Medición

Antes de analizar los medios para la identificación de las causas más importantes de pérdida, es importante tener una idea del grado de incertidumbre en la medición que puede surgir entre el Conocimiento de Embarque (Bill of Lading) y el documento de entrega final en destino (Outturn). La medición del agua es un problema complejo y es necesario tratarlo separadamente. Siempre existirá la incertidumbre en la medición y, hasta que mejoren las técnicas de medición, debe esperarse un cierto rango de pérdidas brutas y esto no significa que exista un problema. La frecuencia con que se producen las pérdidas es tan significativa como la magnitud de la pérdida.

Hasta el momento hemos puesto énfasis en la necesidad de usar instrumentos de alta calidad y estimar la incertidumbre total del sistema de medición. Ahora es el momento de considerar la relación entre estas mediciones y algunos elementos básicos de la estadística. Incertidumbre significa que si fuéramos a medir la misma cantidad en un número diferente de veces, llegaríamos a una cantidad de valores diferentes. Dos parámetros importantes asociados con este rango de valores serían el valor promedio de todas las lecturas y la amplitud que existe entre los valores mayores y menores.

## 10.3 Distribución Normal

La mayoría de eventos que ocurren en forma natural responden a una distribución que se conoce como distribución normal y, ateniéndose a este hecho, es posible determinar la frecuencia con la cual se producirán los valores, una vez que se conozcan el valor medio y la desviación estándar. Dos reglas corrientes de gran utilidad son las siguientes consideraciones:

- a) El 95% de todas las mediciones estarán dentro de un rango que va del valor medio menos 2 desviaciones estándar al valor medio más 2 desviaciones estándar.
- b) 99.7% estará dentro de  $\pm 3$  desviaciones estándar de la media.

Suponga que durante un período se hace un gran número de mediciones de la misma variable y se evalúan la media (promedio) y la desviación estándar. Luego suponga que se hace una medición completamente independiente de la variable, empleando un instrumento de medición de muy alta precisión, de modo que el valor exacto se sepa efectivamente. La diferencia entre el valor medio de nuestras mediciones y el valor exacto representaría el sesgo o error sistemático de nuestro sistema de medición.

La desviación estándar entregaría una medida del error aleatorio. La incertidumbre aleatoria habitualmente se expresa como una sola cifra: el doble de la desviación estándar. Esto significa que la incertidumbre refleja el rango dentro del cual se espera que esté el 95% de todas las mediciones.

#### **10.4 Combinación de Mediciones**

Cuando se determina una masa de petróleo, habitualmente se hace midiendo el volumen y la densidad. Cada una de estas mediciones tiene una incertidumbre asociada. Por lo tanto, estamos tomando un valor para la distribución normal asociada a la medición del volumen, un segundo valor para la distribución normal asociada a la medición de la densidad, para llegar a una tercera distribución asociada con la determinación de la masa.

Puede demostrarse que, cuando se realiza lo anterior, la tercera distribución también será una distribución normal, que tiene un valor medio que es la suma de los valores medios de las distribuciones de los componentes, y una desviación estándar que es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las desviaciones estándar de distribución de los componentes.

#### **10.5 Pérdidas Globales**

Un estudio basado en un universo de 4,800 viajes simples extraídos de los datos de Análisis Global de Viajes de una Agencia de Inspección, incluye 115 terminales de carga, 102 terminales de descarga, 1,118 naves, 95 tipos de petróleo crudo y un volumen total de alrededor 3,763 millones de barriles de petróleo crudo inspeccionado en ambos terminales por la misma agencia inspectora a través del mundo. Este estudio no incluye multipuertos, multicargas ni transporte en barcas. Estas cifras muestran el promedio neto y bruto de las pérdidas, en la Tabla 10.1.

La pérdida neta incorpora la influencia de la medición del agua, tanto en la carga como en la descarga, y muestra que como promedio se detecta un 0.10 % más de agua en la descarga que en la carga.

<b>Pérdida Global</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desviación Estándar</b>
Pérdida NSV	-0.251%	0.450
Pérdida GSV	-0.152%	0.437

**Tabla N° 10.1**

Los resultados para estas mediciones producto del estudio son los siguientes valores medios:

<b>DIFERENCIAS GLOBALES</b>	<b>VALOR PROMEDIO</b>
Pérdida NSV	-0.251%
Pérdida GSV	-0.152%
Variación En Tránsito	-0.018%
Diferencia Agua Libre	-0.018%
Diferencia S + W	-0.099%
Diferencia OBQ / ROB	-0.013%
Pérdida TCV a la Carga	-0.010%
Pérdida TCV a la Descarga	-0.117%

**Tabla N° 10.2**

Hay un número de aspectos interesantes que es necesario señalar en relación con estas cifras. Primero, la pérdida por concepto de las diferencias de agua en suspensión (S+W) de 0.10 % es un monto significativo y demuestra la necesidad de muestreo y medición de alta calidad y coherencia para este parámetro, tanto en la carga como en la descarga. La aparente pérdida a bordo de la nave es pequeña y las diferencias ROB / OBQ son también muy pequeñas. Por lo tanto, si consideramos la diferencia OBQ / ROB y ajustamos la Pérdida NSV con este fin, entonces la Pérdida NSV Ajustada será de alrededor de un -0.238 % frente a una Pérdida NSV de -0.251 %.

Esto significa que la estadística no concuerda con la creencia popular de que las diferencias OBQ / ROB son muy importantes y que las pérdidas a bordo, en viajes largos, son altas. Es posible que esta afirmación sea todavía válida, pero también es posible que nuestras mediciones simplemente no tengan la suficiente exactitud como para detectar los efectos. Si bien un viaje promedio tiene como resultado una pérdida baja, algunos viajes muestran pérdidas o ganancias más altas. Las pérdidas en la carga y descarga son altas y necesitan una consideración más detallada.

<b>A LA CARGA</b>	<b>VALOR PROMEDIO</b>
S+W del Bill of Lading (%)	0.125
S+W de Muestra Compuesta de Nave (%)	0.056
OBQ GSV (%)	727
Agua Libre en OBQ (Bbls)	255
Agua Libre al Zarpe (Bbls)	554
Razón de Carga de Nave (VLR)	1.00135
% Pérdida a la Carga	-0.01

**Tabla N° 10.3**

<b>A LA DESCARGA</b>	<b>VALOR PROMEDIO</b>
S+W Recibido (Outturn) (%)	0.224
S+W de Muestra Compuesta de Nave (%)	0.097
ROB GSV (%)	611
Agua Libre en ROB (Bbls)	12
Agua Libre al Arribo (Bbls)	691
Razón de Descarga de Nave (VDR)	1.00325
% Pérdida a la Descarga	-0.117

**Tabla N° 10.4**

<b>COMPARACIÓN</b>	<b>VALOR PROMEDIO</b>
Diferencia NSV (B/L - Outturn) (%)	0.
Diferencia GSV (B/L - Outturn) (%)	0.097
Variación TCV En Tránsito (%)	611
Variación GSV En Tránsito (%)	12
Variación Agua Libre (B/L - O/T) (%)	691
Diferencia de Agua Libre (B/L - O/T) (%)	1.00325
Diferencia de S+W (B/L - O/T) (%)	
Diferencia OBQ - ROB (%)	
Dif. TCV Cargado/Descargado Nave (%)	
Dif. GSV Cargado/Descargado Nave (%)	

**Tabla N° 10.5**

### 10.6 Influencia Regional

Se han estudiado los datos basándose en la región de origen del petróleo crudo y los puertos de descarga típicos, y muestran las siguientes cifras de pérdida NSV. Las cifras

indican la media más alta de Pérdida NSV en un puerto, en comparación con la media más baja de Pérdida NSV en otro puerto, en la misma región de carga o descarga.

Región de Carga	Puerto con el Promedio	Mayor	Puerto con el Promedio	Menor
	Pérdida NSV	Desv. Est.	Pérdida NSV	Desv. Est.
Golfo	-0.490%	0.488	-0.219%	0.323
Africa Norte	-0.523%	0.397	-0.150%	0.333
Africa Oeste	-0.391%	0.468	-0.162%	0.275
Mar del Norte	-0.276%	0.221	-0.109%	0.165

**Tabla N° 10.6 DATOS BASADOS EN LAS REGIONES DE CARGA**

Región de Descarga	Puerto con el Promedio	Mayor	Puerto con el Promedio	Menor
	Pérdida NSV	Desv. Est.	Pérdida NSV	Desv. Est.
Mediterráneo	-0.295%	0.381	-0.190%	0.186
Europa N.O.	-0.443%	0.36	-0.121%	0.55
USA	-0.320%	0.511	-0.081%	0.36
Asia - Pacífico	-0.296%	0.205	-0.208%	0.521

**Tabla N° 10.7 DATOS BASADOS EN LAS REGIONES DE DESCARGA**

### 10.7 Rango de Confianza

También es útil incluir el rango de confianza de 95 % implicado en estas cifras regionales. Usando la distribución normal, es posible apreciar que un 68 % de todas las mediciones debería estar dentro del rango del valor medio más una desviación estándar.

Los rangos para los niveles de 95 % son:

Región de Carga	Puerto con el Promedio	Mayor	Puerto con el Promedio	Menor
	Rango 95 %		Rango 95 %	
Golfo	-1.146%	0.486%	-0.865%	0.427%
Africa Norte	-1.317%	0.271%	-0.816%	0.516%
Africa Oeste	-1.327%	0.545%	-0.712%	0.388%
Mar del Norte	-0.718%	0.166%	-0.439%	0.221%

**Tabla N° 10.8 RANGO DE CONFIANZA EN LAS REGIONES DE CARGA**

Región de Descarga	Puerto con el Promedio	Mayor	Puerto con el Promedio	Menor
	Rango 95 %		Rango 95 %	
Mediterraneo	-1.057%	0.467%	-0.562%	0.182%

<b>Europa N.O.</b>	-1.163%	0.277%	-1.221%	0.979%
<b>USA</b>	-1.342%	0.702%	-0.801%	0.639%
<b>Asia - Pacifico</b>	-0.706%	0.114%	-1.250%	0.834%

**Tabla N° 10.9 RANGO DE CONFIANZA EN LAS REGIONES DE DESCARGA**

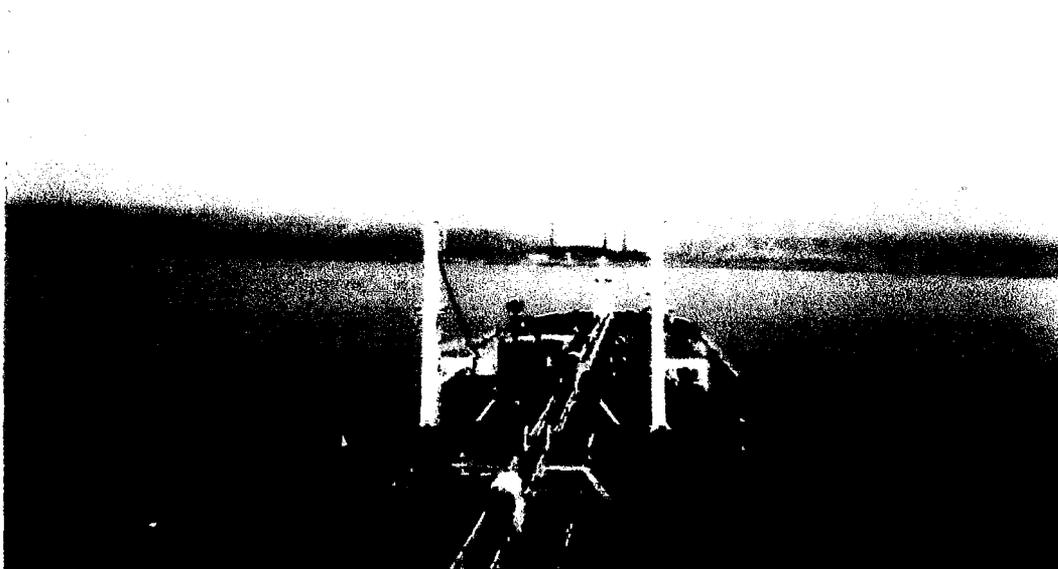
## CAPITULO XI: CONCLUSIONES

- Es muy importante que la persona que está haciendo la reconciliación de viaje, tenga al alcance toda la información y las cifras de la industria, para que pueda llegar a una conclusión satisfactoria.
- Los resultados estadísticos tienen un impacto importante para justificar un acuerdo o desacuerdo dentro del análisis de pérdida. Pero es preciso tener cuidado al referirse a los datos estadísticos existentes, ya que la información recopilada y analizada en el pasado puede tener sus propias reservas e incertidumbres.
- Las cantidades y porcentajes de todos los factores cuantificables deberían, ya sea ponderar la pérdida real informada, o bien justificar adecuadamente esa diferencia restante no explicada, mediante otros factores no cuantificables, como son las diferencias en tránsito, diferencias entre el OBQ y el ROB, mediciones antes y después del desplazamiento de líneas o fugas y derrames que se pudieran presentar durante la operación de carga o descarga.
- En términos de control de pérdidas, es preciso efectuar varias mediciones, que pueden ser de las existencias de producto o de tipo entrada/salida, para justificar el valor medido y que nos sirva como una trazabilidad.
- La medición de petróleo supone la determinación de densidad, temperatura, presión, contenido de agua, además de otros valores. Necesitamos comprender la incertidumbre asociada a cada una de estas mediciones, y ser capaces de combinarlas y ponderarlas, con el fin de determinar la incertidumbre total.
- Una vez que se ha reconciliado el viaje e identificada alguna pérdida, es necesario ver si esto puede controlarse directamente y discutirlo con las partes involucradas. Algunos problemas pueden involucrar progresos técnicos (por ejemplo, cambios en el procedimiento de llenado de líneas y verificación del mismo), pero la identificación y cuantificación de un problema constituye siempre el primer aspecto esencial para su solución.
- Es necesario, que las soluciones de las pérdidas identificadas, sean cuidadosamente analizadas, ya que arrojar dinero sobre un problema casi con certeza significará que en el futuro ese dinero no estará disponible para una causa que quizás sea más merecedora de él.

- Deben analizarse los sistemas de medición en busca de errores aleatorios y en especial sistemáticos. Esto puede involucrar una búsqueda no sólo en el equipo, sino en la forma en que éste se usa. La extracción y manipulación de muestras debe cumplir con todos los estándares internacionales y locales, para que no sea causa de un error.
- La reconciliación de viaje en una transferencia marítima de petróleo o producto derivado de petróleo, es la herramienta que nos determinará que debemos corregir o tener mayor celo en cada una de las etapas del proceso de carga o descarga, como también en el tránsito del cargamento.
- Recuerde: “Cada embarque, es una historia diferente”

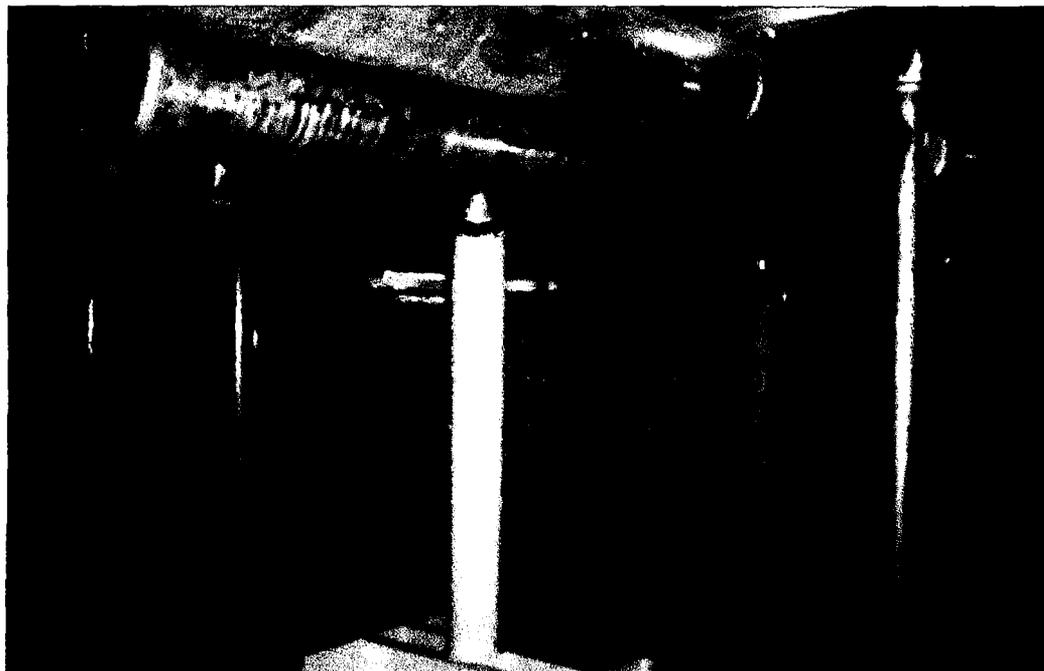
## CAPITULO XII: ANEXOS

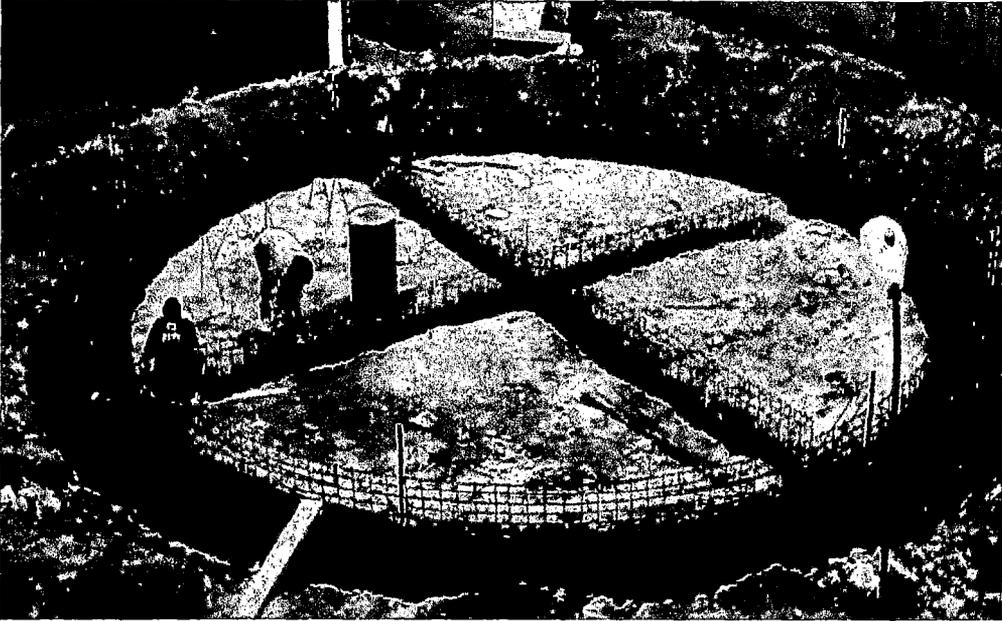
### 12.1 Ilustraciones de aspectos que pueden influir en un análisis de viaje.



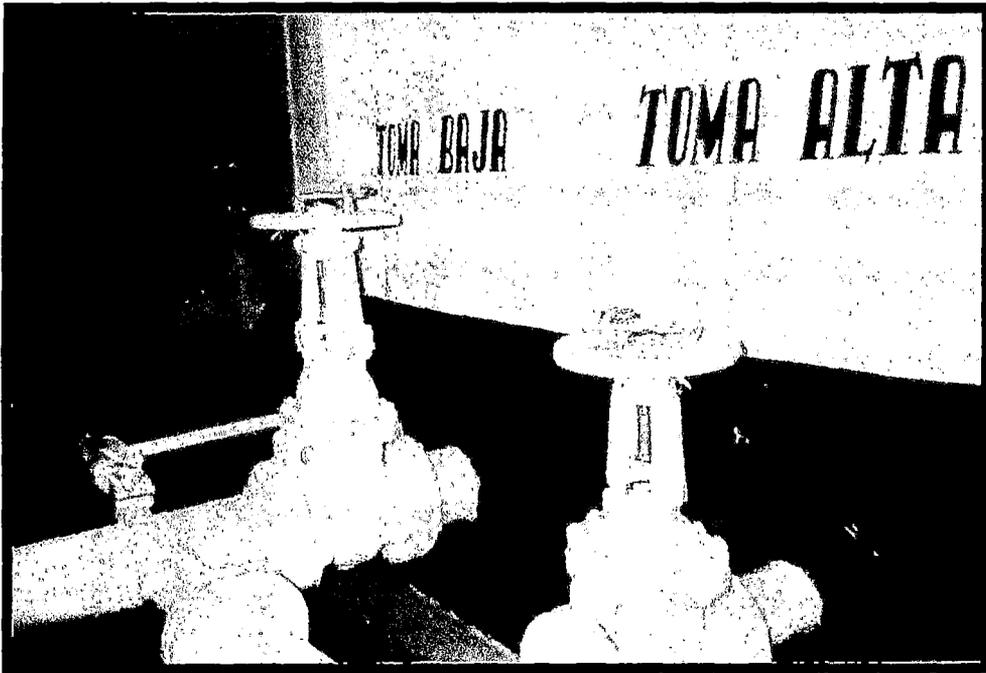
**Fig. 12.1 Arribo de la Nave a Puerto de Descarga**

**Fig.12.2 Sábana Flotante de un Tanque Estacionario Vertical**





**Fig.12.3 Construcción de los Cimientos de un Tanque Estacionario**



**Fig.12.4 Válvulas de Despacho de un Tanque Estacionario**



**Fig.12.5 Buque Tanque Petrolero**

## 12.2 Definiciones de los Términos

La mayoría de los términos que aparecen a continuación han sido extraídos de las normas ISO (International Standards Organization). API (American Petroleum Institute) e IP (Institute of Petroleum), dependiendo de la definición. Algunos de los términos han sido definidos por el suscrito para los fines de esta tesis, a falta de una definición precisa dentro de las normas vigentes.

➤ **Agua en suspensión**

Agua en el petróleo, dispersa en forma de finas gotas. Puede a la larga convertirse en agua libre o bien agua disuelta, dependiendo de las condiciones existentes de presión y temperatura.

➤ **Agua Libre (Free Water: FW)**

Es el agua presente en el tanque que se encuentra separada del hidrocarburo, en el fondo del tanque.

➤ **Agua Libre Cargada**

Agua Libre después de cargar (al zarpe), menos el Agua Libre presente en el OBQ.

➤ **Agua Libre Descargada**

Agua Libre antes de la descarga (al arribo), menos el agua libre presente en el ROB.

➤ **Agua y Sedimento (S+W)**

Agua que se encuentra en emulsión y suspensión dentro del volumen de producto y sedimentos en suspensión.

➤ **Altura de Referencia**

Distancia entre el fondo del tanque y/o placa de referencia al punto o marca de referencia establecido. Esta distancia se determina cuando se calibra el tanque y debería estar indicada cerca de la escotilla de medición y en la Tabla de Calibración.

➤ **Altura de Referencia Observada**

Es la distancia real entre el Punto de Referencia y el fondo del tanque, determinada en el momento de la medición.

➤ **Babor**

Lado izquierdo de una embarcación, visto de popa a proa.

➤ **Cantidad a Bordo (On Board Quantity: OBQ)**

Todo el material en los tanques de carga de la nave y ductos asociados, inmediatamente antes de la carga. La cantidad OBQ puede incluir cualquier combinación de agua, petróleo, “slops”, LOT, residuos de petróleo, emulsiones agua/petróleo y material sólido.

➤ **Carga encima (Load on Top : LOT)**

Procedimiento de mezclar los residuos oleosos o “slop” recuperado con la carga siguiente, colocando ésta última, encima del “slop”.

➤ **Corte**

Es la línea de demarcación sobre la escala graduada de la cinta de medición hecha por el producto que está siendo medido.

➤ **Densidad**

Razón entre la masa de una sustancia y su volumen. Como la densidad depende de la temperatura y presión, éstas deben estar indicadas.

➤ **Diferencia de Agua Libre en Tránsito**

Agua Libre a bordo antes de la descarga

(al arribo), menos el Agua Libre a bordo después de la carga (al zarpe).

➤ **Diferencia de Volumen Bruto Estándar (GSV) en Tránsito**

GSV a bordo antes de la descarga (al arribo), menos GSV a bordo después de la carga (al zarpe)

- **Diferencia de Volumen Neto Estándar (NSV) en Tránsito**  
NSV a bordo antes de la descarga (al arribo), menos NSV a bordo después de la carga (al zarpe).
  
- **Diferencia de Volumen Total Calculado (TCV) en Tránsito**  
TCV antes de la carga (al arribo), menos TCV después de cargar (al zarpe).
  
- **Escora**  
Inclinación que puede tener una nave hacia uno de sus lados, babor o estribor, de acuerdo a la distribución de su carga, se mide en grados sexagesimales (Ejemplo: la nave tiene una escora de 0.5° a Babor)
  
- **Escotilla de Medición**  
Abertura situada en la parte superior del tanque desde la cual se efectúan las mediciones y el muestreo.
  
- **Estribor**  
Lado derecho de una nave visto de popa a proa
  
- **Exactitud**  
Representa la capacidad de un instrumento de medición para entregar valores lo más cercano posible al valor real (verdadero) de la variable medida (MPMS API Cap. 1). Generalmente se expresa como porcentaje del valor real o como porcentaje de error.
  
- **Factor de Conversión de Peso (Weight Conversion Factor: WCF)**  
Factor dependiente de la Densidad/Densidad Relativa/API, para convertir el volumen en peso-en-airè. Estos factores se obtienen en las Tablas de Medición de Petróleo de API-ASTM-IP.
  
- **Factor de Corrección de Volumen (Volume Correction Factor: VCF o Ctl)**  
Factor dependiente de la Densidad/Densidad relativa/API y temperatura, que corrige volúmenes de petróleo a la temperatura de referencia estándar (60°F o 15°C). En

mediciones dinámicas, este factor se denomina Corrección de Temperatura en Líquidos (Ctl).

➤ **Factor de experiencia de Carga de la Nave (Vessel Experience Factor at Loading - VEFL)**

Se denomina a la media calculada de los VLR, dentro de un rango de aceptado durante varios viajes.

➤ **Factor de experiencia de Descarga de la Nave (Vessel's Experience Factor at Discharge - VEFD)**

Se denomina a la media calculada de los VDR, dentro de un rango de aceptado durante varios viajes.

➤ **Factor del Medidor (Meter Factor: MF)**

Razón entre el volumen real de líquido que pasa por un medidor y el volumen indicado por éste.

➤ **Gravedad API**

La gravedad API es un sistema numérico usado en el petróleo y los productos derivados para expresar la densidad de los líquidos de petróleo (véase API MPMS Cap.9). La relación entre densidad relativa y el API es:

$$\text{Grav. API @ 60F} = (141.5/\text{Densidad relativa @ 60/60F}) - 131.5$$

➤ **Incertidumbre o Incerteza**

Representa el rango dentro del cual se calcula que está ubicado el valor real. Este rango puede ser determinado aunque no se conozca el valor real. El cálculo de la incertidumbre solamente puede realizarse con ayuda de la estadística.

➤ **Lastre**

Peso que se pone en una embarcación para hacer bajar su centro de gravedad y darle una mayor estabilidad. Las naves o buques petroleros tienen tanques de lastre segregado, que los utilizan durante sus operaciones de carga y/o descarga de petróleo y van llenando o vaciando con agua de mar, según sea el caso, así la nave no pierde

estabilidad en la operación. Las naves que no tienen este diseño, usan los mismos tanques de carga comercial como tanques de lastre una vez que hayan pasado la inspección de tanque drenado.

➤ **Lavado con Crudo (Crude Oil Washing: COW)**

Empleo de un chorro de petróleo crudo a alta presión para soltar o disolver material adherido a los mamparos, fondo y estructuras internas del tanque de una nave durante la operación de descarga.

➤ **Muestreador Automático**

Es un aparato que se emplea para obtener, en forma automática, una muestra representativa del líquido que fluye por una tubería o línea.

➤ **Pérdida en la Cantidad Recibida (Outturn Loss)**

Diferencia en el NSV entre la cantidad indicada en el Conocimiento de Embarque (Bill of Lading: B/L) y la que aparece en el documento de recepción en destino (Outturn).

➤ **Placa de Referencia**

Placa metálica ubicada sobre o cerca del fondo del tanque, directamente bajo el Punto de Referencia, esta placa provee una superficie de contacto fija desde la cual pueden realizarse las mediciones de nivel de líquido.

➤ **Popa**

Parte posterior de una embarcación.

➤ **Proa**

Parte delantera de una embarcación.

➤ **Punto de Referencia**

Es el punto marcado sobre el borde de la escotilla de medición, que indica la posición desde la cual se deben tomar las medidas de nivel.

➤ **Razón de Carga de la Nave (Vessel Load Ratio: VLR)**

Volumen Total Recibido (TRV) dividido por la cantidad TCV medida por el terminal de carga, es decir:

$$\text{VLR} = \frac{\text{Volumen Total Recibido en la Nave}}{\text{TCV Entregado por el Terminal}}$$

➤ **Razón de Descarga de la Nave (Vessel Discharge Ratio: VDR)**

Volumen Total Entregado (TDV), dividido por la cantidad TCV medida por el terminal de Descarga, es decir:

$$\text{VDR} = \frac{\text{Volumen Total Entregado por la Nave}}{\text{TCV Recibido en el Terminal}}$$

➤ **Remanente a Bordo (Remaining on board: ROB)**

Todo el material en los tanques de carga de la nave y ductos asociados después de la descarga, excluido el vapor. El ROB puede incluir cualquier combinación de agua, petróleo, residuos de petróleo, emulsión agua/petróleo y material sólido.

➤ **Repetibilidad (Precisión)**

Representa el rango de valores que pueden ser obtenidos por un instrumento cuando se repiten las mismas mediciones en diferentes ocasiones, pero usando el mismo procedimiento. La repetibilidad no es lo mismo que la incertidumbre, ya que es posible que un instrumento sea muy preciso sin estar dentro del valor real.

➤ **Reproducibilidad**

Es una medida del grado de concordancia entre los resultados de análisis de la misma variable, utilizando el mismo método y sobre el mismo material de prueba, pero realizados por operadores distintos trabajando en laboratorios diferentes.

➤ **Transferencia de Nave a Nave – Alijo (Lightering)**

Una transferencia de nave a nave, supone movimiento de carga de una nave a otra(s) nave(s).

➤ **Trimado**

Asentamiento de una nave, dependiendo de la distribución de su carga y lastre. Si está hacia proa, se dice que está encabuzado y si está hacia popa, se dice que está apopado.

➤ **Volumen Bruto Observado (Gross Observed Volume: GOV)**

Volumen Total Observado (TOV), menos el Agua Libre

➤ **Volumen Bruto Estándar (Gross Standar Volumen: GSV)**

Volumen Bruto Observado (GOV), multiplicado por el Factor de Corrección de Volumen (VCF). Este puede ser, o bien el volumen dentro de un tanque, o la diferencia entre volúmenes antes y después de una transferencia.

➤ **Volumen Bruto Estándar Descargado (GSV Descargado)**

GSV antes de descargar (al arribo), menos el volumen Bruto Estándar (GSV) en el ROB.

➤ **Volumen Bruto Estándar Cargado (GSV Cargado)**

GSV después de cargar (al zarpe), menos GSV en el OBQ.

➤ **Viaje Multicarga (Multi-Cargo Voyage)**

Un movimiento con carga múltiple supone el traslado de más de un tipo de carga hacia el puerto de descarga.

➤ **Viaje Multipuerto (Multi-Port Voyage)**

Un movimiento Multipuerto supone el uso de más de un puerto de carga o descarga.

➤ **Volumen Neto Estándar (Net Standar Volume: NSV)**

Volumen Bruto Estándar, menos agua y sedimentos (S+W).

➤ **Volumen Neto Estándar Descargado (NSV Descargado)**

Volumen Bruto Estándar descargado menos (S+W).

➤ **Volumen Neto Estándar Cargado (NSV Cargado)**

Volumen Bruto Estándar cargado menos (S+W).

➤ **Tabla de calibración**

Tabla que muestra la capacidad volumétrica de un tanque para distintos niveles de líquido medidos desde la placa de referencia/fondo del tanque o desde el Punto de Referencia.

➤ **Sedimento**

Material sólido (no hidrocarburo) que se encuentra dentro del petróleo, pero no en solución.

➤ **Sonda/Altura de Líquido**

Es el nivel de líquido de un tanque medido desde el fondo del tanque o placa de referencia hasta la superficie del líquido.

➤ **Vacío o Ullage**

Es la distancia entre la superficie del líquido en un tanque y el punto de referencia situado en la escotilla del mismo.

➤ **Viaje simple**

Movimiento de carga simple entre un puerto de carga y uno de descarga.

➤ **“Slops”**

Material recolectado tras operaciones tales como barrido (stripping), lavado de tanques o separación de lastre sucio. Puede incluir petróleo, agua libre, sedimento y agua en suspensión, y generalmente se lleva en un tanque o tanques destinados específicamente a ese fin.

➤ **TCV Teóricamente Entregado de Tierra**

TCV cargado (TRV), dividido por el VEF de carga.

➤ **TCV Teóricamente Recibido en Tierra**

TCV descargado (TDV), dividido por el VEF de descarga.

➤ **Volumen Total Calculado (Total Calculated Volume: TCV)**

Volumen Bruto Estándar (GSV) más Agua Libre.

- **Volumen Total Entregado (Total Delivered Volume: TDV)**  
Volumen total Calculado (TCV) a bordo antes de la descarga, menos TCV del ROB.
- **TCV Descargado**  
(Véase TDV)
- **Volumen Total Medido**  
Volumen de petróleo incluyendo al agua y sedimento medido a la temperatura observada del petróleo y presión ambiental, incluyendo además el volumen de petróleo desplazado por el techo flotante (si corresponde).
- **Volumen Total Recibido (Total Received Volume: TRV)**  
Volumen Total Calculado a bordo (TCV) después de cargar, menos el Volumen Total Calculado (TCV) del OBQ.
- **TCV Cargado**  
(Véase TRV)
- **Volumen total Observado (Total Observed Volume: TOV)**  
Volumen de petróleo que incluye totales de agua y sedimento, medido a la temperatura observada del petróleo y a presión ambiental.
- **Zona Crítica**  
En un tanque de techo o sábana flotante, es la distancia entre el punto donde los soportes del techo descansan completamente sobre el fondo del tanque y el punto donde el techo flota libremente.

### **12.3 Normas**

Las Normas que aparecen a continuación son la referencia y complemento de la información presentada en este trabajo.

#### **- Vocabulario**

MPMS API. Cap. 1

#### **- Medición de Tanques**

MPMS API Cap. 3.1 (Manual)

IP Parte III (Manual)

IP Parte IV (Automático)

ASTM D1085

#### **- Calibración de Medidores**

MPMS API Cap. 4

IP Parte X

#### **- Medición Dinámica (Metering)**

MPMS API Cap. 5

IP Parte XV

#### **- Temperatura**

MPMS API Cap. 7.1 (Mercurio)

MPMS API Cap. 7.3 (Electrónico)

IP Parte IV

#### **- Muestreo**

MPMS API Cap. 8.1 (Manual)

MPMS API Cap. 8.2 (Automático)

IP Parte IV – Sección 1 (Manual)

IP Parte IV – Sección 2 (Automático)

ISO 3170 (Manual)

ISO 3171 (Automático)

ASTM D 4057 (Manual)

**- Determinación de Densidad / Gravedad API**

MPMS API Cap. 9.1

IP Parte VII

ASTM D 1298

**- Agua y Sedimentos (S+W)**

MPMS API Cap. 10

ASTM D 4007 / ASTM D 96 (Método de Centrifugación - Crudos)

ASTM D 4006 (Agua por Destilación)

ASTM D 473 (Sedimentos por Extracción)

**- Factor de Corrección de Volumen**

MPMS API Cap. 11.1

IP 200

ISO 91.1

**- Cálculo de Cantidades**

MPMS API Cap. 12

IP Parte I

**- Pautas para la Inspección de Cargas Marítimas y VEF**

MPMS API Cap. 17.1

IP Parte XVI

**- Mediciones de Carga a Bordo de Buques Tanque**

MPMS API Cap. 17.2

**- Identificación del Origen del Agua Libre**

MPMS API Cap. 17.3

**- OBQ/ROB**

MPMS API Cap. 17.4

**- Reconciliación de Carga**

MPMS API Cap. 17.5

**- Pautas para Contabilizar el Llenado de Líneas entre Naves y Tanques de Tierra**

MPMS API Cap. 17.6

**- Contracción Volumétrica**

MPMS API Cap. 12.3

**- Pérdidas por Evaporación**

MPMS API Cap. 19





### 12.4.3 Carta de presentación a la nominación de carga (1 de 3)

Your Reference : TBA

Report Number : ITSNG/WA/046/2011

Date : 25-oct-2011

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil
<b>LOADED</b>	Destination : La Pampilla, Peru

In accordance with instructions received, we attended the above vessel and have the pleasure in enclosing herewith our report pertaining to the loading.

In order to provide a more immediate reference on this shipment, the following points are highlighted :

The vessel performed a CONCURRENT LOAD/DEBALLAST operation without any apparent problems

As per instructions received, vessel requested to load	<b>997,500 Bbls</b>
Terminal nominated quantity was	<b>950,000 Bbls</b>

#### **A SHORE STOP was agreed**

##### Terminal Procedures

Inspectors are not allowed to check shore line / valve settings.  
 Inspectors are allowed to witness all shore tank gaugings.  
 Inspectors are not allowed to witness shore tank water draining.  
 Access to terminal water draw records is not always permitted.  
 Access to terminal calibration records is not permitted.  
 Inspectors are allowed to witness shore tank sampling.  
 Inspectors are allowed to witness laboratory analysis.  
 Terminal equipment is used for gauging and temperature measurement.

Should you have any query, or require any additional information, please contact Mr R. Greany at our West Thurrock office (telephone number 01708 680226).

### 12.4.3 Carta de presentación a la nominación de carga (2 de 3)

	<u>US Barrels @ 60°F</u>		
Total Bill of Lading		950140	
Ships figure		949323	
Ships figure after VEF	0.9995	949798	
Ships adjusted figure less than shore by :-		<b>-342</b>	or <b>-0.036 %</b>

The validity of the VEF WAS SATISFACTORY.

The cargoes were Crude Oil loadings during the previous 16 months.

VEF applied on ship figures was based on 18 qualifying voyages.

Averaged temperature of cargo after loading :                      95.8 °F                      35.4 °C

The Bill of Lading water content (D4006) was                      0.100 % which gave a Bill of Lading Nett  
US Barrels @ 60 °F of :                      949190

The water content of ships composite (D4006)                      0.050 % and free water found after loading was  
668 US Barrels. Nett ships figures                      948655 US Barrels @ 60°F (VEF not applied).

#### Water Comparison

	<u>US Barrels @ 60°F</u>
Gross minus nett (Bill of Lading)	950
Total minus nett (Received Vessel figures - after VEF)	1143

(Vessel nett figure based on free water increase and water content on ships composite sample).

End of Sea Passage	17-oct-11	06:30
Notice of Readiness, Tendered	17-oct-11	08:00
Notice of Readiness, Received	17-oct-11	14:00
All fast	19-oct-11	09:48
Commence Load	19-oct-11	18:36
Complete Load	21-oct-11	03:30
Vessel Left Berth	21-oct-11	04:18

**12.4.3 Carta de presentación a la nominación de carga (3 de 3)**

From 0800/17 to 0948/19, Vessel awaiting berthing instruction

From 1048/19 to 1836/19, Vessel awaiting shore readiness to start loading

From 1954/20 to 2018/20, Vessel suspended loading due to pump failure

From 0418/21 to 1030/21, Vessel awaitng cargo documents

-	-	- - -	-	-	-
-	-	- - -	-	-	-
Time taken for load		32	Hours	30	Minutes
Time taken for deballasting		20	Hours	24	Minutes
Total time alongside		42	Hours	30	Minutes

Letters of Protest issued to the Terminal regarding :

- 1) Ship and Bill of Lading figures differences
- 2) Free water found in cargo tanks after loading
- 3) Slow loading rate
- 4) Delays

Letters of Protest issued to the Master of

Godavari Spirit

regarding

- 1) Ship and Bill of Lading figures differences
- 2) Free water found in cargo tanks after loading

Should you have any query in respect of subject shipment, please contact Mr R. Greany at our West Thurrock office (telephone number 01708 680226).

## 12.4.4 Resumen del reporte de inspección (1 de 2)

### INSPECTION REPORT SUMMARY

VESSEL : Godavari Spirit	DATE : 21-oct-11
LOCATION : EA Terminal	PRODUCT : EA Blend Crude Oil

Voyage Number advised as : T004.016

I.C.B. Inspectors in attendance : P. Uchendu (Ship) S. Ese (Shore)

#### BILL OF LADING (as determined by the installation):

Parcel Code	E. 280517					
Date	21-oct-11					
	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>
US Barrels @ 60°F	950,140	949,190				
Long Tons	127,604	127,456				
Metric Tons (in air)	129,652	129,502				

Parcel Code						
Date						
	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>
US Barrels @ 60°F						
Long Tons						
Metric Tons (in air)						

The above parcels formed a total quantity of :

	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>
US Barrels @ 60°F	950,140	949,190
Long Tons	127,604	127,456
Metric Tons (in air)	129,652	129,502

Shore Based Quantity(as calculated by ourselves)

	<u>GROSS</u>	<u>NETT</u>
Cu Mtrs @ 15°C	150,983.633	150,832.671
US Barrels @ 60°F	950,140	949,190
Long Tons	127,604	127,456
Metric Tons (in air)	129,652	129,502

#### Caleb Brett Vessel Figure/Bill of Lading Comparison

	<u>US BARRELS @ 60°F</u>
Vessel total volume received (TCV after minus OBQ)	949323
Vessel Experience Factor (divisor)	0.99950
Vessel adjusted volume received	949798
Total Bill of Lading (TCV)	950140
Difference (Vessel adjusted figure lower)	-342
Percentage difference	-0.036

## 12.4.4 Resumen del reporte de inspección (2 de 2)

### INSPECTION REPORT SUMMARY

VESSEL : Godavari Spirit	DATE : 21-oct-11
LOCATION : EA Terminal	PRODUCT : EA Blend Crude Oil

#### FREE WATER ON THE VESSEL - US Barrels

	<u>CARGO TANKS</u>	<u>SLOP TANKS</u>	<u>TOTAL</u>
On board before loading	0	0	0
On board after loading	659	9	668
Difference	659	9	668

#### ON BOARD QUANTITY (OBQ) BEFORE LOADING - US Barrels

	<u>CARGO TANKS</u>	<u>SLOP TANKS</u>	<u>TOTAL</u>
Liquid Oil	310	0	310
Non - Liquid Oil	0	0	0
Free Water	0	0	0
Total	310	0	310

#### TEMPERATURE COMPARISON

	<u>°C</u>	<u>°F</u>
Average shore temperature (before loading)	36.1	97.0
Average shore temperature (after loading)	36.1	97.0
Average Vessel's tanks temperature (after loading)	35.4	95.8

## 12.4.5 Estado de Hechos de la carga

## TIME LOG OF LOADING

Vessel : Godavari Spirit	Product : EA Blend Crude Oil
Location : EA Terminal	

Date	Time	
17-oct-11	06:30	End of Sea Passage
		Vessel Anchored
17-oct-11	08:00	Notice of readiness tendered.
		Anchor Aweigh
18-oct-11	09:18	Pilot on board.
19-oct-11	09:36	First rope
19-oct-11	09:48	Vessel all fast.
17-oct-11	14:00	Notice of readiness received by Terminal Representative
19-oct-11	09:48	Commenced measuring vessel's tanks
19-oct-11	10:24	Completed measuring vessel's tanks.
19-oct-11	10:48	Shore/ship pipeline connections completed ( 1 x 16 inch)
19-oct-11	18:36	Commenced Loading.
19-oct-11	19:18	Commenced discharge of segregated ballast.
		Commenced discharge of clean ballast
		Completed discharge of clean ballast.
21-oct-11	15:42	Completed discharge of segregated ballast.
21-oct-11	03:30	Completed Loading.
21-oct-11	03:30	Commence measuring vessel's tanks
21-oct-11	05:18	Completed measuring vessels tanks
21-oct-11	01:00	Completed sampling vessels tanks.
21-oct-11	04:06	Shore/ship cargo pipeline disconnections completed.
21-oct-11	04:18	Last rope released.
		Vessel difting
21-oct-11	10:30	Cargo documents on board.
21-oct-11	13:00	Vessel Sailed
15-nov-11	PM	Vessel's ETA at : La Pampilla, Peru

Time taken to load : 32 Hours 30 Minutes

Date	From	To	
17-19 Oct	08:00	09:48	Vessel awaiting berthing instruction
19-oct	10:48	18:36	Vessel awaiting terminal readiness to start loading
20-oct	19:54	20:18	Vessel suspended loading at terminal request
21-oct	04:18	10:30	Vessel awaiting cargo documents

### REPORT OF SHORE BASED QUANTITY

REPORT NUMBER : ITSNG/WA/046/2011

VESSEL : Godavari Spirit	DATE : 21-oct-11
LOCATION: EA Terminal	PRODUCT: EA Blend Crude Oil

AVERAGE API AT 60°F	Wet: 33.00	Dry: 33.02
AVERAGE WATER CONTENT % Vol:	0.100	
ORIGIN OF TEST RESULTS	Terminal Laboratory and witnessed by ICB Inspector	

METER IDENTIFICATION	OPERATION	METER READING (Bbls)	GROSS OBSERVED VOLUME (Bbls)	METER FACTOR	A.P.I. at 60°F	TEMP (°F)	VCF TABLE CTL X CPL	GROSS STANDARD VOLUME (Bbls)	WCF TABLE 11	GROSS LONG TONS	WATER VOL %	WATER (Bbls)	NETT STANDARD VOLUME (Bbls)	WATER LONG TONS	NETT LONG TONS
FE-101	CLOSING	11841932													
	OPENING	11514111													
	DIFFERENCE	327821	327821	1.0000	33.0	97.0	0.9828	322182	0.13430	43269	0.100	322	321860	50	43219
FE-102	CLOSING	19228265													
	OPENING	18899704													
	DIFFERENCE	328561	328561	1.0000	33.0	96.8	0.9828	322910	0.13430	43367	0.100	323	322587	50	43317
FE-103	CLOSING	11947739													
	OPENING	11637352													
	DIFFERENCE	310387	310387	1.0000	33.0	97.1	0.9828	305048	0.13430	40968	0.100	305	304743	48	40920
	CLOSING														
	OPENING														
	DIFFERENCE														
	CLOSING														
	OPENING														
	DIFFERENCE														
<b>TOTALS</b>			<b>966769</b>					<b>960140</b>		<b>127604</b>		<b>950</b>	<b>949190</b>	<b>148</b>	<b>127456</b>

Parcel Ref	E. 280517		Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net	Total Gross	Total Net
	Gross	Net										
US Bbls @ 60°F	950,140	949,190									950,140	949,190
Long Tons	127,604	127,456									127,604	127,456
Metric Tons (In Alr)	129,652	129,502									129,652	129,502

12.4.6 Reporte de cantidades basado en figuras de tierra







## 12.4.10 Reporte de calidad de la muestra de línea

### REPORT OF TEST RESULTS

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

Sample of: EA Blend Crude Oil  
 Testing Performed By: Terminal Chemist  
 Testing Witnessed By: Intertek Caleb Brett Inspector  
 Testing Performed on: 21-oct-11

SAMPLE SOURCE	DATE	DRAWN BY	TEST	METHOD	RESULT
In Line Sample	21-oct-11	Auto sampler	A.P.I.	ASTM D-1298	34.5 @ 80°F
			Water Content	ASTM D-4006	0.100 %
			Salt Content	ASTM D-3032	
			Pour Point	ASTM D-95	
			A.P.I.	ASTM D-1298	
			Water Content	ASTM D-4006	
			Salt Content	ASTM D-3032	
			Pour Point	ASTM D-95	
			A.P.I.	ASTM D-1298	
			Water Content	ASTM D-4006	
			Salt Content	ASTM D-3032	
			Pour Point	ASTM D-95	
			A.P.I.	ASTM D-1298	
			Water Content	ASTM D-4006	
			Salt Content	ASTM D-3032	
			Pour Point	ASTM D-95	
			A.P.I.	ASTM D-1298	
			Water Content	ASTM D-4006	
			Salt Content	ASTM D-3032	
			Pour Point	ASTM D-95	
			A.P.I.	ASTM D-1298	
			Water Content	ASTM D-4006	
			Salt Content	ASTM D-3032	
			Pour Point	ASTM D-95	

ICB INSPECTOR: S. Ese

When testing is witnessed by ICB Inspectors, our responsibility is solely to ensure that the testing is conducted to standard test methods in accordance with industry accepted practices.

ITS does not assume liability for inaccuracies, instrumentation or measuring devices, the calibration of same and their working order.

Reprints and certificates are accepted as prepared.

The terms and conditions of business of ITS will apply.

Any terms or conditions of the customer shall not apply except as accepted in writing by us.

## 12.4.11 Reporte de calidad de la muestra compositiva de la nave

### REPORT OF TEST RESULTS

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

Sample of : EA Blend Crude Oil  
 Sample Drawn by : Intertek Tcaleb Brett Inspector On the : 21-oct-11  
 Sample Description : Ship's composite after loading (S/No. 238574) and Auto (S/No. 238233)  
 Testing by: Intertek Caleb Brett Chemist  
 Tested on : 24-oct-11

TEST	UNIT	METHOD	RESULT	
			Ship Composite	Custody Sample
Wet Density at 15°C	kg/l	ASTM D1298	0.8604	0.8604
API at 60°F		ASTM Table 51	32.87	32.87
Water Content	% Vol	ASTM D4006	0.050	0.100
Pour Point	° C	ASTM D5853	0	0
Sediment	% Vol	ASTM D473	Less than 0.01	Less than 0.01
Sulphur	% WT	ASTM D4294	0.084	0.084

ICB CHEMIST : J. Orok

When testing is requested by ITS clients, our responsibility is solely to ensure that the testing is conducted to standard test methods in accordance with industry accepted practices.

ITS clients are not responsible for accuracy, instrumentation or measuring devices, the calibration of same and their working order.

Requests and samples are retained as per agreed.

The terms and conditions of business of ITS will apply.

Any terms or conditions of the customer shall not apply except as accepted in writing by us.





## 12.4.14 Reporte de slops

## REPORT OF SLOPS

Vessel : Godavari Spirit		Date : 21-oct-11	
Location : EA Terminal		Product : EA Blend Crude Oil	
Draft (Mtrs.) :	For'd : 6.40	Aft : 9.40	List :

Vessel's Tanks	Slop Port	Slop Stbd		
Date of measurement	19-oct-11	19-oct-11		
Time of measurement (Hours)	09:48	10:24		
Draft of vessel, For'd (Mtrs)	6.40	6.40		
Draft of vessel, Aft (Mtrs)	9.40	9.40		
List of vessel (Degs)	0	0		
Advised Contents				
Ullage (Mtrs)				
Corrected Ullage (Mtrs)				
Total Observed Volume				
Free Water Ullage (Mtrs)				
Corrected Free Water Ullage (Mtrs)				
Free Water Volume				
Gross Observed Volume				
Observed Temp				
API at 60°F				
VCF Table 6A				
Gross Standard Volume				
WCF Table 13				
Gross Metric Tons in Air				
Total Calculated Volume				
Samples Drawn - Oil Layer				
Samples Drawn - Water Layer				

**REMARKS :** NONE CARRIED THIS VOYAGE

Slop wing tanks were nominated for cargo at EA Terminal







## 12.4.18 Información sobre la nave (1 de 5)

## REMARKS REGARDING VESSEL

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

**1) SEA/ OVERBOARD VALVES**

Checked by our Inspector before cargo operations at 18:30 hours on the 19-Oct-11  
The seals were found to be intact

Before Cargo Operations :-

Valve	Seal No.
Port	238567
Stbd	N/A
Overbd	238568

Aforementioned seals checked by our Inspector after cargo operations at 03:36 hours  
on 21-Oct-11 and found to be intact.

**2) INERT GAS**

In operation.  
Not released for inspection. Released for final inspection.  
Vapour locks fitted.

**3) METHOD OF GAUGING VESSEL****3.1) BEFORE**

Manual soundings using Standard Sounding Steel Tape and Kolor Kut Water Paste .

**3.3) FINAL GAUGING**

Manual Ullages using UTI Gauge Tape Serial No. G11030

**3.4) FREE WATER GAUGING**

UTI gauge Tape & Kolor Kut Water Paste

**3.5) TEMPERATURE MEASUREMENT (according to ASTM D1086/IP 2543)**

Average of multi level determinations using UTI Thermoprobe

## 12.4.18 Información sobre la nave (2 de 5)

## REMARKS REGARDING VESSEL

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

## 4) CALIBRATION TABLES

4.1) DATED :-	3rd March, 2004
4.2) COMPILED BY :-	Hyundai Heavy Industries Co. Ltd Ulsan Shipyard, South Korea
For Vessel :-	Godavari Spirit
4.3) STAMPED BY :-	Hyundai Heavy Industries Co. Ltd Ulsan Shipyard, South Korea
4.4) REMARKS :-	Corrections available for trim and list

## 5) TOTAL HEIGHT OF VESSELS TANKS (IN METRES)

(\* indicates segregated ballast tank)

TANK	PORT		CENTRE		STARBOARD	
	AS GAUGED	AS LISTED	AS GAUGED	AS LISTED	AS GAUGED	AS LISTED
1	21.850	21.848			21.840	21.836
2	21.840	21.840			21.840	21.839
3	21.840	21.843			21.840	21.843
4	21.840	21.843			21.840	21.843
5	21.850	21.846			21.840	21.844
6	21.900	21.890			21.900	21.897
Slp	22.250	22.254			22.260	22.258
	Segregated ballast tanks					
F.Pk			24.800	24.800		
1	25.700	25.700			25.700	25.700
2	24.700	24.700			24.600	24.600
3	24.900	24.900			24.900	24.900
4	24.800	24.800			24.800	24.800
5	24.900	24.900			24.900	24.900
6	24.900	24.900			24.000	24.000
Aft			7.300	7.300		

## 5.1) DISCREPANCIES ENCOUNTERED

TANK	SUSPECTED REASON FOR DISCREPANCY
All	None

## 12.4.18 Información sobre la nave (3 de 5)

## REMARKS REGARDING VESSEL

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

5.2) SITING OF GAUGE HATCHES/ VAPOUR LOCKSINITIAL MEASUREMENTS

TANK No	POSITION
All	Aft

FINAL MEASUREMENTS

TANK No	POSITION
All	Aft

6) WEATHER AND SEA CONDITIONS DURING GAUGING/ SAMPLING6.1) INITIAL

Wind Force :- 8.0 Knots  
 Wind Direction :- S-W  
 Air Temperature :- 29 °C  
 Light Conditions :- Day Bright  
 Skies :- Clear  
 Showers :- None  
 Type :- N/A  
 Sea Conditions :- Moderate  
 Vessel :- Rolling/Pitching Cargo:- Rolling/Pitching

6.3) FINAL

Wind Force :- 7.0 Knots  
 Wind Direction :- S-W  
 Air Temperature :- 27 °C  
 Light Conditions :- Day Bright  
 Skies :- Clear  
 Showers :- None  
 Type :- N/A  
 Sea Conditions :- Moderate Swells  
 Vessel :- Rolling/Pitching Cargo:- Rolling/Pitching

7) VESSEL'S LAST DRY DOCK

DATE :- 01-jul-05  
 LOCATION :- Cadiz, Spain

8) PREVIOUS CARGOES ON VESSEL

	PRODUCT	DATE	LOCATION	STOWAGE
Last	Nemba Crude Oil	11-ago-11	Cabinda, Angola	All Cargo tanks
Second	Kirkuk Crude Oil	24-jun-11	Ceyhan Turkey	All Cargo tanks
Third	Maya Crude Oil	29-may-11	FSO Takuntha	All Cargo tanks

## 12.4.18 Información sobre la nave (4 de 5)

## REMARKS REGARDING VESSEL

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

**9) VESSELS LAST OIL WASH**

Date :- 21-sep-11  
 Product :- Nemba Crude Oil  
 Location :- La Pampilla, Peru  
 Tanks Oil Washed :- 1w & 4w  
 Extent of Wash :- 29%

**10) OIL WASH-SUBJECT CARGO**

Tanks Oil Washed :- Not Applicable as cargo loaded at this port  
 Extent of Wash :- None

**11) VESSELS PIPELINES**

LINE DESIGNATION		DIAMETER (Mtrs.)	LENGTH (Mtrs.)	CAPACITY (CuMtrs.)	BEFORE Full/Drained/ETC	AFTER Full/Drained/ETC
Top Lines	3	0.600	Various	59.35	Drained	Drained
Drop Lines	3	0.600	Various	N/A	Drained	ETC
Bottom Lines	3	0.600	Various	116.12	Drained	Full

**12) VESSELS PUMPS**(details as advised by the vessel).

DESIGNATION	NUMBER	TYPE	DRIVE	RATE(m <sup>3</sup> /Hr)
Cargo Pump	3	Centrifugal	Steam	4000
Stripping Pump	1	Reciprocate	Steam	200
Cargo Eductor	1		Liquid	500
Ballast Pump	2	Centrifugal	Electric	2000
Ballast Eductor	1		Liquid	400

**12.4.18 Información sobre la nave (5 de 5)****REMARKS REGARDING VESSEL**

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

**13) VESSEL OPERATIONS**

The loading operation was normal, but loading rate was observed through out the loading.

Shore hoses used :- 1 x 16"  
 Initial Loading Rate :- 15,725 Bbls/hr  
 Max Loading Rate :- 37,249 Bbls/hr  
 Final Loading Rate :- 74,268 Bbls/hr  
 1st Tank Loaded :- 4w  
 Last Tank Loaded :- 4w  
 Lines Drained to tank :- 4p

Vessel discharged its clean water ballast concurrently with loading via a completely segregated system.

**14) VOID SPACE REPORT**

Location	Before Loading	After Loading
Pumproom	Satisfactory	Satisfactory
F. Cofferdam	Satisfactory	Satisfactory
A. Cofferdam	Satisfactory	Satisfactory
Void Spaces	N/A	N/A

**15) OTHER REMARKS**

ICB Inspector inspected pumproom and found to be satisfactory.

**16) VESSEL FIGURES COMPARISON**

All ullages, free water dips and temperatures recorded in conjunction with vessel's officer in attendance. I.C.B calculations performed independently from vessel's officer. No significant discrepancies existed between I.C.B and vessel cargo calculations, Ballast reports and Bunker reports.

**12.4.19 Información sobre la terminal****REMARKS REGARDING SHORESIDE**

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

**1) SHORELINES** (as advised by Terminal) :

The main shore line is 28" with a capacity of 858 bbls.

The sea hose is 1 x 16" with a capacity of 485 bbls. It is said to be in good condition.

The main shore line is pressed up and full of oil.

The last reported water flush was May-10.

Last vessel completed loading at 14:54 hrs on 06-oct-11

The last cargo into the line was:- EA Crude Oil

From shore tanks : 1w, 2w, 3w, 4w, 5w & 6w

API at 60°F : 33.20

Water % Vol : 0.20

Temperature °F : 98.7

Inspectors are not allowed to inspect valve setting.

**2) VALVE SETTINGS** (prior to and after loading)

Inspectors are not allowed to inspect valve setting

**3) BALLAST FACILITIES**

There are no ballast reception facilities.

**4) METERS** (If applicable)

Manufacturer : Faure Hermann

Meters Proved : Yes

Prover Type : Bi-Directional

Last Prover Calibration : August, 2009

**5) IN LINE SAMPLE UNIT** (If applicable)

Manufacturer : Jiskoot Auto Control Ltd.

Checked before use : Yes

## 12.4.20 Reporte de rendimiento del muestreador

## SAMPLER PERFORMANCE REPORT

Vessel : Godavari Spirit	Date : 21-oct-11
Location : EA Terminal	Product : EA Blend Crude Oil

Date	21-oct-11		
Sampler I.D. / Make	Jiskoot		
VI Gross Metered Quantity (Bbls)	966769		
V Parcel Size through ILSU (Bbls)	966769		
Q Loading Rate (BPH)	29747		
B Sampling Frequency (Barrels per Bite)	Setting	95	
	Actual	95	
N Recorded Bites (V/B)	10177		
C Calculated Sample Volume ((Nxb)/1000) Litres	10177		
A Accumulated Sample Volume Litres	10.2		
PF Performance Factor (A/C)	1.0		
S/F With / Without Failure	Without Failure		
Time ILSU started	18:36 Hrs	19-oct-11	
Time ILSU stopped	03:30 Hrs	21-oct-11	
Time Pumping Started	18:36 Hrs	19-oct-11	
Time Pumping Stopped	03:30 Hrs	21-oct-11	
X Time ILSU Operating	32 Hours 30Mins		
Y Total Loading Time	32 Hours 30Mins		
Percentage ILSU Operational X/Y	100		
Percentage Cargo Operational V/Vi	100		

Sample bite volume from the bench test = b = 1.0cc

Sampled without failure. Performance factor is within 0.9 to 1.1 range and all mechanical parts of the crude oil sampling system (Flow Meter, Controller, Sampling Valve, Counter, Etc.) functioned without mechanical breakdown.

Sampled with failure. Performance factor is outside of the 0.9 to 1.1 range or any one or more of the mechanical parts of the crude oil sampling system failed. Reasons are not available, not used or failed.

## 12.4.21 Reporte de contómetros (1 de 3)

## SHELL EA FPSO METERING

Date: 19-oct-11

Time: 20:52

No. 1

Stream on Proof	1 Meter Tag No. FE-103
Base Volume (m3)	10.2336 (Volume 1 : XS-402 - XS-404)

Trial No.	Stream Temp. (Degc.)	Stream Press. (Barg)	Prover Temp. (Degc.)	Prover Press. (Barg)	Ref. Density (Kg/Sm3)	Corr. Volume (m3)	Trial Duration (s)	Gross Folwrate (m3/hr)	Trial Pulses
1	37.53	4.60	37.47	4.33	859.3	10.0483	19.903	1851.75	878.619
2	37.53	4.77	37.48	4.33	859.3	10.0482	19.957	1846.69	878.163
3	37.52	4.63	37.47	4.33	859.3	10.0483	19.944	1847.93	878.553
4	37.50	4.63	37.47	4.33	859.3	10.0483	19.941	1848.13	878.702
5	37.50	4.60	37.46	4.32	859.3	10.0484	19.952	1847.12	878.812
6	37.52	4.70	37.48	4.31	859.4	10.0482	19.945	1847.76	878.632
7	37.52	4.60	37.48	4.32	859.4	10.0482	19.955	1846.88	878.579
8	37.51	4.69	37.47	4.32	859.4	10.0483	19.993	1843.35	878.662
9	37.55	4.60	37.50	4.32	859.3	10.0481	19.967	1845.77	878.734
10	37.55	4.63	37.50	4.32	859.3	10.0480	19.970	1845.47	878.675
Average	37.53	4.64	37.49	4.32	859.3	10.0481	19.966	1845.85	878.656

Trial No.	Stream Temp. (Degc.)	Stream Press. (Barg)	Prover Temp. (Degc.)	Prover Press. (Barg)	Ref. Density (Kg/Sm3)	Corr. Volume (m3)	Trial Duration (s)	Gross Folwrate (m3/hr)	Trial Pulses
1	0.999990	0.999099	0.981169	1.000370	1.000225	1.000120	0.981218	1.000348	85.82471
2	0.999990	0.999115	0.981166	1.000383	1.000225	1.000120	0.981211	1.000348	85.78172
3	0.999990	0.999119	0.981175	1.000372	1.000225	1.000120	0.981217	1.000348	85.81906
4	0.999989	0.999114	0.981189	1.000372	1.000225	1.000119	0.981218	1.000347	85.83487
5	0.999989	0.999094	0.981189	1.000369	1.000225	1.000119	0.981225	1.000347	85.84479
6	0.999990	0.999091	0.981172	1.000378	1.000225	1.000119	0.981211	1.000346	85.82765
7	0.999990	0.999098	0.981176	1.000370	1.000225	1.000119	0.981209	1.000347	85.82229
8	0.999990	0.999139	0.981182	1.000376	1.000225	1.000119	0.981217	1.000347	85.83083
9	0.999991	0.999095	0.981146	1.000369	1.000225	1.000119	0.981196	1.000347	85.83600
10	0.999991	0.999114	0.981147	1.000372	1.000225	1.000119	0.981188	1.000347	85.83105
Average	0.999990	0.999107	0.981165	1.000373	1.000225	1.000119	0.981204	1.000347	85.82957

Previous K-factor 85.81791  
Difference (%) 0.01358  
Repeatability (%) 0.0160

## 12.4.21 Reporte de contómetros (2 de 3)

### SHELL EA FPSO METERING

Date: 19-oct-11

Time: 21:33

No. 2

Stream on Proof	2 Meter Tag No. FE-203
Base Volume (m3)	10.2336 (Volume 1 : XS-402 - XS-404)

Trial No.	Stream Temp. (Degc.)	Stream Press. (Barg)	Prover Temp. (Degc.)	Prover Press. (Barg)	Ref. Density (Kg/Sm3)	Corr. Volume (m3)	Trial Duration (s)	Gross Folwrate (m3/hr)	Trial Pulses
1	37.61	4.45	37.67	4.24	859.3	10.0465	19.099	1929.48	891.667
2	37.62	4.43	37.68	4.24	859.3	10.0464	19.106	1928.72	891.677
3	37.63	4.46	37.69	4.23	859.3	10.0463	19.096	1929.77	891.716
4	37.65	4.42	37.71	4.23	859.3	10.0461	19.134	1925.93	891.682
5	37.63	4.39	37.71	4.23	859.3	10.0461	19.095	1929.83	891.652
Average	37.63	4.43	37.69	4.23	859.3	10.0463	19.106	1928.75	891.679

Trial No.	Stream Temp. (Degc.)	Stream Press. (Barg)	Prover Temp. (Degc.)	Prover Press. (Barg)	Ref. Density (Kg/Sm3)	Corr. Volume (m3)	Trial Duration (s)	Gross Folwrate (m3/hr)	Trial Pulses
1	0.999990	0.999013	0.981094	1.000358	1.000227	1.000117	0.981046	1.000341	87.10742
2	0.999990	0.999001	0.981093	1.000356	1.000227	1.000117	0.981040	1.000341	87.10866
3	0.999990	0.999050	0.981079	1.000359	1.000227	1.000117	0.981029	1.000340	87.11250
4	0.999991	0.998999	0.981062	1.000356	1.000227	1.000117	0.981015	1.000340	87.10868
5	0.999991	0.998984	0.981076	1.000353	1.000227	1.000117	0.981010	1.000340	87.10720
Average	0.999990	0.999009	0.981081	1.000356	1.000227	1.000117	0.981028	1.000340	87.10889

Previous K-factor 87.09224

Difference (%) 0.01912

Repeatability (%) 0.0061

## 12.4.21 Reporte de contómetros (3 de 3)

## SHELL EA FPSO METERING

Date: 19-oct-11

Time: 23:29

No. 3

Stream on Proof	3 Meter Tag No. FE-303
Base Volume (m3)	10.2336 (Volume 1: XS-402 - XS-404)

Trial No.	Stream Temp. (Degc.)	Stream Press. (Barg)	Prover Temp. (Degc.)	Prover Press. (Barg)	Ref. Density (Kg/Sm3)	Corr. Volume (m3)	Trial Duration (s)	Gross Folwrate (m3/hr)	Trial Pulses
1	37.76	4.52	37.72	4.15	860.6	10.0465	20.536	1794.62	895.380
2	37.74	4.44	37.71	4.15	860.6	10.0467	20.586	1790.20	895.291
3	37.74	4.42	37.70	4.15	860.7	10.0467	20.607	1788.38	895.339
4	37.73	4.46	37.70	4.14	860.6	10.0467	20.532	1794.89	895.279
5	37.75	4.42	37.72	4.14	860.6	10.0465	20.601	1788.93	895.363
Average	37.74	4.45	37.71	4.15	860.6	10.0466	20.572	1791.40	895.330

Trial No.	Stream Temp. (Degc.)	Stream Press. (Barg)	Prover Temp. (Degc.)	Prover Press. (Barg)	Ref. Density (Kg/Sm3)	Corr. Volume (m3)	Trial Duration (s)	Gross Folwrate (m3/hr)	Trial Pulses
1	0.999993	0.999017	0.981033	1.000362	1.000227	1.000115	0.981062	1.000332	87.46461
2	0.999993	0.998986	0.981049	1.000355	1.000227	1.000114	0.981076	1.000332	87.45554
3	0.999992	0.998976	0.981049	1.000354	1.000227	1.000115	0.981079	1.000332	87.45987
4	0.999992	0.998990	0.981052	1.000357	1.000227	1.000114	0.981077	1.000332	87.45479
5	0.999993	0.998972	0.981038	1.000354	1.000227	1.000114	0.981064	1.000332	87.46259
Average	0.999993	0.998988	0.981044	1.000356	1.000023	1.000114	0.981072	1.000332	87.45948

Previous K-factor 87.45811  
Difference (%) 0.00156

Repeatability (%) 0.0112



## 12.4.23 Inspección de bunker (Fuel oil)

**BUNKER INSPECTION (FUEL OIL)**

VESSEL : Godavari Spirit	DATE: 21-oct-11
LOCATION : EA Terminal	

AVERAGE BUNKER CONSUMPTION PER DAY, ACCORDING TO VESSEL'S OFFICER (QUANTITIES IN METRIC TONS)			
WHILE AT SEA : 80.4	WHILE IN PORT : 10.0	WHILE AT ANCHOR : 8.0	
LAST PORT OF CALL : La Pampilla Peru	TIME/DATE OF SAILING : hrs	22-sep-11	
BUNKERS ON SAILING FROM LAST PORT (AS ADVISED BY VESSEL) :		2579.3	

UPON BERTHING		TIME/DATE OF INSPECTION :	18-oct-11	12:00 hrs	TRIM CORRECTION APPLIED	Yes		
DRAFT (Mtrs.) :		For'd: 6.40	Aft: 9.40	List: NIL				
VESSEL'S TANKS	ULL Mtrs	G.O.V. CU.Mtrs	TEMP °C	DENSITY @ 15 °C	TABLE 54B	G.S.V Cu. Mtrs @ 15 °C	TABLE 56	METRIC TONS (in air)
1p	16.61	2.145	26.0	0.9803	0.9924	2.129	0.9792	2.085
1s	16.80	0.520	28.0	0.9730	0.9909	0.515	0.9719	0.501
2p	1.78	701.918	35.0	0.9730	0.9860	692.091	0.9719	672.643
2s	5.22	612.300	39.0	0.9730	0.9832	602.013	0.9719	585.096
Settling	3.85	51.250	69.0	0.9730	0.9620	49.303	0.9719	47.918
Service 1	1.25	65.689	90.0	0.9730	0.9470	62.207	0.9719	60.459
Service 2	1.70	62.777	62.0	0.9903	0.9677	60.749	0.9892	60.093
Overflow	ATG	4.800	30.0	0.9899	0.9897	4.751	0.9888	4.698
		1501.399				1473.758		1433.493

PRIOR TO SAILING		TIME/DATE OF INSPECTION :	21-oct-11	03:00 hrs	TRIM CORRECTION APPLIED	Yes		
DRAFT (Mtrs.) :		For'd: 15.00	Aft: 15.00	List: Nil				
VESSEL'S TANKS	ULL Mtrs	G.O.V. CU.Mtrs	TEMP °C	DENSITY @ 15 °C	TABLE 54B	G.S.V Cu. Mtrs @ 15 °C	TABLE 56	METRIC TONS (in air)
1p	16.61	1.965	26.0	0.9803	0.9924	1.950	0.9792	1.909
1s	16.80	0.520	28.0	0.9730	0.9909	0.515	0.9719	0.501
2p	1.78	695.430	35.0	0.9730	0.9860	685.694	0.9719	666.426
2s	5.42	581.300	39.0	0.9730	0.9832	571.534	0.9719	555.474
Settling	3.85	51.250	69.0	0.9730	0.9620	49.303	0.9719	47.918
Service 1	1.25	65.672	90.0	0.9730	0.9470	62.191	0.9719	60.443
Service 2	1.70	62.857	62.0	0.9903	0.9677	60.827	0.9892	60.170
Overflow	ATG	0.000	30.0	0.9899	0.9966	0.000	0.9888	0.000
		1458.994				1432.014		1392.841

BUNKER LOADED AT THIS PORT : No (AS ADVISED BY THE VESSEL)  
LEL READINGS : N/A

AFOREMENTIONED DENSITIES ARE AS ADVISED BY THE VESSEL.

**VEF CALCULATION FORM**

12.4.24 Factor de experiencia de la nave (VEF)

Vessel: Godavari Spirit Date: 21-oct-11		Vessel Experience Factor - Calculation Load											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Cargo	List voyages		Terminal Port	Date	BBLS/M3/MT (same units for all entries)				Vessel Load Ratio	Step 1	Step 2	Quantity Voyages	
	Voyage Number	Cargo Description			Vessel Sailing TCV	OBQ	Load TCV	B/L or TCV		Gross Error > 2%	Qual. Voy. (>0.30%) Y/N	Vessel TCV	Shore TCV
Last		Nemba Crude Oil	Cabinda, Angola	11-ago-11	950502	0	950502	950513	0.99999	N/A	Yes	950502	950513
2nd		Kirkuk Crude Oil	Ceyhan, Turk	24-jun-11	1045708	0	1045708	1046133	0.99959	N/A	Yes	1045708	1046133
3rd		Mata Crude Oil	Takun Tha	28-may-11	1023654	0	1023654	1023887	0.99977	N/A	Yes	1023654	1023887
4th		Okono Blend Crude Oil	Okono	01-may-11	896782	0	896782	899774	0.99667	N/A	No		
5th		Castilla Crude Oil	Covenas Col	30-mar-11	999668	0	999668	1000254	0.99941	N/A	Yes	999668	1000254
6th		Escravos Light Crude Oil	Escravos	26-feb-11	948533	0	948533	950296	0.99814	N/A	Yes	948533	950296
7th		Antan Crude Oil	Antan	12-dic-10	948480	0	948480	950204	0.99819	N/A	Yes	948480	950204
8th		Kirkuk Crude Oil	Ceyhan Turk	30-oct-10	951485	0	951485	952090	0.99936	N/A	Yes	951485	952090
9th		Isthmus Crude Oil	Dos Bocas	24-sep-10	1000964	0	1000964	1002389	0.99858	N/A	Yes	1000964	1002389
10th		Seharan Blend Crude Oil	Arzew, Alg	29-ago-10	1016016	0	1016016	1015757	1.00025	N/A	Yes	1016016	1015757
11th		Iran Light Crude Oil	Sidi Kerir	11-ago-10	950482	0	950482	950789	0.99970	N/A	Yes	950482	950789
12th		Maya Crude Oil	Cayo Arcas	16-jul-10	986467	0	986467	976702	1.01000	N/A	No		
13th		Ostra Crude Oil	Angra Dos Rels	16-jun-10	904368	0	904368	904567	0.99978	N/A	Yes	904368	904567
14th		Amenam Crude Oil	Odudu	23-abr-10	994142	0	994142	996925	0.99721	N/A	Yes	994142	996925
15th		Bonga Crude Oil	Bonga	18-mar-10	999081	0	999081	999513	0.99957	N/A	Yes	999081	999513
16th		CPC Blend Crude Oil	Novorossiysk	11-feb-10	1069879	0	1069879	1067909	1.00184	N/A	Yes	1069879	1067909
17th		CPC Blend Crude Oil	Novorossiysk	04-ene-10	1064460	0	1064460	1064481	0.99998	N/A	Yes	1064460	1064481
18th		Basrah Light Crude Oil	Basrah Iraq	16-nov-09	996988	0	996988	997677	0.99931	N/A	Yes	996988	997677
19th		Basrah Light Crude Oil	Basrah Iraq	28-sep-09	955110	0	955110	956776	0.99826	N/A	Yes	955110	956776
20th		Rabi Blend Crude Oil	Gamba Terminal	28-ago-09	967627	0	967627	965442	1.00226	N/A	Yes	967627	965442
<b>Totals</b>					19670396		19672058				<b>Totals:</b>	17787147	17795582
<b>Average TCV Ratio:</b>									0.99992			<b>TCV VESSEL</b>	
												<b>TCV SHORE</b>	0.99953
<b>Notes:</b> List last voyage first. Do not include load and discharge information on the same form. Cross out either "load" or "discharge" and other inapplicable title information. The average TCV ratio is the total vessel loaded TCV divided by total shore TCV.													
Qualifying Range (excluding Gross Errors)													
ICB Inspector: P. Uchendu				L		0.99692		H		1.00292		Vessel Experience Factor: 0.9995	

## 12.4.25 Características de la nave

### VESSEL'S PARTICULARS

Vessel	: Godavari Spirit	Date	: 21-oct-11
Location	: EA Terminal	Product	: EA Blend Crude Oil

Name	:	Godavari Spirit	
Flag	:	Malta	
Owners	:	Godavari Spirit Llc, Trust Company Complex	
		Ajeltake Road Ajeltake Island, Majuro Marshall Island	
Inmarsat Telephone No.	:	321547110/11	
Inmarsat Fax No.	:	330892512	
Inmarsat Telex No.	:	421548210/11	
Total Crew	:	21	
Master's Name	:	Capt. Kant Sashi	
Chief Officer's Name	:	Neeraj Kumar Fnu	
Summer Deadweight	:	159106	metric tons
Summer Draft	:	17.072	metres
Length Overall	:	274.48	metres
Length B.P.	:	264.00	metres
Extreme Breadth	:	48.00	metres
Moulded Depth	:	23.10	metres
Summer MCTC	:	N/A	metric tons
Summer TPC	:	118.3	tons
Gross Tonnage	:	81,074	tons
Net Tonnage	:	51,751	tons
98% Cargo Capacity	:	1,074,202	Bbls
100% SBT Capacity	:	54316.9	m3
Last Dry Dock	:	Cadiz Spain 2009	
Last Discharge Port	:	La Pampilla, Peru	
Last Bunkering Port	:	La Pampilla, Peru	

## 12.4.26 Carta de notificación

### ADVISORY LETTER

Vessel	: Godavari Spirit	Date	: 21-oct-11
Location	: EA Terminal	Product	: EA Blend Crude Oil

**To : Master / Chief Officer**  
**Please Note the Following:-**

**SUBJECT: Vessel's Cargo Valves**

To enable our Inspector to determine if adequate line draining has been carried out, we request on behalf of our Principals, that all tank, line and manifold valves, pertinent to this loading, remain open on completion of deballasting and/or prior to loading.

Should be unable to comply in this matter, we must advise you of our intention to issue a 'Letter of Protest', on behalf of our Principals, for any free water that may be detected on completion of loading.

**SUBJECT: Vessel's Under Inert Gas**

This is to certify that your vessel has arrived at this port with all cargo tanks under inert gas pressure, thus preventing visual inspection for possible residual materials.

1. Tank(s) inspection was conducted by manual sounding at the certified gauging points and the cargo tanks were found to be well drained, with the exception of residual material as recorded on our OBQ report.
2. It is the Master's responsibility to ensure that the vessel's tanks are adequately prepared to receive the nominated cargo.

**SUBJECT: Ballast Operations**

We have been advised that you intend to carry out ballast operations during the loading. You have assured us that there is sufficient valve separation and all precautions have been taken to ensure that no contamination or loss of cargo will occur during deballasting.

Should any contamination and/or loss of cargo occur, you will be held responsible by our Principals, who may deem it necessary to take this matter up at a later date.

**12.4.27 Carta de protesta (1 de 6)**

Our Reference :- ITSNG/WA/046/2011

Date :- 21-oct-11

<p>To :- Terminal Representative</p> <p>SPDC</p> <p>EA Terminal</p>
---

**LETTER OF PROTEST**

Vessel :- Godavari Spirit	Date :- 21-oct-11
Location :- EA Terminal	Product :- EA Blend Crude Oil

We have been appointed as Inspectors on the aforementioned shipment. On behalf of our Principals the following is brought to your attention :-

**DELAYS**

From 0800/17 to 0948/19, Vessel awaiting berthing instruction  
 From 1049/19 to 1836/19, Vessel awaiting shore readiness to start loading  
 From 1954/20 to 2018/20, Vessel suspended loading due to pump failure  
 From 0418/21 to 1030/21, Vessel awaiting cargo documents

We hereby reserve the right of our Principles to make reference to the above at a later date.

Signed on behalf of I.C.B. & printed name :- P. Uchendu

Signed for receipt by & printed name :- Marine Officer (SPDC)

Signed for receipt on behalf of :- Original Signed

**12.4.27 Carta de protesta (2 de 6)**

Date :- 21-oct-11

To :- Terminal Representative

SPDC

EA Terminal

**LETTER OF PROTEST**

Vessel :- Godavari Spirit

Date :- 21-oct-11

Location :- EA Terminal

Product :- EA Blend Crude Oil

We have been appointed as Inspectors on the aforementioned shipment. On behalf of our Principals the following is brought to your attention :-

**SLOW LOADING RATE**

We brought to your attention the fact that the vessel requested a loading rate of 75,000 Bbls per hour but your terminal could achieved 29,581 Bbls per hour.

We hereby reserve the right of our Principles to make reference to the above at a later date.

Signed on behalf of I.C.B. &amp; printed name :-

P. Uchendu

Signed for receipt by &amp; printed name :-

Marine Officer (SPDC)

Signed for receipt on behalf of :-

Original Signed

**12.4.27 Carta de protesta (3 de 6)**

Our Reference :- ITSNG/WA/046/2011

Date :- 21-oct-11

<p>To :- Master of vessel</p> <p>Godavari Spirit</p> <p>whilst at EA Terminal</p>
---

**LETTER OF PROTEST**

Vessel :- Godavari Spirit	Date :- 21-oct-11
Location :- EA Terminal	Product :- EA Blend Crude Oil

We have been appointed as Inspectors on the aforementioned shipment. On behalf of our Principals the following is brought to your attention :-

Free water gauged onboard vessel before and after loading in the cargo/slop tanks nominated for this loading :-

Before Loading	0	US Barrels
After Loading	668	US Barrels

We hereby reserve the right of our Principals to make reference to the above at a later date.

Signed on behalf of I.C.B & printed name :- P. Uchendu

Signed for receipt by & printed name :- Capt. Kant Sashi

Signed for receipt on behalf of :- Original Signed

**12.4.27 Carta de protesta (4 de 6)**

Our Reference :- ITSNG/WA/046/2011

Date :- 21-oct-11

<p>To :- Terminal Representative</p> <p>SPDC</p> <p>EA Terminal</p>
---

**LETTER OF PROTEST**

Vessel :- Godavari Spirit	Date :- 21-oct-11
Location :- EA Terminal	Product :- EA Blend Crude Oil

We have been appointed as Inspectors on the aforementioned shipment. On behalf of our Principals the following is brought to your attention :-

Free water gauged onboard vessel before and after loading in the cargo/slop tanks nominated for this loading :-

Before Loading	0	US Barrels
After Loading	668	US Barrels

We hereby reserve the right of our Principles to make reference to the above at a later date.

Signed on behalf of I.C.B. & printed name :- P. Uchendu

Signed for receipt by & printed name :- Marine Officer (SPDC)

Signed for receipt on behalf of :- Original Signed

**12.4.27 Carta de protesta (5 de 6)**

Date :- 21-oct-11

<p>To :- Master of vessel</p> <p>Godavari Spirit</p> <p>whilst at EA Terminal</p>
---

**LETTER OF PROTEST**

Vessel :- Godavari Spirit

Date :- 21-oct-11

Location :- EA Terminal

Product :- EA Blend Crude Oil

We have been appointed as Inspectors on the aforementioned shipment. On behalf of our Principals the following is brought to your attention :-

Discrepancy between Vessel's quantity (as calculated by I.C.B. at the time of inspection) and the total Bill of Lading Quantity.

Vessel figure (TCV loaded)	949323	US Barrels @ 60°F
VEF (divisor)	0.99950	
Vessel' adjusted figure	949798	US Barrels @ 60°F
Total Bill of Lading (Gross)	950140	US Barrels @ 60°F
Difference	-342	US Barrels @ 60°F
Difference	-0.036	Percentage (%)

We hereby reserve the right of our Principals to make reference to the above at a later date.

Signed on behalf of I.C.B. &amp; printed name :-

P. Uchendu

Signed for receipt by &amp; printed name :-

Capt. Kant Sashi

Signed for receipt on behalf of :-

Original Signed

**12.4.27 Carta de protesta (6 de 6)**

Date :- 21-oct-11

To :- Terminal Representative
SPDC
EA Terminal

**LETTER OF PROTEST**

Vessel :- Godavari Spirit	Date :- 21-oct-11
Location :- EA Terminal	Product :- EA Blend Crude Oil

We have been appointed as Inspectors on the aforementioned shipment. On behalf of our Principals the following is brought to your attention :-

Discrepancy between Vessel's quantity (as calculated by I.C.B. at the time of inspection) and the total Bill of Lading Quantity.

Vessel figure (TCV loaded)	949323	US Barrels @ 60oF
VEF (divisor)	0.99950	
Vessel' adjusted figure	949798	US Barrels @ 60oF
Total Bill of Lading (Gross)	950140	US Barrels @ 60oF
Difference	-342	US Barrels @ 60oF
Difference	-0.036	Percentage (%)

We hereby reserve the right of our Principles to make reference to the above at a later date.

Signed on behalf of I.C.B. & printed name :- P. Uchendu

Signed for receipt by & printed name :- Marine Officer (SPDC)

Signed for receipt on behalf of :- Original Signed

## 12.4.28 Reunión de coordinación previa a la descarga

### BEFORE DISCHARGE KEY MEETING CHECK LIST

**VESSEL** : M/T "GODAVARI SPIRIT"      **DATE** : NOVEMBER 15, 2011  
**TERMINAL** : LA PAMPILLA (Sea Buoys N° 2)      **YOUR REF** : \_\_\_\_\_  
**PORT** : CALLAO - PERU      **REF.** : \_\_\_\_\_  
**PRODUCT\*** : EA BLEND CRUDE OIL      **VOYAGE** : T004.016

As required by **API MPMS 17.1.7.1.1**, a **KEY MEETING** was held between **Cargo Inspectors, Vessel Representatives and Shore Operational Personnel**.

1. The Key Meeting was held on: \_\_\_\_\_ : November 15, 2011 from 11:18 to 11:48
2. Persons in Attendance
- A. For the **Vessel** : NEERAJ KUMAR. / Chief Officer
- B. For **Terminal Representatives** : CAMILO YAÑEZ / Loading Master
- C. For **Inspection Agency** : OSCAR ESPINOZA / Surveyor

3. Cargo Orders

Product	Client Nomination	Bill of Lading	Receivers
EA BLEND CRUDE OIL	950,000 Bbls. +/- 10%	949,190 Bbls.	949,190 Bbls.

4. According to shore personnel, the Shore Outturn will be based on Shore Figures (Quality / Quantity) as client instructions.
5. Vessel will stop discharging as agreed.
6. As per Vessel Personnel information, the nominated cargo will be discharged from the vessel's tanks listed below.

Product	Vessel Cargo Tanks
EA BLEND CRUDE OIL	1, 2, 3, 4, 5, 6 & Stop Port / Stbd.

7. The Discharging procedures and plans indicated below were reviewed and understood by everyone concerned.

a. Communications between Vessel & Terminal and emergency stopping.	yes
b. Shore pipelines size, length, capacity & Maximum Receipt Rate	yes
c. Shore Manifold & pipelines Maximum Receipt Pressure	yes
d. Shore Tanks nominated to receive the cargo.	yes
e. Port Regulations & Safety Rules.	yes

8. The Key operational personnel were identified and their responsibilities defined

\*As designated by the Customer

## 12.4.29 Resumen de cantidades después de la descarga

**QUANTITY SUMMARY REPORT**

**VESSEL** : M.T. "GODAVARI SPIRIT" **DATE** : NOVEMBER 18, 2011  
**TERMINAL** : LA PAMPILLA (Sea Buoys Nº 2) **YOUR REF.** : \_\_\_\_\_  
**PORT** : CALLAO - PERU **REF.** : \_\_\_\_\_  
**PRODUCT\*** : EA BLEND CRUDE OIL **VOYAGE** : 165 GOLD 091

INTERTEK TESTING SERVICES PERU S.A. in accordance with instructions received from the parties involved with the product discharged from the above mentioned vessel and after completed the **Discharging Operations Supervision**; we report our findings as follows:

**I. SHORE OUTTURN FIGURES**

	VOLUMEN AT 60 FD Barrels	LONG TONS (In Air)	METRIC TONS (In Air)
GROSS	950,177.43	127,836.871	129,889.255
NET	949,607.32	127,760.169	129,811.321

**II. VESSEL COMPARISSON OF LOADING AND DISCHARGE PORTS**

VOLUME Barrels	VESSEL FIGURES AT LOAD PORT	VESSEL FIGURES AT DISCHARGE PORT	IN-TRANSIT VARIANCE	PERCENTAGE (%)
T.C.V.	948,965.00	949,142.00	177.00	0.02
GROSS	948,965.00	949,142.00	177.00	0.02
NET	948,016.04	948,192.86	176.82	0.02

**III. COMPARISSON BETWEEN BILL OF LADING & VESSEL FIGURES (LOAD PORT)**

VOLUME Barrels	TOTAL FIGURES AS PER BILL OF LADING	VESSEL FIGURES LOADED	DIFFERENCE	PERCENTAGE (%)
T.C.V.	950,140.00	948,965.00	-1,175.00	-0.12
GROSS	950,140.00	948,965.00	-1,175.00	-0.12
NET	949,190.00	948,016.04	-1,173.96	-0.12

**IV. COMPARISSON BETWEEN VESSEL & SHORE QUANTITIES (DISCHARGE PORT) WITH VEF**

VOLUME Barrels	TOTAL FIGURES DISCHARGED WITH VEF	OUTTURN FIGURES	DIFFERENCE	PERCENTAGE (%)
T.C.V.	949,616.81	950,177.43	560.62	0.06
GROSS	949,616.81	950,177.43	560.62	0.06
NET	948,667.19	949,607.32	940.13	0.10

**V. COMPARISON BETWEEN BILL OF LADING FIGURES / SHORE OUTTURN**

VOLUME Barrels	BILL OF LADING	OUTTURN FIGURES	DIFFERENCE	PERCENTAGE (%)
T.C.V.	950,140.00	950,177.43	37.43	0.00
GROSS	950,140.00	950,177.43	37.43	0.00
NET	949,190.00	949,607.32	417.32	0.04

\*As designated by the Customer

## 12.4.30 Estado de hechos en la descarga

**STATEMENT OF FACTS / TIME LOG**

VESSEL : MT "GODAVARI SPIRIT" DATE : NOVEMBER 18, 2011  
 TERMINAL : LA PAMPILLA (Sea Buoys Nº 2) YOUR REF : \_\_\_\_\_  
 PORT : CALLAO - PERU REF. : \_\_\_\_\_  
 PRODUCT\* : EA BLEND CRUDE OIL VOYAGE : T004.016

DATE	TIME	EVENT
November 14	1354	Vessel arrived to Callao port
	1618	Notice of Readiness (N.O.R.) tendered by Vessel's Master
	1618	Vessel anchored at Callao bay, Port is close
	1650	Port Authorities and Vessel Agent on board
	1700	Free pratique granted.
November 15	0506	Loading Master and Surveyor on board
	0654	Pilot on board
	0718	Anchor up
	0718 / 0810	Transit from Callao to La Pampilla (Sea Buoys Nº 2)
	0842 / 1112	Mooring manouvres to LA PAMPILLA (Sea Buoys Nº 2)
	1112	Notice of Readiness (N.O.R.) accepted by Terminal Representative
	1118 / 1148	Key Meeting effected
	1124 / 1324	Cargo hoses (2 x 16") lifting up to deck and connection to ship's port manifold Nº 1 and Nº 3
	1148 / 1306	Before discharge taking ullages, water cuts & temperatures of ship's cargo tanks
	1340 / 1410	Filling shore line
	1342	Cargo calculations completed
	1348 / 1512	Sampling Cargo tanks
	1518	Commenced discharge of EA BLEND Crude Oil (Pressure 4.0 Kg/cm <sup>2</sup> by shore request) (line displacement with 30.0 MB aprox.)
1700	Terminal supervisor inform won't consider line displacement and stopped discharge for vessel & shore figures comparison due Refinery receiving cargo into two shore tanks	
November 17	0718	Stopped discharge by shore request
	0918 / 1400	Crude Oil Washing performed by vessel
	0936	Resume discharge of EA BLEND Crude Oil (Manifold Pressure 4 Kg/cm <sup>2</sup> by shore request)
	1236	Stopped discharge for internal stripping of cargo tanks and lines
	1500	Resume discharge of EA BLEND Crude Oil
	1636	Completed discharge of EA BLEND Crude Oil. Ship stop.
	1636 / 1710	Filling shore line
	1642 / 1712	After discharge cargo tanks inspection.
	1718	Cargo calculations completed. R.O.B=0.0 Bbls.
	1730	Commenced cargo hoses disconnection from ship's manifold
1830	Refinery report quantities received (preliminary)	
1930	Surveyor documents signed.	
2030	Cargo hoses disconnected from ship's manifold and dropped to sea	
2036 / 2212	Unmooring manouvres from La Pampilla (Sea Buoys Nº 2).	
2218	Vessel departure from La Pampilla Terminal.	

\*As designated by the Customer

## 12.4.31 Factor de experiencia de la nave en la descarga

**VESSEL EXPERIENCE FACTOR**  
**LOADING SEQUENTIAL VOYAGE LOG AND CALCULATION**

**VESSEL** : M/T "GODAVARI SPIRIT"      **DATE** : NOVEMBER 15, 2011  
**TERMINAL** : LA PAMPILLA (Sea Buoys Nº 2)      **YOUR REF.** : \_\_\_\_\_  
**PORT** : CALLAO - PERU      **REF.** : \_\_\_\_\_  
**PRODUCT \*** : EA BLEND CRUDE OIL      **VOYAGE** : T004.016

VOYAGE NUMBER	CARGO DESCRIPTION	LOADING PORT	DATE M/D/Y	BARRELS		AVG. RATIO VESSEL TCV/ SHORE TCV	GE >2?	QUAL VOY.? (Y/N)	QUALIFYING INFORMATION	
				VESSEL (TCV)	SHORE (TCV)				VESSEL (TVC)	SHORE (TVC)
Last	Nemba C.O.	Cabinda	08.11.11	950,502	950,513	0.99999	Y	Y	950,502	950,513
2nd	Kirkuk C.O.	Ceyhan	06.24.11	1,045,708	1,046,133	0.99959	Y	Y	1,045,708	1,046,133
3rd	Mata C.O.	Takun Tha	05.28.11	1,023,654	1,023,887	0.99977	Y	Y	1,023,654	1,023,887
4th	Okano Blend C.O.	Okono	05.01.11	896,782	899,774	0.99667	Y	N		
5th	Castilla C.O.	Coverñas	03.30.11	999,668	1,000,254	0.99941	Y	Y	999,668	1,000,254
6th	Escravos Light C.O.	Escravos	02.26.11	948,553	950,296	0.99817	Y	Y	948,553	950,296
7th	Antan C.O.	Antan	12.12.10	948,480	950,204	0.99819	Y	Y	948,480	950,204
8th	Kirkuk C.O.	Ceyhan	10.30.10	951,485	952,090	0.99936	Y	Y	951,485	952,090
9th	Isthmus C.O.	Das Bocas	09.24.10	1,000,964	1,002,389	0.99858	Y	Y	1,000,964	1,002,389
10th	Saharan Blend C.O.	Arzew, Alg	08.29.10	1,016,016	1,015,757	1.00025	Y	Y	1,016,016	1,015,757
11th	Iran Light C.O.	Sidi Kerir	08.11.10	950,482	950,769	0.99970	Y	Y	950,482	950,769
12th	Maya C.O.	Cayo Arcas	07.16.10	986,467	976,702	1.01000	Y	N		
13th	Ostra C.O.	Angra Dos Reis	06.16.10	904,368	904,567	0.99978	Y	Y	904,368	904,567
14th	Amenan C.O.	Odudu	04.23.10	994,142	996,925	0.99721	Y	Y	994,142	996,925
15th	Bonga C.O.	Bonga	03.18.10	999,081	999,513	0.99957	Y	Y	999,081	999,513
16th	CPC Blend C.O.	Novorossiysk	02.11.10	1,069,879	1,067,909	1.00184	Y	Y	1,069,879	1,067,909
17th	CPC Blend C.O.	Novorossiysk	01.04.10	1,064,460	1,064,481	0.99998	Y	Y	1,064,460	1,064,481
18th	Basrah Light C.O.	Basrah, Iraq	11.16.09	996,988	997,677	0.99931	Y	Y	996,988	997,677
19th	Basrah Light C.O.	Basrah, Iraq	09.28.09	955,110	956,776	0.99826	Y	Y	955,110	956,776
20th	Rabi Blend	Gamba Terminal	08.28.09	967,627	965,442	1.00226	Y	Y	967,627	965,442
<b>TOTALS</b>				<b>19,670,416.0</b>	<b>19,672,058.0</b>	<b>0.99992</b>			<b>17,787,167</b>	<b>17,795,582</b>

## Notes :

- List last voyage first.
- Use either Barrels or Cubic Meters; do not mix.
- Cross out either "load" or "discharge" and other inapplicable title information.
- The Average TCV ratio is equal to Total Vessel TCV divided by Total Shore TCV.
- Do not include both load and discharge information on the same sequential voyage log.
- This form should be prepared using data taken from the Voyage Analysis Report form, if available.
- V.E.F. Excluding voyages exceeding +/-2% and +/- 0.003% average Ship/Shore Ratio difference
- If less than five qualifying voyages remain, a valid VEF cannot be calculated. Considered VEF = 1.0000

QUALIFYING RANGE		
0.99692	<	V.E.F. <
		1.00292

<b>Vessel Experience Factor =</b>	<b>0.9995</b>
-----------------------------------	---------------

(4 decimal places)





## 12.4.34 Reporte de cantidades de tanques en tierra

**SHORE TANK QUANTITY REPORT**  
**DISCHARGING**

VESSEL : M.T. "GODAVARI SPIRIT" DATE : NOVEMBER 15 to 17, 2011  
 TERMINAL : LA PAMPILLA (Sea Buoys Nº 2) YOUR REF. : \_\_\_\_\_  
 PORT : CALLAO - PERU ITS REF. : \_\_\_\_\_  
 PRODUCT\*: EA BLEND CRUDE OIL VOYAGE : 165 GOLD 091

SHORE TANK Nº	API at 60FD	TEMP. TANK FD	TEMP. AMBIENT FD	GAUGE fl.in.1/8	T.O.V. Barrels	FREE WATER		SHELL FACTOR	G.O.V. Barrels	ROOF CORR.	V.C.F. Table 6A	G.S.V. at 60 FD Barrels	S.&W. Volume Barrels	N.S.V. at 60 FD Barrels
						GAUGE fl.in.1/8	VOLUME Barrels							
1H	o	38.7	70.2	57.08.3	10,071.52	N/F		1.00000	10,071.52	0.00	0.99495	10,020.66		
	c	32.5	75.1	8.06.1	128,278.97	N/F		1.00000	128,278.97	0.00	0.99305	127,387.43		
Difference					118,207.45				118,207.45			117,366.77		
1L	o	37.2	70.9	47.05.5	20,701.57	N/F		1.00000	20,701.57	0.00	0.99470	20,591.85		
	c	33.3	74.6	12.01.1	132,267.46	N/F		1.00000	132,267.46	0.00	0.99322	131,370.69		
Difference					111,565.89				111,565.89			110,778.84		
1P	o	31.6	70.4	14.10.0	122,671.97	N/F		1.00000	122,671.97	-39.95	0.99527	122,051.97		
	c	31.5	71.2	11.02.3	134,128.36	N/F		1.00000	134,128.36	-39.41	0.99491	133,406.44		
Difference					11,456.39				11,456.39			11,354.47		
1Q	o	38.2	71.0	64.11.7	15,385.11	N/F		1.00000	15,385.11	-87.46	0.99458	15,214.75		
	c	32.8	74.6	11.05.5	238,362.57	N/F		1.00000	238,362.57	-55.20	0.99326	236,701.18		
Difference					222,977.46				222,977.46			221,486.43		
1R	o	39.6	76.7	66.10.3	8,278.28	N/F		1.00000	8,278.28	-99.23	0.99163	8,110.59		
	c	33.0	76.4	12.03.4	235,552.26	N/F		1.00000	235,552.26	-57.69	0.99241	233,707.18		
Difference					227,273.98				227,273.98			225,596.59		
1S	o	32.5	70.9	65.00.1	15,572.41	N/F		1.00000	15,572.41	-51.48	0.99499	15,443.17		
	c	32.9	76.2	12.06.1	234,303.48	N/F		1.00000	234,303.48	-56.44	0.99251	232,492.53		
Difference					218,731.07				218,731.07			217,049.36		
1T	o	37.1	69.1	62.06.6	12,552.03	N/F		1.00000	12,552.03	-25.12	0.99558	12,471.51		
	c	33.3	75.3	48.01.2	61,765.32	N/F		1.00000	61,765.32	-19.80	0.99289	61,306.51		
Difference					49,213.29				49,213.29			48,834.97		
FREE WATER WAS FOUND ON BOARD														
													-2,290.00	
Difference														-2,290.00
Difference														
Difference														
Difference														
TOTALS		73.6			959,425.53		0.00		859,425.53			950,177.43	570.11	949,607.32

	GROSS	NET
Barrels at 60 FD	950,177.43	949,607.32
Gallons at 60 FD	39,907,452.06	39,883,507.44
Cubic Meters at 15 FD	151,002.197	150,911.595
LONG TONS (In Air)	127,836.871	127,760.169
METRIC TONS (In Air)	129,889.255	129,811.321
METRIC TONS (In Vac.)	130,058.192	129,980.157

\* As designated by the customer

Notes: Volume Correction based on ASTM D-1250 - 08 Table 6A	
Shoreline Condition: Full before & after operations	
o = opening	c = closing
N/F = None Found	N/A = None Applicable
GAUGE TAPE ID	IA-WIN 010-0
THERMOPROBE	TP B- SERIE B-2444

Inspector equipment

## 12.4.35 Reporte de análisis en el puerto destino

**ANALYSIS REPORT**

**VESSEL** : M.T. "GODAVARI SPIRIT" **YOUR REF.** : \_\_\_\_\_  
**DATE SAMPLE TAKEN** : NOVEMBER 15, 2011 **REF.** : \_\_\_\_\_  
**DATE SUBMITTED** : NOVEMBER 15, 2011 **TO** : RELAPASA  
**DATE TESTED** : NOVEMBER 16, 2011 **LAB. REF.** : \_\_\_\_\_  
**CUSTOMER SAMPLE** : \_\_\_\_\_ **DRAWN BY** : \_\_\_\_\_  
**DESCRIPTION** : EA BLEND CRUDE OIL **AT** : LA PAMPILLA OIL REFINERY

**IDENTIFIED AS:** Volumetric composite sample from vessel tanks 1, 2, 3, 4, 5, 6 & Slop Port / Stbd, before discharge into shore tanks 1H, 1L, 1P, 1Q, 1R, 1S, 1T = (A).

TEST	UNITS	METHOD	SPECIFICATIONS		RESULTS (A)
			MIN	MAX	
API GRAVITY at 60 FD	N/A	ASTM D 1298	REPORT		32.7
SULPHUR CONTENT	% Wt	ASTM D 4294	REPORT		0.08
WATER BY DISTILLATION	% Vol	ASTM D 4006	REPORT		0.05
SEDIMENTS CONTENT	% Wt	ASTM D 473	REPORT		0.01
SALT CONTENT PTB		ASTM D 3230	REPORT		—

**Remarks:** (@) The Machine of test salt content is not working

The reported analysis was performed by RELAPASA's personnel and witnessed by Intertek Testing Services Peru S.A. Our responsibility is solely to witness that the analysis is conducted on the correct sample(s). We assume, and are not responsible for the fact, that all apparatus, instrumentation and measuring devices are calibrated and in good working order. Reagents, etc., are accepted as prepared

## 12.4.36 Registro de presiones a bordo durante la descarga

**PUMPING PRESSURE & RATE LOG**

VESSEL : M/T "GODAVARI SPIRIT "  
 TERMINAL : LA PAMPILLA (Sea Buoys N° 2)  
 PORT : CALLAO - PERU  
 PRODUCT \* : EA BLEND CRUDE OIL

DATE : NOVEMBER 15 - 17, 2011  
 YOUR REF : \_\_\_\_\_  
 REF : \_\_\_\_\_  
 VOYAGE : T004.016

DATE/HOUR	SHIP'S MANIFOLD	
	PRESSURE (kg/cm2)	RATE (Bbls/h)
November 15	1518	Commenced discharge with 4.0 kg/cm2
	1700	4.0 8,756
	1754	Increased discharge pressure to 5.0 kg/cm2
	1800	5.0 13,222
	1900	5.0 14,978
	1920	Increased discharge pressure to 7.0 kg/cm2
	2000	7.0 20,905
	2100	7.0 25,378
	2200	7.0 25,270
	2300	7.0 24,987
November 16	0001	7.0 23,990
	0100	7.0 23,534
	0200	7.0 22,559
	0300	7.0 23,673
	0400	7.0 23,666
	0500	7.0 25,329
	0600	7.0 26,242
	0700	7.0 24,204
	0800	7.0 24,802
	0900	7.0 24,114
	1000	7.0 22,885
	1100	7.0 24,049
	1200	7.0 23,008
	1300	7.0 23,065
	1400	7.0 22,181
1500	7.0 24,909	

DATE/HOUR	SHIP'S MANIFOLD	
	PRESSURE (kg/cm2)	RATE (Bbls/h)
November 16	1600	7.0 24,908
	1700	7.0 24,635
	1800	7.0 24,056
	1900	7.0 23,876
	2000	7.0 23,288
	2100	7.0 22,563
	2154	Reduced discharge pressure to 5.0 kg/cm2 by shore request
	2200	5.0 23,296
	2300	5.0 22,234
	November 17	0001
0100		Increased discharge pressure to 7.0 kg/cm2
0100		7.0 19,634
0200		7.0 25,733
0300		7.0 28,408
0400		7.0 27,255
0500		7.0 25,584
0600		6.7 22,861
0700		6.7 26,845
0718		Stopped discharge by shore request
0936		Resume discharge by shore request
1100		4.0 14,972
1200	4.0 14,753	
1236	stopped discharge for stripping cargo tanks	
1500	Resume discharge	
1636	Completed discharge	

\*As designated by the Customer



## 12.4.38 Reporte de bunker (Diesel Oil) en la descarga

**BUNKER SURVEY REPORT**

**VESSEL** : M/T " GODAVARI SPIRIT "      **DATE** : 0  
**TERMINAL** : LA PAMPILLA (Sea Buoys Nº 2)      **YOUR REF** :  
**PORT** : CALLAO - PERU      **REF.** :  
**PRODUCT \*** : EA BLEND CRUDE OIL      **VOYAGE** : T004.016

TANKS OF DIESEL OIL	INNAGE mts	G.O.V. Cubic Meters	API at 60°F	TEMP. °F	V.C.F. 6B	G.S.V. at 60°F Barrels	TOTAL G.S.V. at 60 °F	
							INITIAL: August 1, 2013 at 17:30 hrs.	
PORT STOR TK	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000	0	BARRELS	834
STBD STOR TK	2.10	91.06	34.1	71.6	0.99467	570		
LS HFO SETT TK	4.13	25.07	37.0	107.6	0.97751	154	LONG TONS	110.648
SERV TK	2.99	17.61	37.0	77.0	0.99200	110		
							METRIC TONS	112.425

TANKS OF DIESEL OIL	INNAGE mts	G.O.V. Cubic Meters	API at 60°F	TEMP. °F	V.C.F. 6B	G.S.V. at 60°F Barrels	TOTAL G.S.V. at 60 °F	
							FINAL: August 2, 2013 at 23:30 hrs.	
PORT STOR TK	0.00	0.00	0.0	0.0	0.00000	0	BARRELS	833
STBD STOR TK	2.10	93.54	34.1	71.6	0.99467	585		
LS HFO SETT TK	4.13	25.14	37.0	107.6	0.97751	155	LONG TONS	110.552
SERV TK	2.99	14.97	37.0	77.0	0.99200	93		
							METRIC TONS	112.327

\*As designated by the customer

VESSEL INFORMATION			NOTES:
While at Sea / Per day	—	M.T.	
While in Port / Per day	—	M.T.	
While at anchor / Per day	—	M.T.	
Bunker at Last Port	—	M.T.	
Sailing Date	OCTOBER 21, 2011		
Last Port	EA TERMINAL - NIGERIA		

## 12.4.39 Reporte de bunker (Fuel Oil) en la descarga

**BUNKER SURVEY REPORT**

**VESSEL** : M/T " GODAVARI SPIRIT " **DATE** : \_\_\_\_\_  
**TERMINAL** : LA PAMPILLA (Sea Buoys N° 2) **YOUR REF** : \_\_\_\_\_  
**PORT** : CALLAO - PERU **REF.** : \_\_\_\_\_  
**PRODUCT \*** : EA BLEND CRUDE OIL **VOYAGE** : T004.016

TANKS OF FUEL OIL	ULLAGE mts	G.O.V. Cubic Meters	API at 60°F	TEMP. °F	V.C.F. 6B	G.S.V. at 60°F Barrels	TOTAL G.S.V. at 60 °F	
							INITIAL: August 1, 2013 at 17:30 hrs.	
N°1 HFO (P) LS	7.13	468.02	12.5	93.2	0.98724	2,906	BARRELS	4,127
N°1 HFO (S)	7.46	0.10	15.5	93.2	0.98690	1		
N°2 HFO (P)	1.70	0.36	15.5	107.6	0.98118	2	LONG TONS	634.709
N°2 HFO (S)	12.15	0.40	15.5	96.8	0.98547	2		
HFO SETT TK	2.85	63.42	11.4	150.8	0.96524	385	METRIC TONS	644.885
HFO SERV TK	0.65	69.10	11.4	190.4	0.94990	413		
C/O to MGO TK	11.31	0.00	0.0	0.0	0.00000	0		
HS HFO SERV TK	1.70	62.86	11.3	109.4	0.98118	388		
HFO OVERFLOW	-	4.800	11.4	86.0	0.99011	30		

TANKS OF FUEL OIL	ULLAGE mts	G.O.V. Cubic Meters	API at 60°F	TEMP. °F	V.C.F. 6B	G.S.V. at 60 °F Barrels	TOTAL G.S.V. at 60 °F	
							FINAL: August 2, 2013 at 23:30 hrs.	
N°1 HFO (P) LS	8.13	344.21	12.5	93.2	0.98724	2,137	BARRELS	3,360
N°1 HFO (S)	7.46	0.09	15.5	93.2	0.98690	1		
N°2 HFO (P)	1.68	0.42	15.5	107.6	0.98118	3	LONG TONS	517.014
N°2 HFO (S)	12.13	0.50	15.5	96.8	0.98547	3		
HFO SETT TK	2.85	63.42	11.4	150.8	0.96524	385	METRIC TONS	525.304
HFO SERV TK	0.65	69.10	11.4	190.4	0.94990	413		
C/O to MGO TK	11.31	0.00	0.0	0.0	0.00000	0		
HS HFO SERV TK	1.72	62.79	11.3	109.4	0.98118	388		
HFO OVERFLOW	-	4.800	11.4	86.0	0.99011	30		

\*As designated by the customer

VESSEL INFORMATION			NOTES:
While at Sea / Per day	60.40	M.T.	
While in Port / Per day	10.00	M.T.	
While at anchor / Per day	8.00	M.T.	
Bunker at Last Port	1,392.84	M.T.	
Sailing Date	OCTOBER 21, 2011		
Last Port	EA TERMINAL - NIGERIA		

## 12.4.40 Nota de aparente discrepancia

### NOTICE OF APPARENT DISCREPANCY

<b>VESSEL :</b>	<u>M/T " GODAVARI SPIRIT "</u>	<b>DATE :</b>	<u>NOVEMBER 18, 2011</u>
<b>TERMINAL:</b>	<u>LA PAMPILLA (Sea Buoys N° 2)</u>	<b>YOUR REF:</b>	<u>0</u>
<b>PORT :</b>	<u>CALLAO - PERU</u>	<b>REF. :</b>	<u>0</u>
<b>PRODUCT :</b>	<u>EA BLEND CRUDE OIL</u>	<b>VOYAGE :</b>	<u>T004.016</u>

TO: THE MASTER / CHIEF OFFICER

Dear Sir,

**INSPECTION AGENCY** has been appointed as **Independent Inspectors** to attend the present Operations on the above named vessel for and on behalf of the parties involved with the cargo / product above mentioned.

Acting for and on their behalf, we do hereby Notice of Apparent Discrepancy with you concerning due to the difference between (Preliminary figures):

<b>BILL OF LADING</b> Gross Barrels	<b>(*)SHORE FIGURES</b> Gross Barrels	<b>SHIP FIGURES</b> Gross Barrels	<b>DIFFERENCE</b> Gross Barrels	<b>PERCENTAGE</b> %
950,140.00	950,128.00	---	-12.00	0.00
950,140.00	---	949,142.00	-998.00	-0.11
---	950,128.00	949,142.00	986.00	0.10

(\*) **PRELIMINARY SHORE FIGURES**

- Before discharging operation we found a total of 2,290 bbls free water into cargo tanks : 1 Stbd; 2 Stbd; 3 Stbd; 4 Port; 4 Stbd; 5 Port; 5 Stbd; 6 Port; 6 Stbd; Slop Port & Slop Stbd

Accordingly, we hereby reserve the right of our principals to this matter at a late date and to take such action as may be deemed necessary.

Yours Faithfully.

Receipt Acknowledged.

### CAPITULO XIII: BIBLIOGRAFIA

- Manual de Normas Medición de Petróleo del API
- Normas ASTM para Métodos de determinación de especificaciones de petróleo, muestreo, medición de tanques, cálculo de cantidades.
- Transferencias Marítimas de Petróleo Crudo, Ghassem Barshovi, SGS REDWOOD Ginebra.
- Reconciliación de Carga y Análisis de Viaje, Universidad de Texas (Austin), Division of Continuing Education, Petroleum Extension Service.
- Datos estadísticos del Ministerio de Energía y Minas según dirección electrónica:  
<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/estadisticas/infor-mens/2013/mayo>