



**Universidad de San Carlos de Guatemala**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LOS  
PROCEDIMIENTOS DE DESCARGA DE PRODUCTOS  
PETROLEROS IMPORTADOS VÍA MARÍTIMA PARA LA  
CREACIÓN DE NORMATIVAS EN LA SECCIÓN DE  
IMPORTACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

**Aníbal Armando Alvarado Racancoj**

**Asesorado por Ing. Carlos Enrique Aguilar Rosales**

**Guatemala, agosto de 2007**

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE  
DESCARGA DE PRODUCTOS PETROLEROS IMPORTADOS VÍA MARÍTIMA  
PARA LA CREACIÓN DE NORMATIVAS EN LA SECCIÓN DE  
IMPORTACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
POR:

**ANÍBAL ARMANDO ALVARADO RACANCOJ**

ASESORADO POR EL INGENIERO CARLOS ENRIQUE AGUILAR ROSALES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO INDUSTRIAL**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



### **NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

### **TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADORA	Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña
EXAMINADORA	Inga. Miriam Patricia Rubio De Akú
EXAMINADOR	Ing. Jaime Humberto Batten Esquivel
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

## HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE DESCARGA DE PRODUCTOS PETROLEROS IMPORTADOS VÍA MARÍTIMA PARA LA CREACIÓN DE NORMATIVAS EN LA SECCIÓN DE IMPORTACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Industrial, el 23 de octubre de 2006.

Aníbal Armando Alvarado Racancoj.

## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por haberme acompañado e iluminado a lo largo de todo mi estudio, es mi fortaleza y a quien le debo estar presente en este y en todo momento, gracias a él puede alcanzar esta meta.
- Mis padres** Manuel Alvarado y Regina Racancoj de Alvarado, sea esta la oportunidad para mostrar mi gratitud por sus sacrificios y oraciones, que Dios los bendiga y proteja siempre.
- Mis hermanos** Luís, José y Maria, por compartir penas, necesidades, esperanzas, tristezas y alegrías a lo largo de toda mi formación profesional.
- Mis sobrinos** Joselyn, José, Amanda y Alida, quienes este logro les sirva de ejemplo y motivación para su vida.
- Toda mi familia** Gracias por estar siempre e todos los momentos importantes de mi vida, ustedes son una gran bendición.
- Mis amigos** Por compartir conmigo a lo largo de mi formación profesional penas, tristezas, alegrías y estar siempre dispuestos a tenderme cuando lo necesitaba a cada uno de ustedes.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

- Dios** Te doy gracias por ser el que me llevo de la mano y me dirigió por el buen camino y permitirme culminar esta etapa en mi vida. Gracias, sin ti nada de esto fuera posible.
- Mis padres** Con el reconocimiento y agradecimiento pro sus oraciones, consejos y sacrificios por ver culminada esta meta en mi vida, este éxito es de ustedes.
- La entidad** Ministerio de Energía y Minas por brindarme la oportunidad de llevar a cabo este trabajo de graduación y a todo el personal del Departamento de Ingeniería y Operaciones por toda la ayuda y colaboración en la realización de este trabajo.
- Finalmente** Al personal de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala y deseo reiterar mi agradecimiento a todas las personas quienes, en algún momento, me ayudaron directa o indirectamente para lograr alcanzar esta importante meta en mi vida.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>VII</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>XI</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>XV</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>XVII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>XIX</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>1</b>
1.1. Definición del petróleo	1
1.2. Derivados del petróleo	2
1.2.1. Gasolina de aviación	2
1.2.2. Los gases licuados butano y propano	2
1.2.3. Gasolinas	3
1.2.4. Kerosina	3
1.2.5. Keroturbo	3
1.2.6. Aceite combustible diesel	4
1.2.7. Aceite lubricante	4
1.2.8. Fuel Oil	4
1.2.9. Asfalto	5
1.3. Usos de los derivados del petróleo	5
1.4. Importancia de los productos petroleros para el desarrollo del país	7
1.5. Medios de transporte de producto importado	8
1.6. Transporte marítimo	8
1.7. Característica de los buques	9
1.8. Tipos de barcos utilizados en transporte de producto petrolero	9
1.8.1. General cargo	9
1.8.2. Buque cisterna	10

1.9. Medidas de seguridad en buques	11
1.10. Terminales de almacenamiento	11
1.10.1. Distancia de seguridad a vecinos en terminales	12
1.10.2. Distancias de seguridad dentro de terminales	13
1.11. Seguridad en terminales de almacenamiento	14
1.11.1. Seguridad en instalaciones eléctricas	14
1.11.2. Sistemas de hidrantes de agua contra incendios	15
1.12. Tanques de almacenamiento	16
1.12.1. Tanques de techo fijo	17
1.12.2. Tanques de techo flotante externo	17
1.12.3. Tanques de techo flotante interno	17
1.13. Tipos de muestra	18
1.13.1. Muestra oficial	18
1.13.2. Muestra corrida	19
1.13.3. Muestra compuesta	19
1.13.4. Muestra local	20
1.13.5. Muestra retenida	20
<b>2. SITUACIÓN ACTUAL</b>	<b>21</b>
2.1. Marco legal de la ley de comercialización de hidrocarburos	21
2.2. Productos importados	22
2.2.1. Licencia de importador	22
2.2.2. Control de operaciones	24
2.2.3. Licencia de almacenamiento	25
2.2.4. Control de operaciones	26
2.3. Terminal de almacenamiento	26
2.4. Departamento encargado	28
2.5. Análisis del Ministerio de Energía y Minas	30
2.5.1. Diagrama causa y efecto	32



<b>3. DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA DESCARGA DE PRODUCTOS PETROLEROS TRANSPORTADOS VÍA MARITIMA</b>	<b>35</b>
3.1. Terminal de almacenamiento	36
3.1.1. Especificaciones que debe cumplir	36
3.1.1.1. Instalaciones de líneas submarinas	37
3.1.1.2. Tanques de almacenamiento	38
3.1.1.3. Sistema de tuberías terrestres	42
3.1.1.4. Oficinas administrativas y de servicios	42
3.1.2. Puntos de inspección antes del proceso de descarga	43
3.1.3. Prevención de contaminación ambiental	46
3.2. Posicionamiento de una embarcación por medio de boyas	47
3.2.1. Acercamiento del buque a las instalaciones	48
3.2.2. Posicionamiento del buque	69
3.3. Procedimiento de descarga de un buque	76
3.3.1. Proceso de descarga de productos	77
3.4. Control de inventarios	86
3.4.1. Métodos para medir el contenido de los tanques	87
3.4.1.1. Método de medición directa	88
3.4.1.2. Método de medición indirecta	91
3.4.2. Medición de agua de fondo	93
3.4.2.1. Cuándo debe medirse el agua de fondo	93
3.4.2.2. Método para medir agua de fondo	94
3.4.2.2.1. Método de la pasta detectora	94
3.4.3. Medición de residuos	96
3.4.3.1. Procedimiento de la plomada modificada	96
3.4.4. Medida de la temperatura del producto	99
3.4.4.1. Consideraciones para medir temperatura	101
3.4.4.2. Método para medir temperatura de tanques	102
3.4.5. Determinación de la gravedad API	104

3.4.5.1. Preparación de la muestra que se utilizara	107
3.4.5.2. Procedimiento para determinar la gravedad API	111
3.4.5.3. Corrección de la gravedad API	115
3.4.5.4. Cálculos finales del volumen descargado	116
3.4.6. Control de inventarios en terminales de almacenamiento	120
3.4.6.1. Formas de control	121
3.4.6.2. Fuentes de sobrantes y faltantes	122
3.5. Recepción de muestras de productos importados	124
3.5.1. Equipo a utilizar	124
3.5.2. Muestreo de producto importado	127
3.5.2.1. Método de muestra corrida o total	127
3.5.2.2. Método de muestra compuesta	128
3.5.2.3. Método de tanque a barcos	131
3.5.2.4. Método de muestra retenida	131
3.6. Medios de transporte de muestras	132
3.6.1. Rotulado	132
<b>4. ANÁLISIS DE COSTOS</b>	<b>135</b>
4.1. Costos de implementación	135
4.1.1. Costo de recurso humano	136
4.1.2. Costo de útiles de escritorio y oficina	136
4.1.3. Costo de viáticos	137
4.1.4. Costo de equipo utilizado	137
4.2. Costo del sistema de control para los procedimientos de descarga	138
4.3. Beneficios	139

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>141</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>143</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>145</b>
<b>APÉNDICES</b>	<b>147</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>153</b>



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Cadena de comercialización	7
2.	Buque general cargo	10
3.	Buque cisterna	10
4.	Análisis FODA del Ministerio de Energía y Minas	30
5.	Diagrama causa y efecto de la problemática existente	33
6.	Rótulos preventivos	41
7.	Formato de inspección	45
8.	Formato de programación de buques anunciados	48
9.	Procedimiento del técnico designado para la inspección	49
10.	Diagrama de flujo del procedimiento del técnico designado	52
11.	Procedimiento del superintendente	55
12.	Diagrama de flujo del procedimiento del superintendente	56
13.	Procedimiento del supervisor de la terminal	57
14.	Diagrama de flujo del procedimiento del supervisor de la terminal	58
15.	Procedimiento del encargado de control de inventarios	59
16.	Diagrama de flujo del encargado de control de inventarios	60
17.	Procedimiento del agente naviero	61
18.	Diagrama de flujo del procedimiento del agente naviero	62
19.	Procedimiento del inspector independiente	63
20.	Diagrama de flujo del procedimiento del inspector independiente	64
21.	Procedimiento del loading master	65
22.	Diagrama de flujo del procedimiento del loading master	66
23.	Procedimiento del terminal master	67
24.	Diagrama de flujo del procedimiento del terminal master	68
25.	Procedimiento para el posicionamiento del buque	69

26.	Diagrama de flujo para el posicionamiento del buque	72
27.	Formato de registro de las operaciones en buque	75
28.	Procedimiento al iniciar la descarga	88
29.	Diagrama de flujo para el procedimiento al iniciar la descarga	79
30.	Procedimiento durante la descarga	80
31.	Diagrama de flujo para el procedimiento durante la descarga	82
32.	Procedimiento al finalizar la descarga	84
33.	Diagrama de flujo para el procedimiento al finalizar la descarga	85
34.	Cinta cono plomada utilizada para medir productos en tanques	88
35.	Método de medición directo	90
36.	Método de medición indirecta	92
37.	Medición de agua en los tanques de almacenamiento	95
38.	Medición de residuos en tanques de almacenamiento	98
39.	Termómetro digital	99
40.	Medición de temperatura en tanques de almacenamiento	103
41.	Hidrometro	105
42.	Termómetro	105
43.	Procedimiento para la preparación de la muestra	107
44.	Diagrama de flujo para la preparación de la muestra	109
45.	Procedimiento para determinar la gravedad API	111
46.	Diagrama de flujo para determinar la gravedad API	113
47.	Determinación del API y temperatura observada	115
48.	Formato de control y supervisión de diferencias de producto	118
49.	Formato de inspección al finalizar la descarga	119
50.	Razones de sobrantes y faltantes en inventarios	123
51.	Botellas sacamuestras	125
52.	Envase de hojalata	125
53.	Identificación de las muestras	126
54.	Nivel del producto petrolero en los tanques de almacenamiento	130

55.	Formato de informe de comisión	133
56.	Formato de cálculos para volúmenes recibidos	150
57.	Formato para movimiento diario de inventarios	151
58.	Formato para control de ingreso de cisternas	152
59.	Posicionamiento grafico de una embarcación	153
60.	Posicionamiento grafico de la embarcación lista para descargar	154

## TABLAS

I	Distancia de seguridad que debe respetar las terminales	13
II	Distancias de seguridad entre tanques de almacenamiento	13
III	Distancia entre un tanque y una construcción habitada	14
IV	Distancia entre tanques y facilidades de equipo	39
V	Especificaciones de extintores tipo robot	40
VI	Tiempos de inmersión	100
VII	Número de medidas de temperatura en los tanques	101
VIII	Requerimientos de muestreo	130
IX	Costos de inversión en recurso humano	136
X	Costos de inversión de útiles de escritorio y de oficina	136
XI	Costos de inversión de viáticos	137
XII	Costos de inversión del equipo utilizados	138
XIII	Costo total de un sistema de control para los procedimientos de descarga de productos petroleros	139
XIV	Valores API para derivados del petróleo	155
XV	Calibración para los tanques	156



## GLOSARIO

<b>Agua libre</b>	Es la que esta incorporada en el hidrocarburo por efecto de agitación, es inestable, y se separa fácilmente al dejar reposar la mezcla.
<b>Agua y sedimento</b>	Material solidó -agua y sedimento- insoluble que se encuentran presentes en el petróleo crudo y sus derivados, la cual se determina bajo condiciones de prueba específicas.
<b>Altura de referencia</b>	Distancia entre el fondo del tanque y/o placa de referencia, al punto o marca de referencia establecida.
<b>API</b>	Instituto americano del petróleo, American petroleum institute.
<b>Babor</b>	Banda izquierda de la embarcación mirando a proa.
<b>Boya</b>	Cuerpo cilíndrico que generalmente sirve para marcar un lugar o señalar la ubicación donde se encuentra fondeada un ancla.
<b>Destilación</b>	Proceso de calentamiento de un líquido llevándolo hasta sus puntos de ebullición.

<b>Dique</b>	Muro de contención de concreto o mampostería sólida, construido alrededor de uno o más tanques de almacenamiento para contener el derrame de un producto y evitar su extensión hacia otras áreas.
<b>Ducto enterrado</b>	Ducto terrestre que está alojado por lo menos un 90 cm. bajo la superficie del terreno, a partir del lomo del tubo.
<b>Estribor</b>	Banda derecha de la embarcación mirando a proa.
<b>Factor de corrección</b>	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).
<b>Fondear</b>	Maniobra realizada para hacer firme una embarcación al fondo marino mediante una o varias anclas.
<b>Gravedad API</b>	Es una función especial de la densidad relativa, definida esta como la relación de la masa de un volumen dado de un líquido a 15.56 °C (60 °F) con la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura.
<b>Hidrocarburo</b>	Compuesto formado de los elementos carbono e hidrogeno, cualquiera que sea su estado físico.

<b>Importador</b>	Es toda persona individual o jurídica, autorizada para ingresar al territorio nacional, petróleo y productos petroleros.
<b>Petróleo</b>	Líquido natural aceitoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos.
<b>Popa</b>	Parte posterior de una embarcación.
<b>Proa</b>	Parte delantera de una embarcación.
<b>Productos petroleros</b>	Productos líquidos o sólidos, resultantes de los diversos procesos de refinación del petróleo.
<b>Sedimento</b>	Material sólido -no hidrocarburo- que se encuentra dentro del petróleo y sus derivados, pero no en solución.
<b>Terminal</b>	Es toda instalación integrada por tanques de almacenamiento, tuberías, áreas de recepción y despacho de producto.
<b>Volatilidad</b>	Facilidad con el cual una sustancia líquida tiende a pasar del estado líquido al gaseoso, o de la tendencia de los líquidos a evaporarse.
<b>Volumen medido</b>	Volumen de petróleo, incluyendo al total de agua y sedimento.



## **RESUMEN**

Este trabajo de graduación fue desarrollado a través del Ejercicio Profesional Supervisado (EPS) se presenta el diseño de un sistema de control para los procedimientos de descarga de productos petroleros importados vía marítima, en la sección de Importación y Exportación de la institución del Ministerio de Energía y Minas.

Propiciar el establecimiento de un mercado libre de competencia en materia de petróleo y productos petroleros, el cual provea beneficios máximos a los consumidores y a la economía nacional es responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Hidrocarburos que velara por la eficacia y garantía del abastecimiento de productos petroleros en el país.

Con el diseño y creación de normativas en los procedimientos de descarga de productos petroleros la Dirección General de Hidrocarburos lograra un mejor control del producto que ingrese al país vía marítima.

Por medio de la observación, revisión de registros y estudios técnicos se diseñaron las herramientas que ayuden a mejorar los procedimientos y que influyan efectivamente en todas las actividades operacionales y administrativas de las importaciones de petróleo y productos petroleros. Se diseñaron formatos y procesos para la recolección y control de los productos que ingresan al las terminales de almacenamiento, las cuales deberán facilitar una mejor fiscalización.

La finalidad del diseño de un sistema de control es ser la base como punto de partida para la aplicación de un sistema de aseguramiento de la calidad en tener bajo control desde antes del ingreso de los productos, durante el proceso y posterior al mismo.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Diseñar un sistema de control para la inspección de procedimientos de descarga de los productos derivados del petróleo transportados vía marítima para la creación de un normativo en la sección de importación del Ministerio de Energía y Minas.

### **Específicos**

1. Realizar un análisis y diagnóstico de la situación actual de la sección de Importación y Exportación dentro del Ministerio de Energía y Minas para determinar las acciones correctivas a implantarse.
2. Estructurar un diseño que permita a los supervisores designados tener un mejor control de los procedimientos de descarga de productos petroleros que ingresan al país vía marítima.
3. Definir, estandarizar y documentar todos los procesos de descarga que beneficien tanto al Ministerio de Energía y Minas, como al personal que labora.
4. Elaborar formatos que sirvan para llevar registros de los aspectos del control en la descarga de productos petroleros.

5. Coordinar y supervisar las actividades en lo referente al control de operación de las empresas importadoras.
  
6. Obtener y dar seguimiento a las muestras de productos importados para verificar el control de calidad de los productos petroleros importados, previo a su comercialización.



## INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Minas es la entidad encargada de promover el desarrollo racional de los recursos y de los yacimientos de hidrocarburos, estableciendo una política petrolera orientada a tener mejores resultados en la exploración y explotación de dichos recursos, con el objetivo de lograr la independencia energética del país y el autoabastecimiento de los hidrocarburos. En la actualidad la demanda de productos petroleros ha tenido un incremento en las prioridades de las empresas guatemaltecas así como el diario vivir de las personas, por lo que se ha convertido en la parte medular para el desarrollo del país, por tal motivo se ha visto incrementado la importación al país.

Por tal motivo, resulta de gran importancia contar con un normativo de control para los procedimientos de descarga de los productos petroleros importados vía marítima, no solo para preservar los recursos de la empresa importadora sino, también, para velar por la integridad física de las personas y el medio ambiente, una adecuada fiscalización del petróleo y productos petroleros importados.

El capítulo 1 detalla una serie de definiciones necesarias para comprender los términos en el desarrollo de este trabajo. El capítulo 2, presenta un análisis de la situación actual, importante para comprender la aplicación del sistema de control. En el capítulo 3, se presenta el Diseño de los Procedimientos de Descarga de Producto Importado para administrar el control de las operaciones de importación de petróleo y productos petroleros y por último, el Análisis de Costo de todos los recursos utilizados en el Sistema de Control, se detallan en capítulo 4.



# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1. Definición del petróleo

El petróleo es la fuente de energía más importante en la actualidad; además es materia prima en numerosos procesos de la industria química. El origen del petróleo es similar al del carbón. En ambos casos, se hallan en las rocas sedimentarias, pero el petróleo procede de la descomposición de materia orgánica. Su explotación es un proceso costoso que sólo está al alcance de grandes empresas. El petróleo es un líquido oleaginoso cuyo color varía de incoloro a negro y consiste en una mezcla completa de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos.

En la industria petrolera, la palabra "crudo" se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra. Este petróleo crudo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos", pues sus moléculas están formadas por hidrógeno y carbono, excepto cuando hay contaminación de azufre y otras impurezas indeseables. Esta variedad de hidrocarburos forma una serie que va desde el asfalto grueso y pesado, o cera sólida a temperaturas ordinarias, hasta los aceites muy volátiles, tales como los que se encuentran en la gasolina, y técnicamente incluye también hidrocarburos gaseosos; bajo presiones suficientemente altas (como en el caso del gas propano encerrado en bombonas de gas doméstico) estos gases son también líquidos, y bajo las presiones extremadamente altas que son creadas por la naturaleza en el subsuelo, todos estos hidrocarburos se encuentran generalmente presentes al principio en forma de petróleo crudo líquido.

## **1.2. Derivados del petróleo**

Productos gaseosos, líquidos o sólidos, resultantes de los diversos procesos de refinación o de petroquímica del petróleo, y comprenden: metano, etano, propano, butano, naftas, gasolinas, kerosinas, diesel, fuel oil y otros combustibles pesados, asfaltos, lubricantes y todas las mezclas de los mismos y sus subproductos hidrocarburos.

### **1.2.1. Gasolina de aviación**

Es un compuesto derivado de la nafta, y se utiliza como combustible en aviones con motor de combustión interna.

### **1.2.2. Los gases licuados butano y propano**

Se verifica que su composición y su volatilidad sean correctas a través de los dos criterios básicos: ensayo de evaporación (que mide el residuo fondo de botella) y tensión de vapor (que mide la presión relativa en el recipiente a la temperatura límite de utilización 50°C). Se usa como gas licuado para cocinar, combustión interna, calentadores, mecheros de laboratorios y lámparas de gas.

### **1.2.3. Las gasolinas**

Sometidas a una garantía de utilización particularmente severa tanto como carburante y disolvente, debe, primeramente, estar compuesta por hidrocarburos de volatilidad correcta. Su comportamiento en un motor viene cifrado en laboratorio por diversos índices de octano que miden la resistencia de detonación y al autoencendido. La gasolina es de naturaleza incolora, pero el aspecto amarillo, rojo o azul de un carburante, conseguido por adición de un colorante artificial, facilita el control de los fraudes.

- Regular: se usa en motores de combustión interna de baja compresión, motores de lanchas, podadoras de césped y motores pequeños.
- Súper: motores de combustión interna de mediana y alta compresión tales como automóviles de pasajeros y camiones pequeños.

### **1.2.4. Kerosina**

Es una mezcla de hidrocarburos destilados del petróleo con un intervalo de ebullición entre 30 y 300 °C. Se utiliza principalmente como solvente y como combustible en lámparas de alumbrado, estufas y hornos industriales.

### **1.2.5. Keroturbo**

Es un compuesto derivado de la kerosina que pasa por un tratamiento de filtrado posterior, y se utiliza para aviones de turbina. Se le conoce también como kerosina de doble propósito, kero jet, av-jet, av jet A.

### **1.2.6. Aceite combustible diesel**

Es un combustible liviano derivado del petróleo, intermedio entre las kerosinas y otros combustibles pesados como el bunker C. Se utiliza principalmente como combustible para transporte terrestre y marítimo, en calderas, hornos, secadoras, generadores de electricidad. A diferencia de las gasolinas, el diesel emplea el número de cetano para definir la capacidad de combustión.

### **1.2.7. Aceite lubricante**

El aceite básico es el producto que no contiene aditivos, y su calidad depende del tipo de petróleo del que se obtuvo. El aceite lubricante para servicio automotriz, se formula con aproximadamente el 90% de aceite básico y el 10 % de aditivos, según el tipo de básico empleado y la calidad deseada del producto terminado.

### **1.2.8. Fuel oil o bunker “C”**

Es un combustible derivado del petróleo, bastante pesado y viscoso, posee alto poder calorífico, sirve como combustible de hornos, calderas y maquinaria industrial pesada. Si se refina, se puede obtener asfaltos y una gama de productos de uso industrial como ceras y gelatinas.

### **1.2.9. Asfalto**

Producto que se obtiene como residuo de la destilación del crudo, ya sea por vacío o por desparafinado con propano. Material utilizado para la pavimentación de carreteras, como aislante, como agente impermeabilizador.

### **1.3. Usos de los derivados del petróleo**

A principios del pasado siglo, del petróleo crudo sólo se extraía gasolina, queroseno y aceite negro. Hoy día, el petróleo es destilado, separándose así; primero la nafta o gasolina, luego el diesel y, por último, el fuel-oil.

El petróleo o aceite mineral es una sustancia compuesta por muchas clases de hidrocarburos. Por medio del proceso conocido con el nombre de destilación fraccionada, son separados unos de otros estos hidrocarburos y se utilizan para una diversidad de propósitos. La destilación fraccionada se basa en el hecho de que cada uno de los componentes posee una temperatura de ebullición determinada, alcanzada la cual se transforma en vapor, separándose de los demás; a continuación la sustancia vaporizada se convierte en líquida por enfriamiento.

Por destilación fraccionada se obtienen entre otros los siguientes productos: gases, gasolina, kerosén, fuel-oil, aceites lubricantes, vaselina y parafina. Como residuo de la destilación queda el asfalto.

Como el más valioso de todos los componentes del petróleo es la gasolina, y como la proporción de ésta en el petróleo es baja, se han ideado procedimientos especiales para aumentar la cantidad de gasolina a partir de un volumen determinado de petróleo.

Esto se logra mediante lo que se conoce con el nombre de craqueo, palabra que deriva de la inglesa "cracking", y que significa ruptura. Y efectivamente, mediante elevadas presiones y temperaturas se logra romper las moléculas de los productos más pesados y transformarlos en gasolina. También se puede obtener gasolina mediante la polimerización o condensación de los productos más ligeros, operación que consiste en unir moléculas simples para formar otras más complejas.

La nafta, según su calidad, se usa como combustible para automóviles o aviones. El queroseno para el alumbrado, la calefacción y la fabricación de insecticidas. El fuel-oil, residuo que no se destilaba, es el combustible ideal para hornos y calderas, ya que no deja cenizas y genera mucho calor.

Estos subproductos sirven de primera materia para elaborar otros de mucha utilidad. Los aceites que se usan para lubricar los motores de los automóviles y de los aviones, provienen de la destilación del fuel-oil, así como la parafina empleada en fabricar bujías e impermeabilizar papel; y la vaselina (de consistencia pastosa, de color blanco o amarillento) que se usa en la preparación de pomadas y cosméticos.

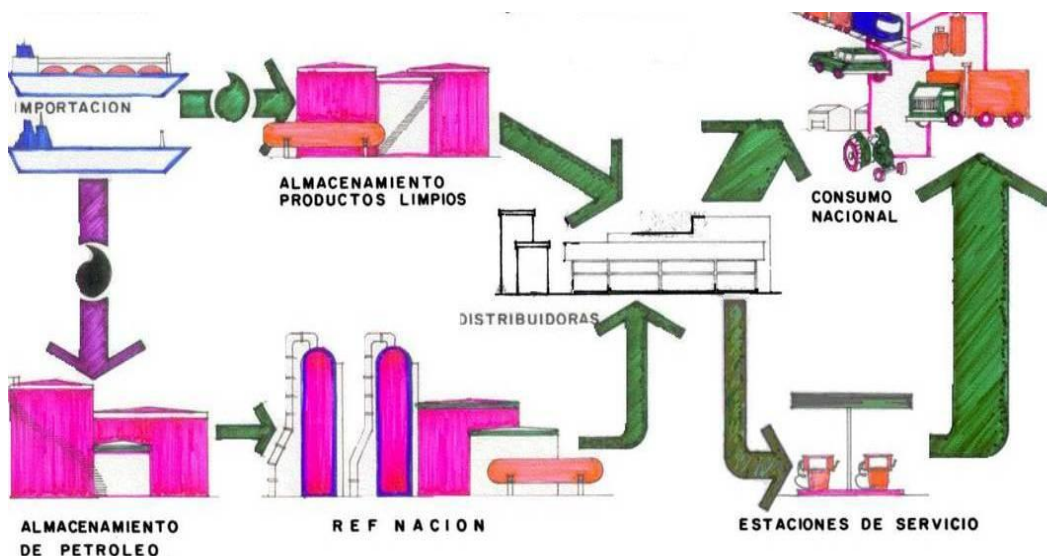
El asfalto es la parte más pesada del fuel-oil, que es el resto del petróleo que no destila. El asfalto es denso y viscoso, de color negruzco, a menudo lo vemos empleado, mezclado con arena, para pavimentar caminos, también es utilizado como revestimiento de muros.



#### 1.4. Importancia de los productos petroleros para el desarrollo del país

La vida sin el petróleo crudo no podría ser como la conocemos. Del petróleo crudo se obtiene gasolina y diesel para los autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Se usan para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos. La industria petroquímica usa los derivados para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos. El petróleo crudo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su comercialización crea modernidad, desarrollos industriales prósperos y nuevos empleos. En la figura 1 se presenta el esquema de comercialización del producto importado.

Figura 1. Cadena de comercialización



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

### **1.5. Medios de transporte de producto importado**

La desigual distribución geográfica de las áreas productoras de los hidrocarburos y de la ubicación de las refinerías y/o plantas de procesamiento, de las cuales se obtienen los productos petroleros, ha obligado a la industria a invertir en desarrollar facilidades de transporte masivo para cubrir las necesidades de las facilidades de refinación y/o procesamiento y de los países consumidores.

El transporte utilizado para transportar la mayor cantidad de producto y dependiendo de su ubicación y distancia, suele hacerse por el medio marítimo.

### **1.6. Transporte marítimo**

El país cuenta con dos facilidades de importación marítima y almacenamiento de producto importado, por la vía del Atlántico y la vía del Pacífico.

El transporte marítimo es el medio empleado para el transporte de producto petrolero desde los proveedores internacionales a las terminales marítimas de los importadores. Este medio permite el abastecimiento de los demandantes, desde distintas fuentes y utilizando distintas rutas de aprovisionamiento. De esta forma, una terminal de almacenamiento, puede ser abastecida, de acuerdo a sus intereses y circunstancias, desde distintos países, puertos, proveedores y con distintos barcos, permitiéndole al importador, seleccionar el origen, el proveedor y el fletero, que se ajuste a los requerimientos de volumen, calidad, tiempo y precio, entre otros.

## **1.7. Característica de los buques**

Los primeros buques que se utilizaron para transporte de producto petroleros fueron de dimensiones y capacidades pequeñas al compararlos con los actuales. Los tanques de almacenamiento en general eran cilíndricos y se colocaban en la bodega del barco. El producto se almacenaba a temperatura ambiente de donde el nivel de presión dependía del tipo de producto y de la temperatura de la zona y/o estación.

La dificultad práctica y técnica de construir grandes buques que exigían las necesidades crecientes del mercado, hicieron que surgieran nuevos diseños que permitieron trabajar con presiones mucho más bajas con las que corresponderían transportado a temperatura ambiente; lo que incidió en menores costos en materiales (menos acero), aumento de la capacidad de transporte de los buques y la consiguiente reducción en el monto de los fletes unitarios (US\$/ton).

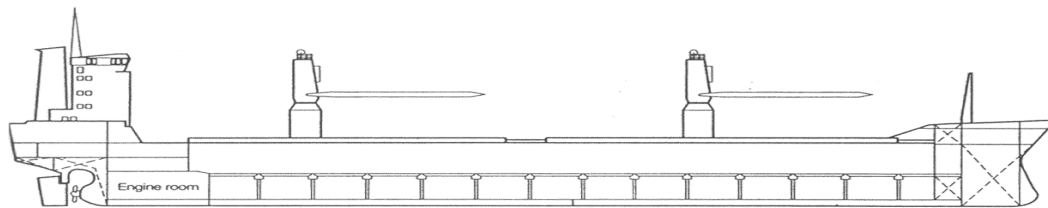
## **1.8. Tipos de barcos utilizados en transporte de producto petrolero**

Los barcos varían actualmente en tipo y tamaño, en la siguiente forma:

### **1.8.1. General cargo**

Se utiliza en muchos casos para transportes de grandes dimensiones y sobrepeso, contiene compartimentos para adaptar contenedores líquidos y refrigerados. . En la figura 2 se presenta la figura del buque general cargo.

Figura 2. Buque general cargo

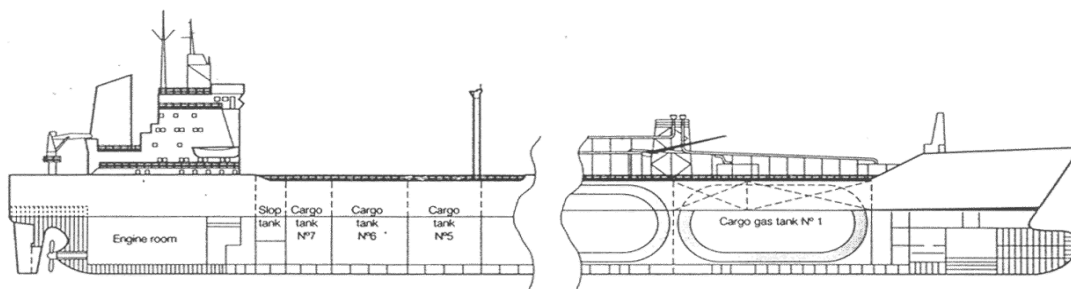


Fuente: [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)

### 1.8.2. Buque cisterna

Contiene compartimentos adaptados para contenedores en el caso de dos o más tipos de líquidos, en la figura 3 se presenta la figura del buque cisterna que transporta producto importado.

Figura 3. Buque cisterna



Fuente: [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)

### **1.9. Medidas de seguridad en buques**

Los buques, como medida de seguridad, incluyendo en su diseño, que sus tanques de almacenamiento están separados del casco exterior por espacios vacíos o llenos de lastre, para evitar fugas del producto ante una colisión o si este quedara varado.

Los buques, deben cumplir con normas de la convención internacional de seguridad de la vida en el mar y todos los requisitos comunes de los barcos.

Los equipos que son exigidos para estos buques incluyen monitores de temperatura y presión por tanque, indicadores de nivel de líquido en cada tanque y alarmas.

Los tanques y tuberías de los barcos se construyen de un acero especial que soporta temperaturas de hasta  $-50^{\circ}\text{C}$ , ya que los aceros normalmente utilizados para uso en temperaturas normales, son muy frágiles y quebradizos a temperaturas bajas.

### **1.10. Terminales de almacenamiento**

Dado los riesgos derivados del manejo de productos petroleros, tanto las normas API internacionales, así como la ley de comercialización de hidrocarburos y el reglamento de la ley de comercialización de Hidrocarburos, establecen ciertas distancias mínimas de seguridad que deben ser tomadas en consideración en la instalación de terminales de almacenamientos de hidrocarburos.

De acuerdo con el reglamento, las terminales de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros integradas por tanques de almacenamiento son de:

- Categoría B: capacidad de almacenamiento es mayor a 151,400 litros (40,000 galones).

Aun cuando existan distancias generales establecidas para seguridad de los bienes y las personas ante los potenciales riesgos de fuego y explosión, existen ciertas consideraciones generales que API recomienda en consideración para seleccionar el sitio de instalación, a saber:

- Proximidad de áreas pobladas
- Proximidad de rutas publicas
- Riesgo por otras facilidades adyacentes
- Cantidad a almacenar
- Presente y proyectado desarrollo de área adyacente
- Topografía del lugar, incluyendo elevación y pendientes
- Facilidad de acceso ante una emergencia
- Disponibilidad de servicios (bomberos, hospitales, etc.)
- Requerimientos de producto
- Condiciones del viento prevaleciente

#### **1.10.1. Distancias de seguridad a vecinos en terminales de almacenamiento**

Según las normas nacionales, las distancias de seguridad a respetar por las terminales de almacenamiento son las siguientes:

Tabla I. **Distancias de seguridad que debe respetar las terminales de almacenamiento respecto a su entorno**

<b>Sitio</b>	<b>Distancia</b>
Área urbana	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Prohibido su instalación, salvo zonas declaradas como industriales</li> <li>○ 1,000 metros de perímetro urbano</li> </ul>
Escuelas, fábrica de pólvora, salitre o productos pirotécnicos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ A 1,000 metros de establecimiento educativos y fábricas, almacenes o ventas de pólvora.</li> </ul>

**Fuente:** Ley de comercialización de hidrocarburos

### **1.10.2. Distancias de seguridad dentro de terminales de almacenamiento**

La mínima distancia horizontal entre tanques, medida entre la pared de un tanque y la pared de otro tanque debe ser:

Tabla II. **Distancias de seguridad entre tanques de almacenamiento**

<b>Tipo de Tanques</b>	<b>Distancia de Seguridad</b>
Entre 2 tanques verticales	½ diámetro del mayor tanque

**Fuente:** Ley de comercialización de hidrocarburos

La distancia mínima horizontal entre la pared de un tanque de almacenamiento y una construcción normalmente habitada, debe ser:

Tabla III. Distancias entre pared de tanque de y una construcción habitada

<b>Uso de la Construcción</b>	<b>Distancia Mínima</b>
Control de las facilidades de almacenamiento	50 pies (15.24 metros)
Usado para otros propósitos distintos al anterior	100 pies (30.48 metros)

**Fuente:** Ley de comercialización de hidrocarburos

### **1.11. Seguridad en terminales de almacenamiento**

La seguridad y la higiene son el conjunto de conocimientos destinados a localizar, evaluar, controlar y prevenir las causas de los riesgos, con el fin de prevenir accidentes que puedan ocasionar daños a los empleados y las instalaciones.

#### **1.11.1. Seguridad en instalaciones eléctricas**

El cableado usado para activar los sistemas de emergencia y de transferencia de producto (bombas y compresores) debe protegerse contra daño por fuego, para la cual el mismo debe ser enterrado y protegido.



Los motores de los compresores, bombas y todo el sistema eléctrico (lámparas, interruptores, etc.) que se utilizan dentro de un radio de 20 metros alrededor de las instalaciones sensibles de la planta tanque, compresor, bomba, área de descarga de cisternas, área de unidades a granel, plataformas de llenado, deberán ser a pruebas de explosiones.

Y todos los circuitos y acometidas de las instalaciones de la terminal, dentro de ductos o tuberías enterradas, con cajas de registro tapadas y selladas, para evitar que eventuales llamas, chispas o explosiones se den en áreas en las cuales pudieran existir mezclas explosivas y que son catalogadas como peligrosas.

#### **1.11.2. Sistema de hidrantes de agua contra incendios**

Las terminales de almacenamiento de combustible deben incluir un sistema de agua contra incendios que permita disponer de dicho fluido en las áreas donde se manipula combustible y donde, por lo tanto, exista riesgo de incendios.

Una red o circuito cerrado de tubería para manejo del agua contra incendio, debe estar alrededor de las áreas críticas. El circuito deberá ser de tubería galvanizada, enterrada e incluir varias válvulas de cierres que permitan aislar sectores que un incidente pudiera dejar inhabilitado.

El sistema de agua incluye hidrantes fácilmente accesibles e identificables, con sus respectivas válvulas de paso, estratégicamente distribuidos y contar con mangueras de lona especiales contra incendios, con sus respectivos pitones o boquillas, ubicados en puntos de fácil y reconocido acceso.

La distribución de los hidrantes debe ser tal, que permita que cada tanque de almacenamiento pueda ser intervenido desde dos direcciones distintas. El agua usada en el sistema contra incendio debe ser bombeada a partir de un depósito o cisterna de agua, con capacidad suficiente, para asegurar el suministro continuo de agua, durante 60 minutos como mínimo o bien 20 minutos si se dispone de un pozo de extracción de agua, exclusivamente para el suministro de dicho sistema.

El equipo de bombeo debe ser de una capacidad que permita disponer de agua en una tasa de bombeo y presión que, el agua de los hidrantes pueda ser impulsada a por lo menos 15 metros de distancia desde la boquilla de la manguera. Dependiendo de la cantidad de tanques o áreas a proteger y las distancias asociadas, podrá ser necesario disponer de mas de un sistema de con su respectiva bomba.

El sistema de arranque y pagado de la o las bombas que alimentan el sistema de agua contra incendios, debe ser controlado por un sistema hidroneumático, de manera tal que el sistema se mantenga con agua a presión, que la bomba se arranque al bajar de valor de la presión necesaria y se apague al alcanzar el sistema el nivel de presión máxima.

#### **1.12. Tanques de almacenamiento**

Los tanques son recipientes metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar. En la industria del petróleo los tanques para almacenar hidrocarburos líquidos, se clasifican de la siguiente forma:

- a. Por su construcción, en empernados, remachados y soldados
- b. Por su forma, en cilíndricos y esféricos
- c. Por su función, en techo fijo y techo flotante

Los tanques esféricos son utilizados para almacenar productos ligeros como gasolina, propano, etc. Su forma permite soportar presiones mayores de 25 psi. Los demás tipos de tanques se utilizan para almacenar petróleo crudo, a presiones cercanas a la atmosférica.

#### **1.12.1. Tanques de techo fijo**

El techo de este tipo de tanques está soldado al cuerpo, siendo su altura siempre constante. La forma del techo es cónica, teniendo instalado válvulas de venteo tipo que actúan a presión y a vacío de (2-4 onzas/pulg.<sup>2</sup> de presión o vacío). Las pérdidas de crudo por evaporación en estos tipos de tanques son altas debido al espacio vacío que existe entre el techo y el nivel de líquido, que varía conforme cambia este nivel.

#### **1.12.2. Tanques de techo flotante externo**

Los tanques de techo flotante permiten reducir en forma significativa las pérdidas de los volátiles de los líquidos que se almacenan. Con esto se logra reducir los costos de producción, la contaminación ambiental y los riesgos de incendios. El secreto de estos tipos de techo, radica en la eliminación del espacio de vapor sobre el líquido que presentan los tanques de techo fijo.

### **1.12.3. Tanques de techo flotante interno**

Estos tipos de tanques presentan la particularidad, normalmente, de disponer de un techo fijo y otro interno flotante. Generalmente se instala en tanques cuyo techo fijo se encuentra deteriorado o en los casos de requerirse por la necesidad de almacenar productos más volátiles. Las pérdidas por evaporación en estos tanques son aún menores que las que se producen en los tanques de techo flotante externo.

### **1.13. Tipos de muestra**

A continuación se describen los procedimientos para el muestreo del contenido de los tanques y de compartimientos de buques que contengan petróleo crudo, productos refinados o combustibles residuales, para determinar las calidades y cantidades, cuando dichos datos deban figurar en la forma de control preestablecido.

#### **1.13.1. Muestra oficial**

Es una muestra de 2.5 litros debidamente sellada, tomada en el punto donde el almacenamiento y/o transporte y utilizada para las pruebas y ensayos a realizarse en el laboratorio.

- a. Tanques en tierra: será tomada en el tanque en tierra, en el momento antes de empezar la operación de descarga. Las características de esta muestra serán las usadas para calcular la cantidad neta entregada y también para designar las calidades del producto.

- b. Tanques de buque: al descargarse un buque tanque, una muestra de los tanques será tomada. Esta muestra se tomará antes de empezar la operación de descarga y será la muestra oficial de descarga. Las características de esta muestra serán las usadas para calcular la cantidad neta descargada y también para designar las cualidades de producto descargado.

### **1.13.2. Muestra corrida**

Es una muestra obtenida al hacer descender la botella de muestreo destapada desde la superficie superior al nivel de la parte baja de la conexión de salida y luego subirla a la superficie superior a una velocidad uniforme tal, que la botella de muestre este llena aproximadamente tres cuartos de su capacidad en el momento en que emerja de al superficie.

Una muestra corrida no es necesariamente una muestra representativa porque el volumen del tanque puede no ser proporcional a la profundidad y porque el operador podría no ser capaz de levantar la botella de muestreo a la velocidad variable requerida.

### **1.13.3. Muestra compuesta**

Es la muestra que se obtiene por tomar varias muestras locales, a niveles determinados en la columna de petróleo. Por ejemplo, una muestra de 3 niveles, o "tope, centro y fondo", consiste en tres muestras locales tomadas respectivamente a:

- a. (Tope), un pie (30,5 cm.), bajo la superficie del petróleo.
- b. (Centro), el centro vertical de la columna de petróleo.
- c. (Fondo), el nivel inferior de la toma de succión.

Las muestras locales, tomadas como se ha descrito arriba, deberán ser mezcladas en proporciones iguales para dar una muestra compuesta, o mucho mejor, ensayadas separadamente y luego hacer un promedio de los resultados.

#### **1.13.4. Muestra local**

Es una muestra tomada de un lugar específico en el tanque o de una tubería en un tiempo determinado durante una operación de bombeo.

#### **1.13.5. Muestra retenida**

- a. Tanque en tierra: es una muestra de un galón extraída de cada uno de los tanques en tierra, tomadas de acuerdo con el método de muestra corrida o muestra compuesta, sellada y guardada por un periodo de 3 meses.
- b. Barco: es una muestra compuesta extraída de cada uno de los tanques, sellada y almacenada por un período de 3 meses.

## **2. SITUACIÓN ACTUAL**

### **2.1. Marco legal según la ley de comercialización de hidrocarburos**

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos, es el órgano encargado de fiscalizar y velar por la eficacia y garantía del abastecimiento en materia de petróleo y productos petroleros a el país, así como la correcta aplicación de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos.

La ley de comercialización de hidrocarburos tiene por objeto:

- a. Agilizar los procedimientos relativos a las autorizaciones y funcionamiento de las diversas actividades que conllevan la refinación, transformación y la comercialización de petróleo y productos petroleros.
- b. Velar por el cumplimiento de normas que fomenten y aseguren la comercialización, evitando las conductas contrarias a la libre y justa competencia.
- c. Velar por el cumplimiento de normas que protejan la integridad física de las personas, sus bienes y el medio ambiente.
- d. Establecer parámetros para garantizar la calidad, así como el despacho de la cantidad exacta del petróleo y productos petroleros.

La aplicación de la ley de comercialización de hidrocarburos es la base para toda actividad comercial de petróleo y producto petrolero, se divide en 4 áreas:

- Estaciones de servicio
- Depósitos de consumo propio
- Refinación y petroquímica
- Importación y exportación

Toda persona o entidad debe cumplir con los lineamientos establecidos, tanto en documentación legal, así como aspectos técnicos. Se brinda asesorías por parte del personal técnico basado en la ley, siguiendo los procedimientos establecidos para cada actividad que se desea realizar.

## **2.2. Productos importados**

Toda persona individual o jurídica podrá ingresar al territorio nacional petróleo y productos petroleros por cualquier medio de transporte adecuado, cumpliendo la ley de comercialización de hidrocarburos y su reglamento.

Quienes importen petróleo y productos petroleros para comercializarlos, deberán venderlos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transformar, refinar, transportar y operar depósitos para expender y para consumo propio.

### **2.2.1. Licencia de importador**

La solicitud de licencia de importador debe tramitarse ante la dirección general de hidrocarburos, presentando identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:



- a. Testimonio de la escritura constitutiva de la sociedad.
- b. Acta de nombramiento del representante legal de la sociedad.
- c. Las patentes de comercio de empresa y de sociedad.
- d. En el caso de persona individual: cédula de vecindad y la patente de comercio.
- e. Constancia de inscripción como contribuyente en la dirección general de rentas internas del Ministerio de Finanzas Públicas.

En esta etapa se verificara la documentación de la sociedad o persona interesada en importar petróleo o producto petrolero, al hacer la evaluación de la documentación se puede señalar que el trámite es deficiente cuando se presenta las situaciones siguientes:

- No presentan toda la documentación requerida, para solicitar la licencia de importador, esto perjudica directamente a la parte interesada debido a que el producto no puede ser comercializado en el país.
- Debido a que el trámite en algunos casos es realizado por personas contratadas por la parte interesada, intenta omitir alguna documentación o no presentan la copia legalizada, por lo que se demora o se cancela el trámite de la licencia de importador.

### **2.2.2. Control de Operaciones**

En sus operaciones, el importador está obligado a cumplir con:

- a. Proporcionar a los inspectores de la Dirección General de Hidrocarburos, la información y documentación que consigna el tipo de cada producto que importa, volumen, procedencia, calidad y precios de adquisición.
- b. Proporcionar a los inspectores de la Dirección General de Hidrocarburos, la cantidad de muestras necesarias de los productos que importa, para verificar su calidad.
- c. Las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas, que conforman la nómina de productos, para cada producto que ingrese al país.
- d. Las normas y sistemas de seguridad industrial y ambiental.

Todo producto importado que ingresa al país, se verificara lo establecido anteriormente, pero debido a la demanda existente y al poco personal asignado para inspeccionar las operaciones de todas las actividades asignadas al departamento, no se logra estar presente en cada etapa de las operaciones. Por ello se lleva inspecciones periódicas sin previo aviso, para recopilar información y documentación para verificar si cumplen según lo estipulado en la ley de comercialización. Si se descubre alguna anomalía se procederá a una advertencia por medio escrita de parte de la Dirección General de Hidrocarburos y si es reincidencia se cancelara la licencia de importador.

### **2.2.3. Licencia de almacenamiento**

La solicitud de licencia para instalar y operar depósito de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio y/o para la comercialización, debe tramitarse ante la Dirección General de Hidrocarburos, consignando los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:

- a. Resolución de aprobación de la autoridad del medio ambiente, del estudio de impacto ambiental del proyecto de almacenamiento de petróleo o productos petroleros.
- b. Testimonio de la escritura constitutiva de la sociedad.
- c. Acta de nombramiento del representante legal de la sociedad.
- d. Las patentes de comercio de empresa y de sociedad.
- e. En el caso de persona individual: cédula de vecindad y la patente de comercio.
- f. Constancia de inscripción como contribuyente en la dirección general de rentas internas del ministerio de finanzas públicas.
- g. Título de propiedad o contrato de arrendamiento de las instalaciones, conforme al reglamento de esta ley.

La documentación legal requerida a la parte interesada, no es el punto crítico de esta etapa. Las dificultades que se presentan se deben al incumplimiento en las condiciones técnicas, específicamente en las distancias establecidas para el perímetro del terreno y sus colindancias, según el reglamento de la ley de comercialización de hidrocarburos.

#### **2.2.4. Control de Operaciones**

En sus operaciones, el titular de la licencia de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, está obligado a cumplir con:

- a. Las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas, conforme a nómina de productos, para cada producto que almacene.
- b. Proporcionar a los inspectores de la Dirección General de Hidrocarburos, la cantidad de muestras necesarias de los productos almacenados, para verificar su calidad.
- c. Las normas y sistemas de seguridad industrial y ambiental.

El petróleo y productos petroleros que ingresa al país vía marítima se verificara las especificaciones de calidad según la nomina de productos y certificados de calidad extendidas por una empresa independiente en comparación con análisis respectivos realizados por el laboratorio del Ministerio de Energía y Minas. Las supervisiones a las terminales por el inspector a cargo, debe verificar el cumplimiento de sistemas y equipo de seguridad así también el cuidado al medio ambiente.

### **2.3. Terminal de almacenamiento**

El almacenamiento de petróleo y producto petrolero se hace en instalaciones diseñadas para su manejo seguro. Se trata de terminales donde los tanques permitan el almacenamiento seguro del producto importado, los tanques son de paredes gruesas y pesadas debido a las temperaturas a que el mismo está expuesto por razones ambientales.

Los tanques están ubicados sobre base firme y nivelada, en áreas de cielo abierto, instaladas de tal forma que no estén circundadas por paredes, barreras o elementos sólidos.

Las terminales de almacenamiento incluyen en forma general:

- Tanques de almacenamiento con su instrumental.
- Instalaciones de líneas submarinas y conexiones terrestres.
- Plataforma y equipo de llenado de cisternas.
- Oficinas administrativas.

Se inspeccionara las instalaciones físicas de las terminales ya que debe estar en condiciones óptimas para poder almacenar petróleo o producto petrolero, al hacer la evaluación de las instalaciones se presenta las situaciones siguientes:

- El personal designado por el Ministerio de Energía y Minas no logra verificar todos los aspectos de las instalaciones, debido a que el departamento asignado cumple otras actividades, por lo que el personal no puede estar presente en un 100% de las descargas de petróleo o productos petroleros.
- Las instalaciones cumplen con los requisitos de tipo legal y técnicos establecidos por la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, para poder operar adecuadamente.
- Existen ocasiones que cuando no esta el encargado de supervisar las actividades en las terminales, el personal por cuestiones personales prefiere omitir ciertas partes del equipo de seguridad personal.

#### **2.4. Departamento encargado**

El personal que labora en el Departamento de Ingeniería y Operaciones debe coordinar actividades de oficina, así como de campo. Asesorando proyectos en materia de importación de productos que se comercializan en el país, analizando y dictaminando solicitudes de licencias para efectuar actividades relacionadas a la cadena de comercialización de productos petroleros.

La sección de importación y exportación, perteneciente al Departamento de Ingeniería y Operaciones, es la responsable de realizar las siguientes actividades y esta dividido en actividades de campo y de oficina.

**Actividades de oficina:**

- Licencia de Importación de productos petroleros, para la venta o consumo propio.
- Licencia de exportación de productos petroleros.
- Autorizaciones para efectuar cada exportación, a los titulares de licencia de exportador.
- Autorizaciones por única vez para importar productos petroleros.
- Autorizaciones especiales para importar nuevos productos petroleros.
- Autorizaciones especiales, para importar productos con características especiales.
- Archivo de documentación de licencias de importación y exportación.

**Actividades de campo:**

- Inspeccionar la descarga de petróleo y productos petroleros.
- Toma y custodia de muestra del producto.
- Inspeccionar la carga para la exportación de petróleo y productos petroleros.
- Inspección de ingreso y egreso de productos petroleros vía terrestre.

Debido a la diversidad de actividades asignadas a la sección de importación y exportación y el poco personal existente para ejecutarlas es la dificultad que se tiene. Las inspecciones a la descarga de buques que importan petróleo o productos petroleros es la que afronta mayores problemas para coordinar las actividades de supervisión debido a que el personal asignado debe cumplir con otras actividades y la distancia existente entre los puntos de descarga y la sede administrativa del Ministerio de Energía y Minas.

## 2.5. Análisis del Ministerio de Energía y Minas

El resultado del análisis sobre la institución se muestra en la figura 4:

Figura 4. Análisis FODA del Ministerio de Energía y Minas

<p><b>Fortalezas</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano que impulsa la libre comercialización de los hidrocarburos desde su importación y producción hasta llegar al consumidor final.</li> <li>• El Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuenta con equipo técnico adecuado para velar por el cumplimiento de normas para garantizar la calidad de los productos.</li> <li>• El Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuenta con personal experimentados en el área, dicha experiencia es adquirida por parte de ellos durante los años de trabajo dentro de la institución.</li> </ul>
--------------------------	--



<p><b>Oportunidades</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Ministerio de Energía y Minas (MEM) esta propiciando un mercado de libre competencia en materia de productos petroleros para beneficiar a los consumidores y a la economía del país.</li> <li>• Promover las condiciones adecuadas para el desarrollo eficiente del comercio interior y exterior.</li> <li>• Incentivar al sector privado a la comercialización de hidrocarburos.</li> <li>• Se podrá velar por el cumplimiento de normas que protejan la integridad física de las personas, sus bienes y su medio ambiente.</li> </ul>
<p><b>Debilidades</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Actualmente en la fase de modernización el Ministerio de Energía y Minas la Dirección General de Hidrocarburos no cuenta con un plan de control para todas las actividades asignadas ya que se encuentran dispersas en leyes y reglamentos que no abarca todos los departamento por lo que existen deficiencias en ciertas áreas.</li> <li>• La demanda respecto a la comercialización de hidrocarburos actualmente en el país ha ido en aumento, por lo que en algunos departamentos se produce un cuello de botella en el trámite de papelería ocasionando retrasos.</li> </ul>

<p><b>Amenazas</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Insatisfacción de los clientes respecto a los precios de comercialización de los productos petroleros.</li> <li>• La omisión de normas y requisitos que dicta la ley de hidrocarburos, hace deficiente la fiscalización adecuada de los productos que se comercializan en el país.</li> </ul>
------------------------	--

**Fuente:** Investigación de campo

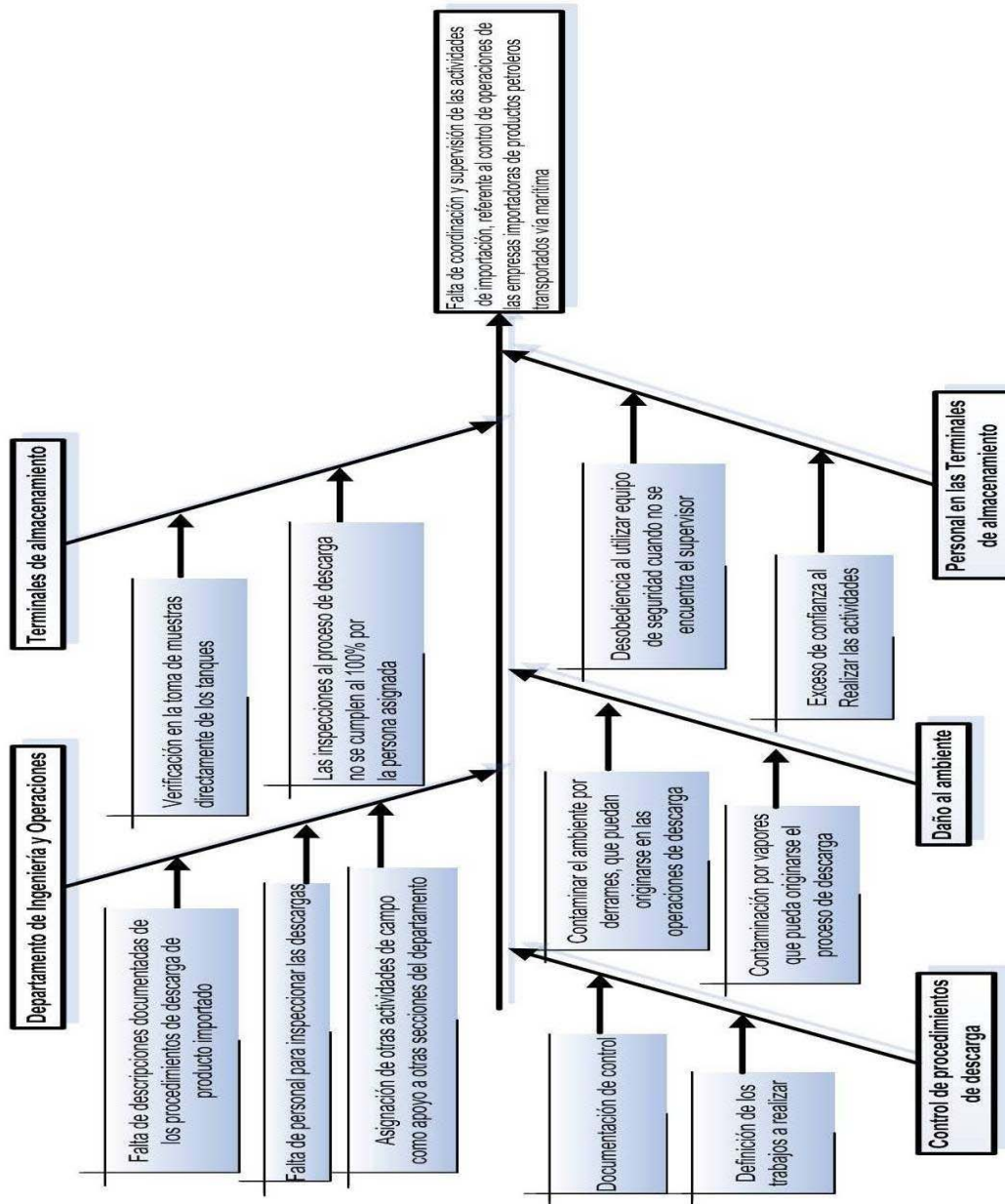
### 2.5.1. Diagrama Causa y Efecto

Mediante un análisis por el método de causa y efecto se puede visualizar la situación actual de la problemática existente, como también de los factores que influyen.

La sección de importación y exportación del Departamento de Ingeniería y Operaciones es la encargada de coordinar y supervisar las actividades de importación y exportación, debido a no existir un documento que describa las operaciones y formas de llevar un sistema de fiscalización de producto que ingresa al país vía marítima, situación que ocasiona que los técnicos supervisores designados, no logren supervisar el proceso de descarga totalmente, existiendo vacíos de las labores inherentes al cargo como son el cuidado del medio ambiente, integridad física de los trabajadores y bienes. La situación también es afectada debido a la persona asignado actualmente a las actividades de supervisión, debe realizar las actividades de oficina o como apoyo a las otras secciones del departamento, esto conlleva a que no se pueda estar presente la autoridad designada por parte del Ministerio de Energía y Minas para cada proceso de descarga de productos petroleros.

La figura 5 ejemplifica la problemática existente:

Figura 5. Diagrama causa y efecto de la problemática existente



Fuente: Investigación de campo



### **3. DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA DESCARGA DE PRODUCTOS PETROLEROS TRANSPORTADOS VÍA MARÍTIMA**

La necesidad de cubrir la demanda de distribución de petróleo y productos petroleros a nivel nacional, ha mantenido una tendencia en el incremento de la infraestructura para la explotación y manejo de hidrocarburos por el medio marítimo.

La magnitud de las actividades que se desarrollan en las instalaciones de las terminales de almacenamiento ha incrementado, con la finalidad de proteger la vida del personal que opera tanto en las instalaciones como en las embarcaciones, se elabora la presente normativa que contempla los procedimientos de supervisión y el control de las operaciones de importación de productos petroleros.

Este normativo establece los requisitos de seguridad para el acercamiento de las embarcaciones a las instalaciones costafuera y dentro de las terminales de almacenamiento, procedimientos de descarga de producto importado hacia los tanques de almacenamiento y la respectiva fiscalización de los productos almacenados así como la toma, y traslado de muestras de productos petroleros para el control de la calidad de los productos importados

### **3.1. Terminal de almacenamiento**

Dentro de las principales actividades que se llevan a cabo se debe garantizar la calidad de los materiales, equipos e instalaciones, a fin de que estas operen de manera eficiente y segura, tomando en cuenta la preservación de las vidas humanas, las instalaciones y el medio ambiente. Y designar instrucciones de supervisión de seguridad antes, durante y después de haber descargado el producto importado.

#### **3.1.1. Especificaciones que debe cumplir**

Las inspecciones en una terminal de almacenamiento de productos petroleros deben estar vinculadas al control o monitoreo de las especificaciones técnicas y fuentes de accidentes o siniestros y sus consecuencias, de donde dicha actividad debe orientarse a verificar:

- a. Instalaciones de líneas submarinas y sus conexiones terrestres.
- b. Sistema de los tanques de almacenamiento.
- c. Sistema de tubería terrestre.
- d. Oficinas administrativas.

### **3.1.1.1. Instalaciones de líneas submarinas**

Los tanques de almacenamiento, son abastecidos con petróleo y productos petroleros, desde un sistema de líneas submarinas:

La línea submarina debe estar autoportada sobre lecho marino y que va desde la terminal, pasando enterrada por la playa, hasta su extremo final, mar adentro, en donde esta conectada una estructura de anclaje donde están unidas las mangueras submarinas que se conectan al múltiple del barco para la descarga de los productos.

El tramo enterrado debe ser de una profundidad de 2.44 metros que va desde la orilla de la playa, empalma con la tubería submarina y se conduce a la superficie de las instalaciones.

El tramo superficial aéreo final de tubería se fijara apoyado sobre bases de concreto a dos pies de altura sobre el suelo y localizado dentro la terminal. Este último tramo acomete dentro de la terminal hacia los tanques de almacenamiento, para llenarlos con los productos. Todo el sistema debe soportar presiones altas hasta de 150 psi., pero por seguridad se debe trabajar abajo de estas.

Las mangueras submarinas para la descarga de productos petroleros deben ser conductos especiales para una presión de trabajo mínima de 150 libras por pulgada cuadrada. Las mangueras tienen que instalar en sus extremos, válvulas de mariposa, que corresponden a los accesorios de seguridad para evitar la posibilidad de fugas, cuando no estén en servicio y quedan depositadas en el lecho marino.

### **3.1.1.2. Tanques de almacenamiento**

Los tanques de almacenamiento deben estar provistos de diques a bordas de contención de derrames, así como de dispositivos para la prevención y combate de incendios.

Los tanques para el almacenamiento se utilizaran de tipo techo flotante, con el objeto de evitar que se genere gases volátiles e inflamables en el espacio existente entre el techo y el producto almacenado.

Los tanques deben estar provistos de líneas de conducción fija que abastecen en la parte superior de los tanques, Aspersores de mezcla de espuma y agua, para el combate contra posibles contingencias de incendio. La espuma se utilizara con el objetivo de disminuir significativamente la cantidad de oxígeno atmosférico donde se aplica, con el propósito a su vez de contrarrestar algún conato de incendio.

Los tanques deben estar conectados a tierra, por medio de varillas de cobre, con el objeto de controlar posibles descargas eléctricas, como consecuencias de tormentas eléctricas o de otras causas fortuitas. No se utiliza sistema de pararrayos en el área de operación, pues posee la desventaja de atraerlos y el objeto es evitar riesgos de descargas eléctricas.

También deben contar con dispositivos automatizados de controles de nivel de registros para inspección visual, previéndose para cada tanque sus acometidas hacia las líneas de abastecimiento y de trasiego.



Todo tanque de almacenamiento debe estar plenamente identificado y el color de los tanques deben estar pintados de blanco con el objeto de evitar el excesivo calentamiento por encontrarse e zona costera. Además el color blanco permite observar fácilmente si existiera alguna fuga en los tanques.

La mínima distancia horizontal entre la pared del tanque y facilidades, equipos, se muestra a continuación:

Tabla IV. **Distancias entre tanque de almacenamiento y facilidades de equipo**

<b>Facilidades o Equipo</b>	<b>Distancia Mínima</b>
Proceso de llenado	50 pies (15.24 metros)
Llama o equipo que expone llamas	100 pies (30.48 metros)
Otros equipos que incluyen fuego	50 pies (15.24 metros)
Equipo rotatorio	50 pies (15.24 metros)
Líneas de transmisión de energía eléctrica o subestación	50 pies (15.24 metros)
Facilidades de carga y descarga de cisternas, carro tanque	50 pies (15.24 metros)
Motores estacionarios de combustión interna	50 pies (15.24 metros)
Orilla del área de contención de derrame de combustibles líquidos	10 pies (3.05 metros)

**Fuente:** Ley de comercialización de hidrocarburos

En seguridad contra incendios se debe cumplir con lo siguiente:

Extintores tipo robot con capacidad de 120 libras, en la tabla V se presenta las especificaciones:

Tabla V. **Especificaciones de extintores tipo robot**

<b>Agente extintor</b>	<b>Composición Química</b>	<b>Tipos de fuego que combate</b>
Gas halógeno	Hidrocarburo halogenado	Incendios producidos por líquidos o gases inflamables como lo son: productos petroleros

**Fuente:** Norma NFPA30

Para conservar el buen funcionamiento de los extintores se recomienda seguir el siguiente mantenimiento:

- Todos los extintores deben estar sujetos a inspecciones mensuales para verificar el buen estado de los mismos.
- Todo extintor debe de tener una tarjeta de control que indique las fechas de inspecciones y numero de recargas que se le ha efectuado.
- La terminal debe tener los planos de todas las áreas de trabajo donde se indique la ubicación exacta de cada uno de los extintores.
- Cada vez que un trabajador utilice un extintor debe de llenar una tarjeta que indique la fecha para el control correspondiente.

Los extintores deben estar libre de obstáculos, por cada tanque instalado; extintores a 15 metros, como máximo, entre uno y otro, en las áreas de descarga, carga; además, 1 extintor por cada 200 metros cuadrados en áreas aledañas a las anteriores y que sean susceptibles de riesgos de incendios.

Tanques u otro medio de almacenamiento de agua, para asegurar el suministro continuo de agua a la red contra incendios, durante 60 minutos como mínimo.

La colocación de rótulos preventivos deben ser considerados para la seguridad de las personas y de los bienes, para lograrlo se debe utilizar rótulos de 45 X 30 centímetros, indicando las señalamientos de prohibido fumar, prohibido ingresar sin autorización, atienda señales e indicaciones, ingreso, salida de emergencia, y otros que se consideren adecuados tal como se presenta en la figura 6.

Figura 6. Rótulos preventivos

 <p>NO BLOQUEAR EQUIPO CONTRA INCENDIOS</p>	 <p>RUTA DE EVACUACION</p>
 <p>EXTINTOR</p>	 <p>No fumar Líquido inflamable</p>
 <p>Precaución Use el pasamanos</p>	 <p>USO OBLIGATORIO DEL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL</p>

Fuente: Norma NFPA30A

Que exista un plan de contingencia para manejar problemas causados por incendios (tanques, tuberías) y que el mismo sea conocido por el personal responsable de su aplicación ver apéndice 1.

#### **3.1.1.3. Sistema de tuberías terrestres**

El sistema de trasiego terrestre de productos, son las tuberías que alimentan los tanques, una vez que han sido recibidos desde los buques tanque.

Las acometidas terrestres de las líneas principales deben estar interconectadas con las líneas submarinas. Las líneas en sus tramos finales deben ser relativamente cortas y no estar enterradas, para disminuir los efectos de la corrosión y para un mejor control de posibles fugas o derrames. También deben ser pintadas con pintura anticorrosivo y de color plateado.

#### **3.1.1.4. Oficinas administrativas y de servicios**

Las oficinas administrativas deben ser diseñadas y construidas con paredes de block y terraza de concreto, para proporcionar un servicio cómodo al personal de labores, deben estar provistas de aire acondicionado dependiendo las dimensiones del lugar de trabajo.

Debe contar con servicios sanitarios y duchas, así como el comedor debe tener los equipos y muebles para el personal de labores.

Las oficinas deben estar dotadas de sistema telefónico, fax y sistemas fijos y portátiles de radiocomunicación para la eficiencia y confiabilidad de todas las actividades que se realizan en la planta.

### **3.1.2. Puntos de inspección antes del proceso de descarga**

Las inspecciones en una terminal de almacenamiento de productos petroleros debe estar vinculada al monitoreo de los puntos o fuentes de accidentes o siniestros y sus consecuencias, de donde dicha actividad debe verificarse

Los puntos de inspección en la terminal son los siguientes:

- Verificar los extintores en el lugar adecuado.
- Supervisar el funcionamiento de la red de suministro de agua-espuma, en áreas de: almacenamiento, despacho y unidades de consumo.
- Visibilidad de los rótulos preventivos.
- En áreas donde es inevitable la presencia normal de combustible en el ambiente, se extremen las medidas de seguridad evitando la presencia de fuego o chispa.
- Las rutas de acceso y de escape deben estar libre de obstáculos.
- Debe haber monitores en una forma perimetral a los tanques.

- Los tanques deben estar plenamente identificados con producto almacenado y capacidad.
- Verificar que tenga el indicador de nivel de los tanques.

En el sistema de tuberías las inspecciones son las siguientes:

- Que las distintas válvulas, accesorios uniones (roscadas o soldadas) y equipos instalados funcionen apropiadamente y no presenten fugas.
- El estado físico de las mangueras y conectores de descarga y carga de producto.
- Que las distintas válvulas estén libres de suciedad u oxido que hagan dudoso o entorpezcan su buen funcionamiento.

El técnico designado para supervisar las operaciones de descarga en la terminal de almacenamiento, realizara inspecciones de las instalaciones y tanques que almacenan productos, los sistemas de seguridad, para evaluar el cumplimiento y así poder a proceder a la descarga de productos. En la figura 7 se presenta el formato de evaluación:

Figura 7. Formato de inspección

<b>Ministerio de Energía y Minas</b> <b>Dirección General de Hidrocarburos</b> <b>Departamento de Ingeniería y Operaciones</b> <b>Sección de Importación y Exportación</b>			
<b>REGISTRO DE INSPECCION ANTES DE LA DESCARGA DE PRODUCTO PETROLERO</b>			
	SI	NO	OBSERVACIONES
Cuenta la terminal con un sistema contra incendios			
Si la respuesta anterior es afirmativa, esta habilitado el mismo?			
Existe suficiente agua de abasto en caso de emergencia?			
Si la respuesta anterior es afirmativa, esta abierta la válvula de pie del tanque de abasto?			
Se cuenta con un sistema de espuma?			
Existen monitores en una forma perimetral a los tanques de producto?			
Se cuenta con un indicador de la dirección del viento?			
Se encuentran las mangueras y pitones dentro de los gabinetes?			
Existen extintores cerca al múltiple de recepción?			
Se verificó que no existieran fugas en el múltiple del buque, una vez que se conecto la manguera?			
Las válvulas, accesorios y medidores estén operando convenientemente?			
En las tuberías no hay fugas de petróleo y productos petroleros?			

**Fuente:** Investigación de campo

### Continuación

<b>Tanques</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
Están los tanques a utilizar plenamente identificados?			
Están señalizado la necesidad de "Usar el Pasamanos"			
Tiene indicador de nivel los tanques?			
El volumen a recibir esta de acuerdo con el volumen inicial y la altura segura que puede alcanzar el producto?			
Se revisaron las tuberías de entrada del tanque previo al inicio del bombeo?			
Se enviaron las presiones requeridos al buque para los desplazamientos?			
En el área de los tanques y en el buque deben usarse linternas antiexplosión			
Se cuenta con equipo para contención de derrames en tierra?			
Nombre de Terminal: _____		Fecha de inspección: _____	
Supervisor: _____		Firma: _____	

**Fuente:** Investigación de campo

### 3.1.3. Prevención de contaminación ambiental

Para prevenir y combatir la contaminación ambiental la terminal de almacenamiento debe cumplir con lo siguiente:



Cada tanque o conjunto de tanques para almacenar productos petroleros, debe rodearse de muros o diques que permitan contener el volumen del tanque de mayor capacidad, más el 10 por ciento de la capacidad del resto de tanques.

La superficie delimitada por muros o diques de contención, debe de ser de un material que no permita la filtración y contaminación del suelo, por parte de los productos derramados.

Las instalaciones deben contar con sistemas para la recuperación, tratamiento y disposición de derrames y aguas servidas.

En las terminales de almacenamiento se prohíbe acumular basura, sustancias u otro material de fácil combustión o contaminación ambiental.

### **3.2. Posicionamiento de una embarcación por medio de boyas a interconexiones de líneas submarinas**

La descarga de producto importado de un buque a la terminal de almacenamiento tiene la siguiente secuencia:

El proveedor avisa a la gerencia general de la importadora y la terminal, del arribo de un buque que viene a descargar combustible, indicando la(s) cantidad(es) de cada producto. El proveedor da aviso a la terminal sobre cual será la agencia naviera que atenderá al buque y cual será la compañía de inspección independiente que verificara la cantidad y calidad del producto.

Ya verificada la terminal de las instalaciones, tuberías, previo a la llegada del buque. Se verificara la llegada del buque y producto que descargara.

En la figura 8 se presenta el formato de programación de buques anunciados, el cual deberá ser actualizado a diario.

Figura 8. **Formato de programación de buques anunciados**

PROGRAMACIÓN DE BUQUES ANUNCIADOS								
No.	BUQUE	TERMINAL	PTO DE DESCARGA	PROCEDENCIA	ETA	FECHA ARRIBO	PRODUCTO	VOLUMEN Barriles

**Fuente:** Investigación de campo

### 3.2.1. Acercamiento del buque a las instalaciones

El acercamiento de las embarcaciones debe seguir una secuencia de actividades coordinadas por las autoridades del Ministerio y Minas así como por el personal involucrado por parte de la terminal de almacenamiento, esto para realizar en forma segura las operaciones y evitar riesgos a las instalaciones y al personal.

Este punto constituye la propuesta de los procedimientos necesarios para el acercamiento del buque y las responsabilidades del personal descritas en las figura 9 a la 24:

Figura 9. Procedimiento del técnico designado para la inspección de la descarga

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
Departamento de Ingeniería y Operaciones	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">3</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	3			
Pág.	1							
De:	3							
Sección de Importación y Exportación								
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Recepción, inspección y cálculos en descarga por el técnico designado								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Jefe Sección Importación y Exportación	Recibe vía fax o correo electrónico, por parte de la compañía titular de la licencia de importador, el arribo del buque a su terminal.						
2	Jefe Sección Importación y Exportación	Asigna a un técnico para la inspección de las descarga del buque.						
3	Técnico	Se traslada del Ministerio de Energía y Minas a la terminal de almacenamiento donde se efectuara la descarga del combustible y se identifica en la terminal e informa al gerente de la misma el motivo de su presencia						
4	Técnico	Se reúne con el gerente de operaciones y con el inspector de la compañía independiente, para establecer el procedimiento de medición inicial de los tanques de almacenamiento y el horario de medición.						
5	Técnico	Se trasladan junto con un operario de la terminal y el inspector de la compañía independiente con equipo de protección personal de oficinas a patio de tanques.						
6	Técnico	Verifica el estado de los tanques a utilizar y las tuberías, observa las maniobras y las medidas de seguridad tomadas antes de la descarga						
7	Técnico	Temperatura del automático, para luego subir al tanque para tomar las medidas manuales.						
8	Técnico	Observa el método utilizado y toma nota de la medida inicial de altura de llenado con la cinta y la temperatura del producto almacenado efectuado por el inspector de la compañía independiente.						
9	Técnico							
Elaboró Aníbal Armando Alvarado		Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación						
		Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones						

**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Recepción, inspección y cálculos en descarga de buques por el técnico designado

No. Operación	Responsables	Descripción
10	Técnico	Observa la forma y el método utilizado por el inspector de la compañía independiente, para tomar la muestra del producto almacenado.
11	Técnico	Descienden del tanque y se dirigen a la oficina.
12	Técnico	Se dirige al laboratorio de la terminal donde efectúa la prueba y calcula el API y toma nota de los datos obtenidos.
13	Técnico	Calcula en base a las tablas de calibración, los datos de la medición y el API el volumen inicial del tanque, y compara datos obtenidos
14	Técnico	Se mantiene pendiente de todas las maniobras de amarre y de inicio por cualquier incidente que se pueda darse.
15	Técnico	Informa vía telefónica al Jefe de la Sección de Importación y Exportación los detalles de la importación y cualquier incidente que pueda existir en la misma.
16	Técnico	Se reúnen con Gerente de Operaciones de Terminal y el inspector de la compañía independiente para establecer el procedimiento de medición final de los tanques de almacenamiento y el horario de medición.

Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones
------------------------------------	--	---

**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	3
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Recepción, inspección y cálculos en descarga de buques por el técnico designado

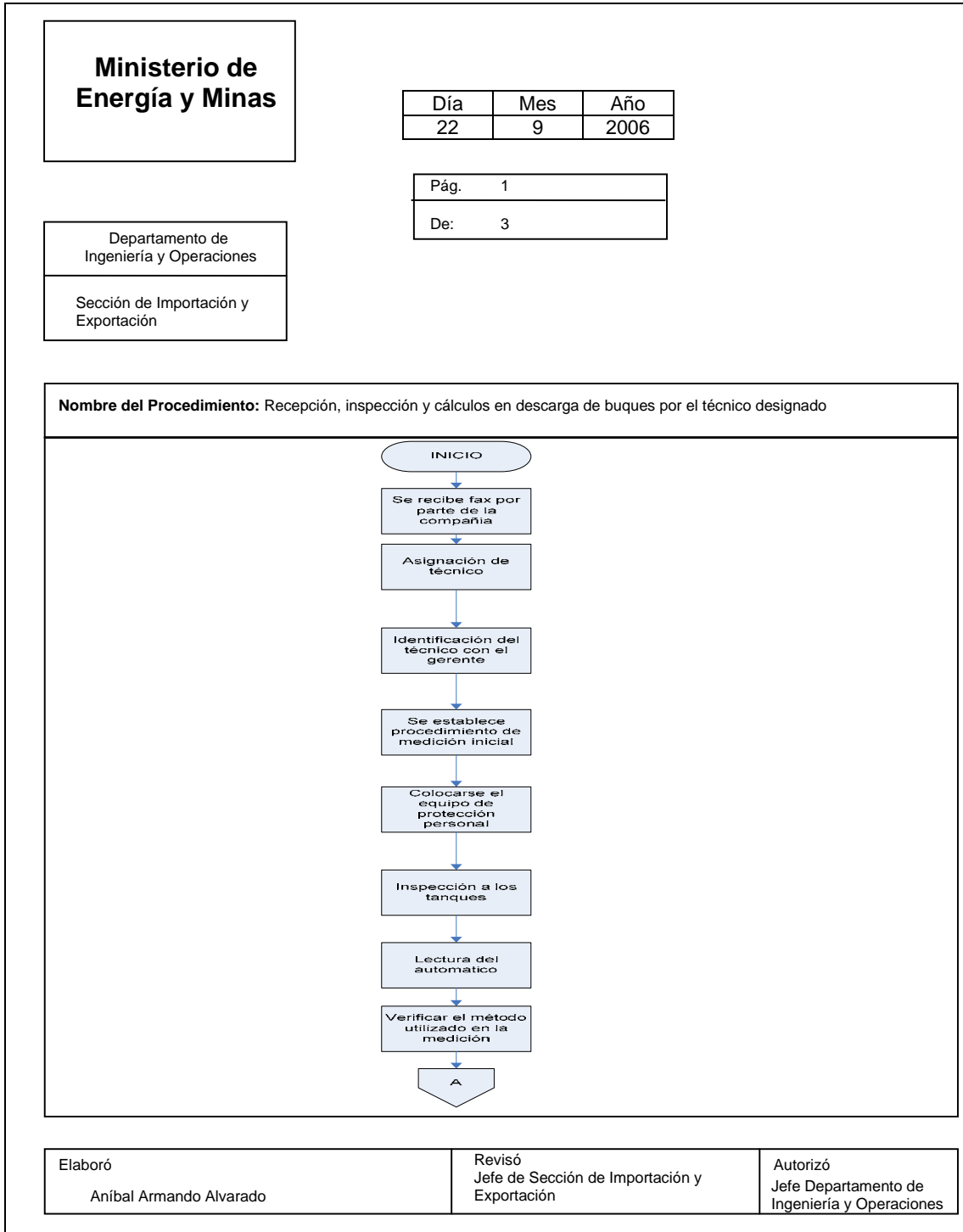
No. Operación	Responsables	Descripción
17	Técnico	Resta el volumen inicial al volumen final y así establece el volumen descargado en cada tanque.
18	Técnico	Efectúa el paso 19 para todos los tanques utilizados en la descarga de cada producto, luego suma todos los volúmenes y encuentra el volumen descargado
19	Técnico	Se reúnen con Gerente de Operaciones de Terminal y el inspector de la compañía independiente para comparar volúmenes y corrigen cualquier error de cálculo.
20		
21	Técnico	Recibe las muestras tomadas, revisa los datos y el estado de las mismas.

Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Figura 10. Diagrama de flujo del procedimiento del técnico designado para la inspección.



**Ministerio de  
Energía y Minas**

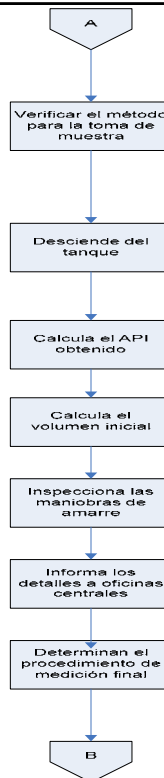
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Recepción, inspección y cálculos en descarga de buques por el técnico designado



Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

**Ministerio de  
Energía y Minas**

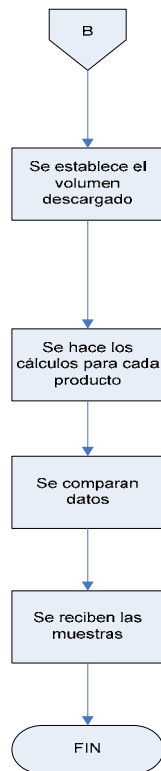
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	3
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Recepción, inspección y cálculos en descarga de buques por el técnico designado



Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones



Figura 11. Procedimiento del superintendente para la descarga de producto importado

<p><b>Ministerio de Energía y Minas</b></p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td style="text-align: center;">Departamento de Ingeniería y Operaciones</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Sección de Importación y Exportación</td> </tr> </table>	Departamento de Ingeniería y Operaciones	Sección de Importación y Exportación	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1	
Departamento de Ingeniería y Operaciones								
Sección de Importación y Exportación								
Pág.	1							
De:	1							
<p><b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del superintendente para la descarga de producto importado</p>								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Superintendente	Realizar el key-meeting con el terminal master y el surveyor a fin de dar a conocer el procedimiento de descarga al buque que descargara						
2	Superintendente	Verificar los preparativos a nivel de las instalaciones						
3	Superintendente	Notificar a la compañía de inspección independiente del arribo del buque						
4	Superintendente	Gestionar con la agencia naviera la emisión del bild of lading y manifiesto de descarga en base al reporte de volúmenes descargados, emitido por el surveyor						
5	Superintendente	Mantener informado al gerente general durante la descarga de petróleo o productos petroleros						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; text-align: center;"> <p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p> </td> <td style="width: 33%; text-align: center;"> <p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p> </td> <td style="width: 33%; text-align: center;"> <p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p> </td> </tr> </table>			<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>	<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>	<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>			
<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>	<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>	<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>						

Figura 12. Diagrama de flujo del procedimiento del superintendente.

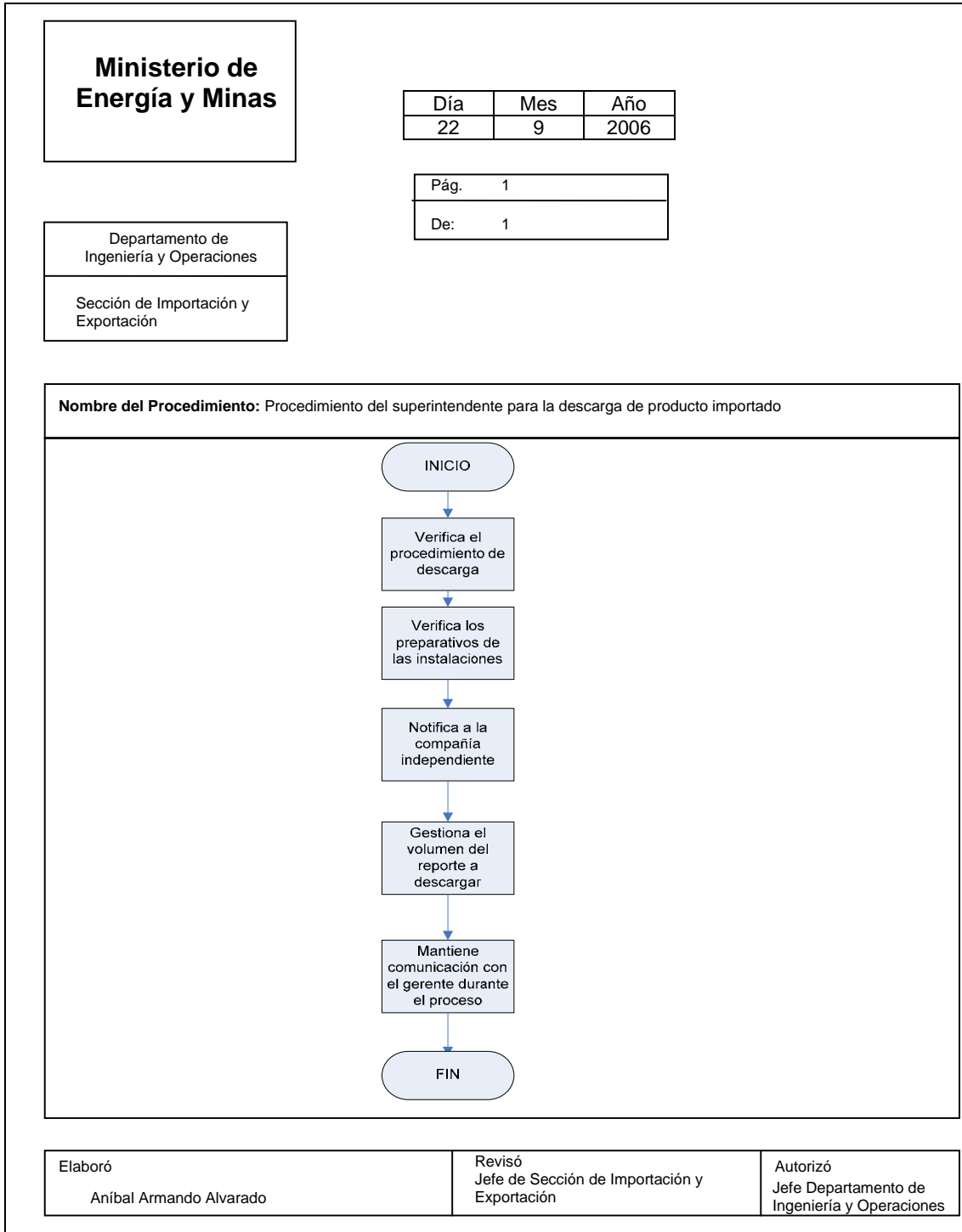


Figura 13. Procedimiento del supervisor de la terminal para la descarga de producto

<p><b>Ministerio de Energía y Minas</b></p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006			
Día	Mes	Año								
22	9	2006								
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">Departamento de Ingeniería y Operaciones</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">Sección de Importación y Exportación</td> </tr> </table>	Departamento de Ingeniería y Operaciones		Sección de Importación y Exportación		<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1	
Departamento de Ingeniería y Operaciones										
Sección de Importación y Exportación										
Pág.	1									
De:	1									
<p><b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del supervisor de la terminal para la descarga de producto</p>										
No. Operación	Responsables	Descripción								
1	Supervisor de la terminal	Verificar la alineación del tanque que servirá para la descarga de producto importado del buque.								
2	Supervisor de la terminal	Verificar que se ventee la línea de carga previo al inicio de bombeo.								
3	Supervisor de la terminal	Supervisar el inicio del bombeo del buque.								
4	Supervisor de la terminal	Estar pendiente a lo largo del proceso de descarga, por cualquier eventualidad que pueda surgir.								
5	Supervisor de la terminal	Verificar al final de la descarga que todas las válvulas que deben quedar cerradas, queden en ese estado y que todas las válvulas que deben quedar abiertas, queden en ese estado.								
<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>		<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>								
		<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>								

Figura 14. . Diagrama de flujo del procedimiento del supervisor de la terminal.

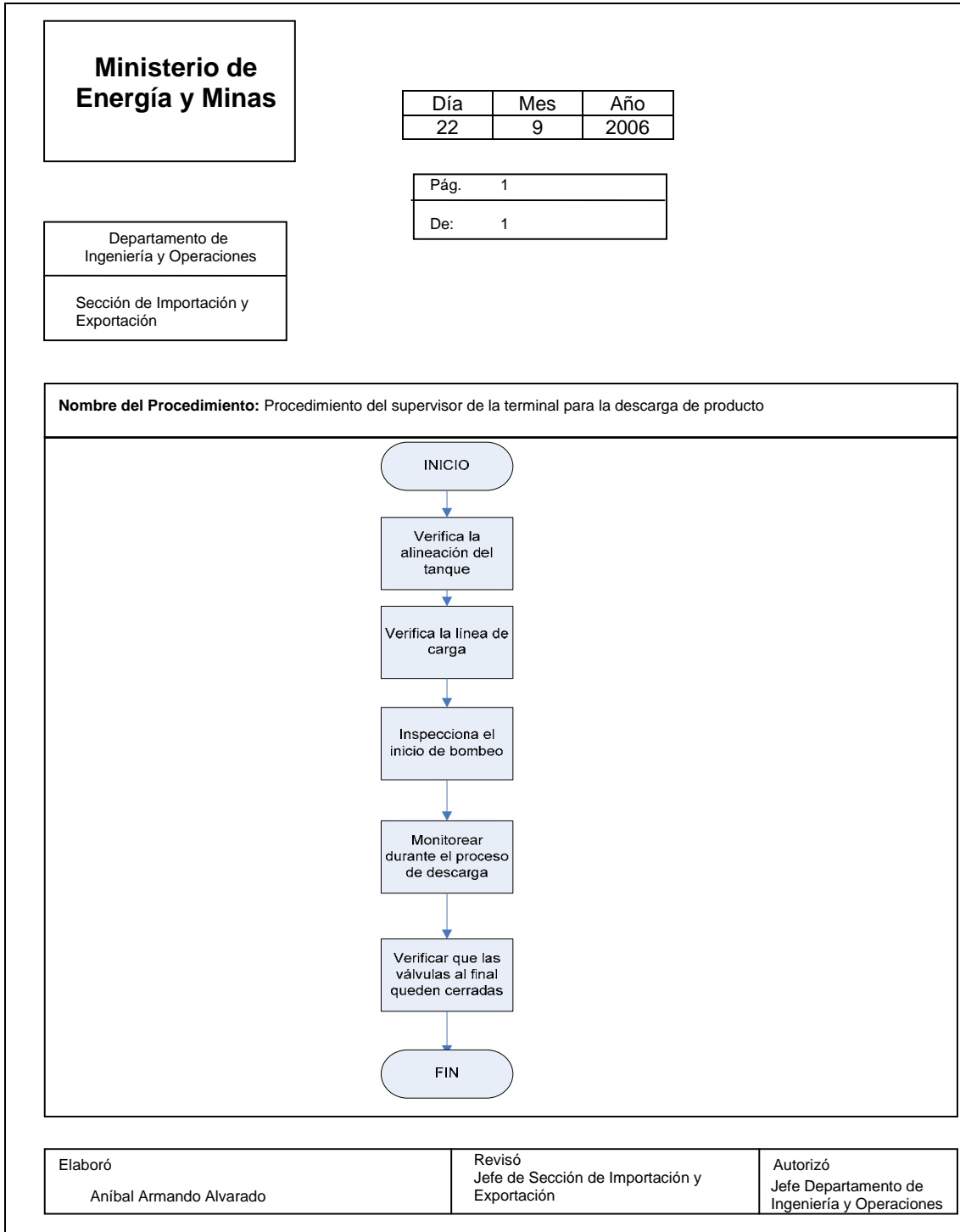


Figura 15. Procedimiento del encargado de control de inventarios para la descarga

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td>22</td> <td>9</td> <td>2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
Departamento de Ingeniería y Operaciones	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td>1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1			
Pág.	1							
De:	1							
Sección de Importación y Exportación								
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del encargado de control de inventarios en la descarga de producto importado								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Encargado de control de inventarios	Estar presente en las medidas iniciales de los tanques que recibirán producto petrolero.						
2	Encargado de control de inventarios	Participar en las medidas finales de los tanques que recibieron producto petrolero.						
3	Encargado de control de inventarios	Hacer los cálculos al final de la descarga y conciliar cifras, antes de oficializar el reporte y que la agencia naviera emita el bild of lading y el manifiesto de la descarga.						
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones						

Figura 16. . Diagrama de flujo del procedimiento del encargado de control de inventarios.

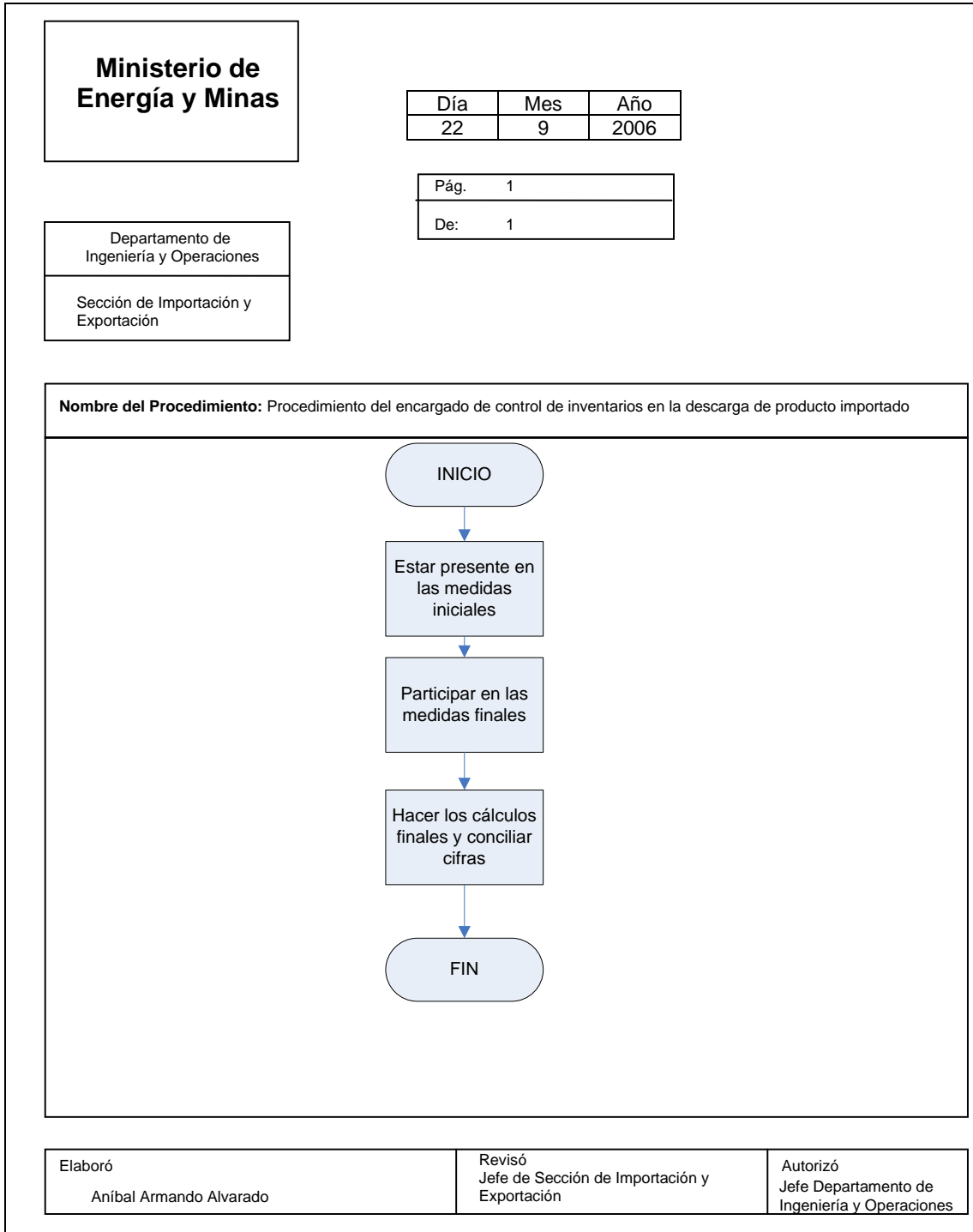


Figura 17. Procedimiento del agente naviero

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
Departamento de Ingeniería y Operaciones	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1			
Pág.	1							
De:	1							
Sección de Importación y Exportación								
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del agente naviero								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Agente naviero	Enviar las características generales del buque hacia la terminal, a fin de preparar las instalaciones para la descarga de productos petroleros						
2	Agente naviero	Coordinar la visita de las autoridades portuarias al arribo del buque						
3	Agente naviero	Emitir los bild of ladin y manifiestos de la descarga par parte del buque a descargar						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; padding: 5px;">                     Elaboró Aníbal Armando Alvarado                 </td> <td style="width: 33%; padding: 5px;">                     Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación                 </td> <td style="width: 33%; padding: 5px;">                     Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones                 </td> </tr> </table>			Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones			
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones						

Figura 18. . Diagrama de flujo del procedimiento del agente naviero.

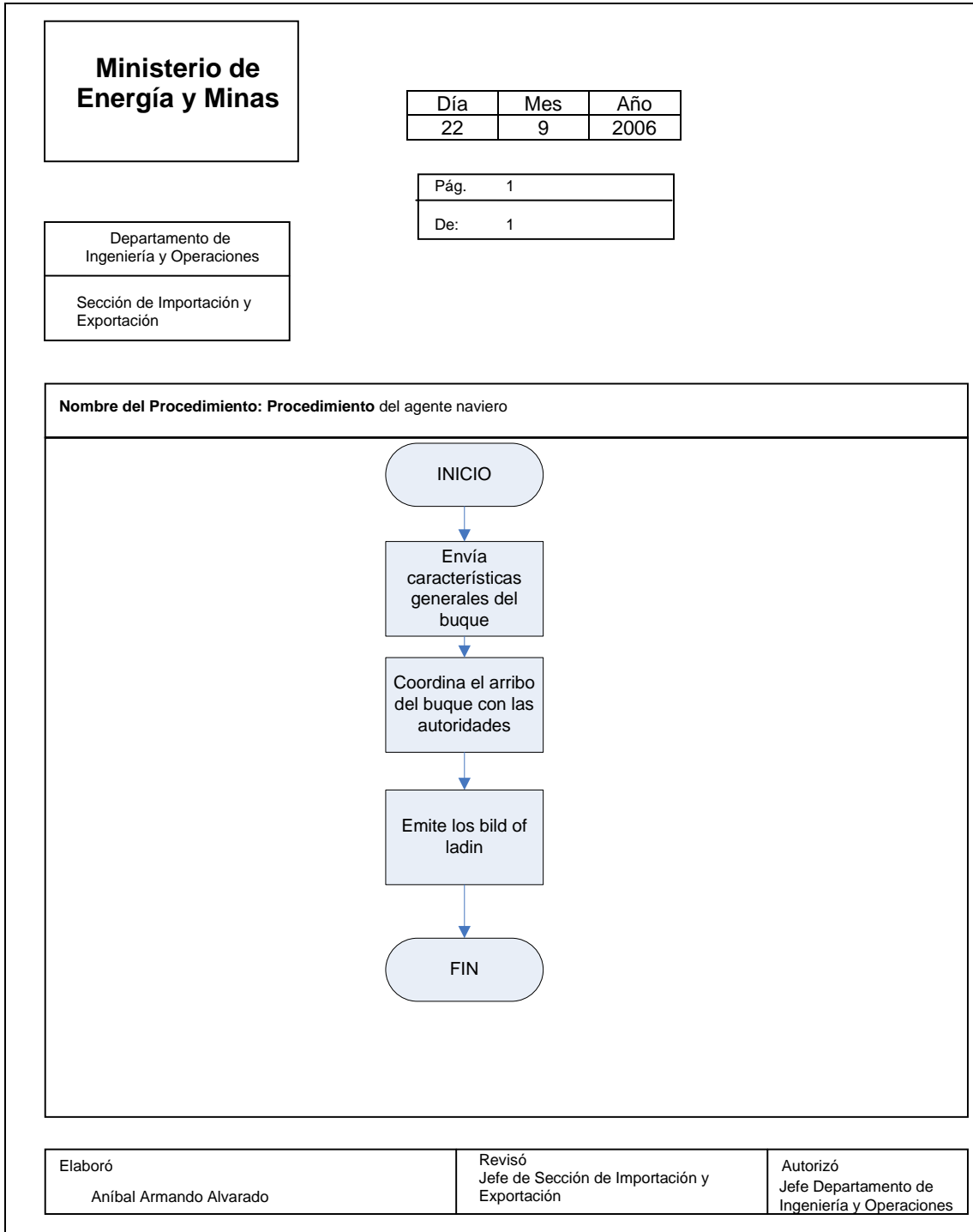




Figura 19. Procedimiento del inspector independiente

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
Departamento de Ingeniería y Operaciones	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1			
Pág.	1							
De:	1							
Sección de Importación y Exportación								
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del inspector independiente								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Inspector independiente	Realizar las medidas iniciales a bordo del buque previo a la descarga del producto petrolero.						
2	Inspector independiente	Realizar las medidas iniciales en los tanques en tierra previo a la descarga de producto petrolero.						
3	Inspector independiente	Muestrear los tanques del buque para verificar calidad del producto.						
4	Inspector independiente	Realizar las medidas finales a bordo del buque.						
5	Inspector independiente	Realizar las medidas finales en los tanques de la terminal de almacenamiento.						
6	Inspector independiente	Emisión del reporte final.						
7	Inspector independiente	Elaborar los reportes que deberá entregar a las autoridades del buque y al superintendente de la terminal						
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones						

Figura 20. Diagrama de flujo del procedimiento del inspector independiente.

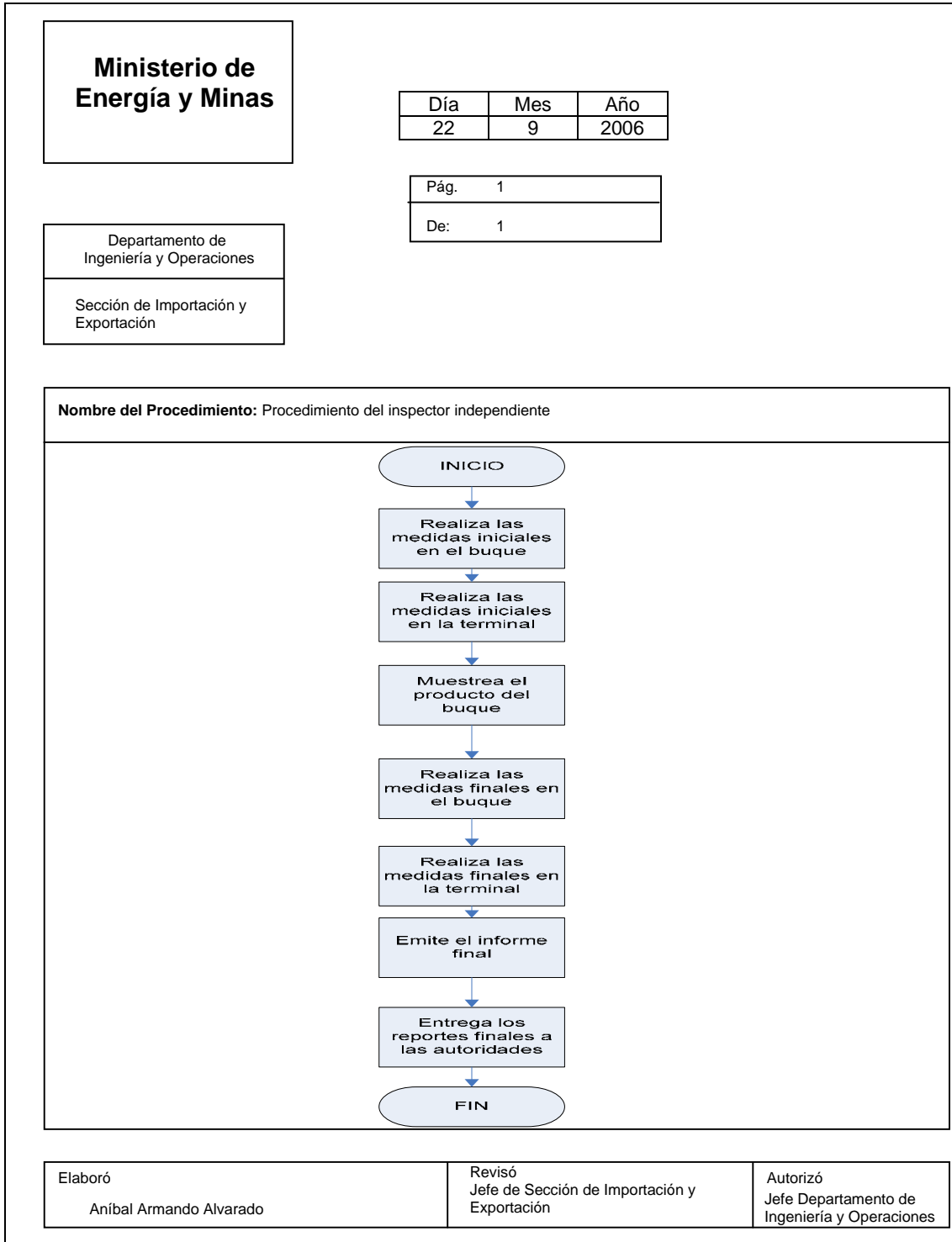


Figura 21. Procedimiento del loading master

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
Departamento de Ingeniería y Operaciones	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1			
Pág.	1							
De:	1							
Sección de Importación y Exportación								
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del loading master								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Loading master	Supervisar el amarre del buque en boyas e informar de cualquier situación anormal que pudiera suscribirse						
2	Loading master	Supervisar la maniobra de levantamiento de manguera y acoplamiento de la misma al múltiple del buque a descargar.						
3	Loading master	Mantener comunicación constante con el Terminal master y proporcionar cualquier información que le sea requerida de parte de la terminal						
4	Loading master	Monitorear la presión en el múltiple del buque durante el desarrollo de la descarga.						
5	Loading master	Intercambiar información horaria del volumen recibido con el terminal master						
6	Loading master	Verificar las condiciones climáticas y lo relativo a las corrientes marinas, a fin de interrumpir la descarga, desconectar mangueras si fuera necesario.						
7	Loading master	Supervisar la maniobra de desconexión de manguera y el desamarre del buque.						
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones						

Figura 22. Diagrama de flujo del procedimiento del loading master.

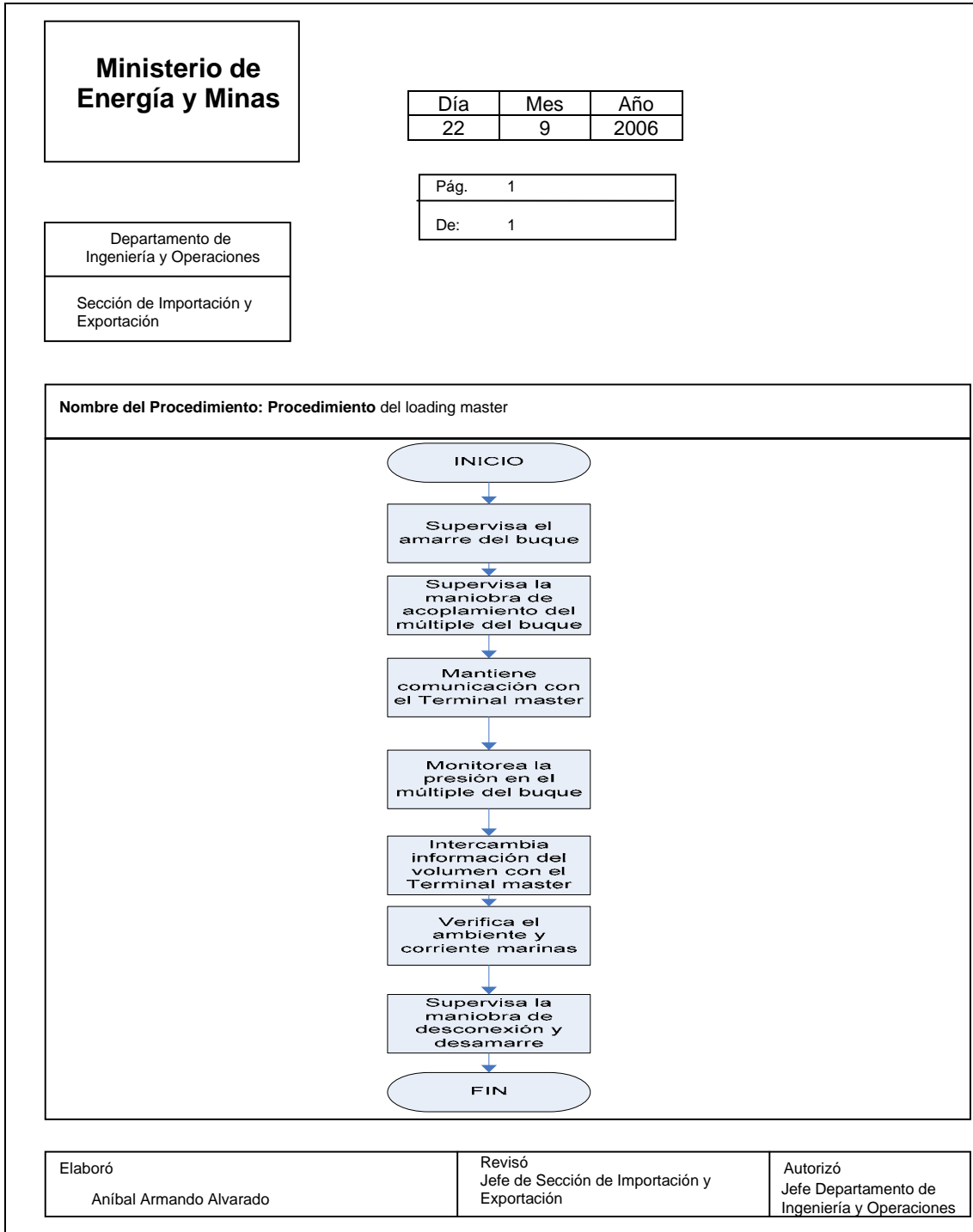
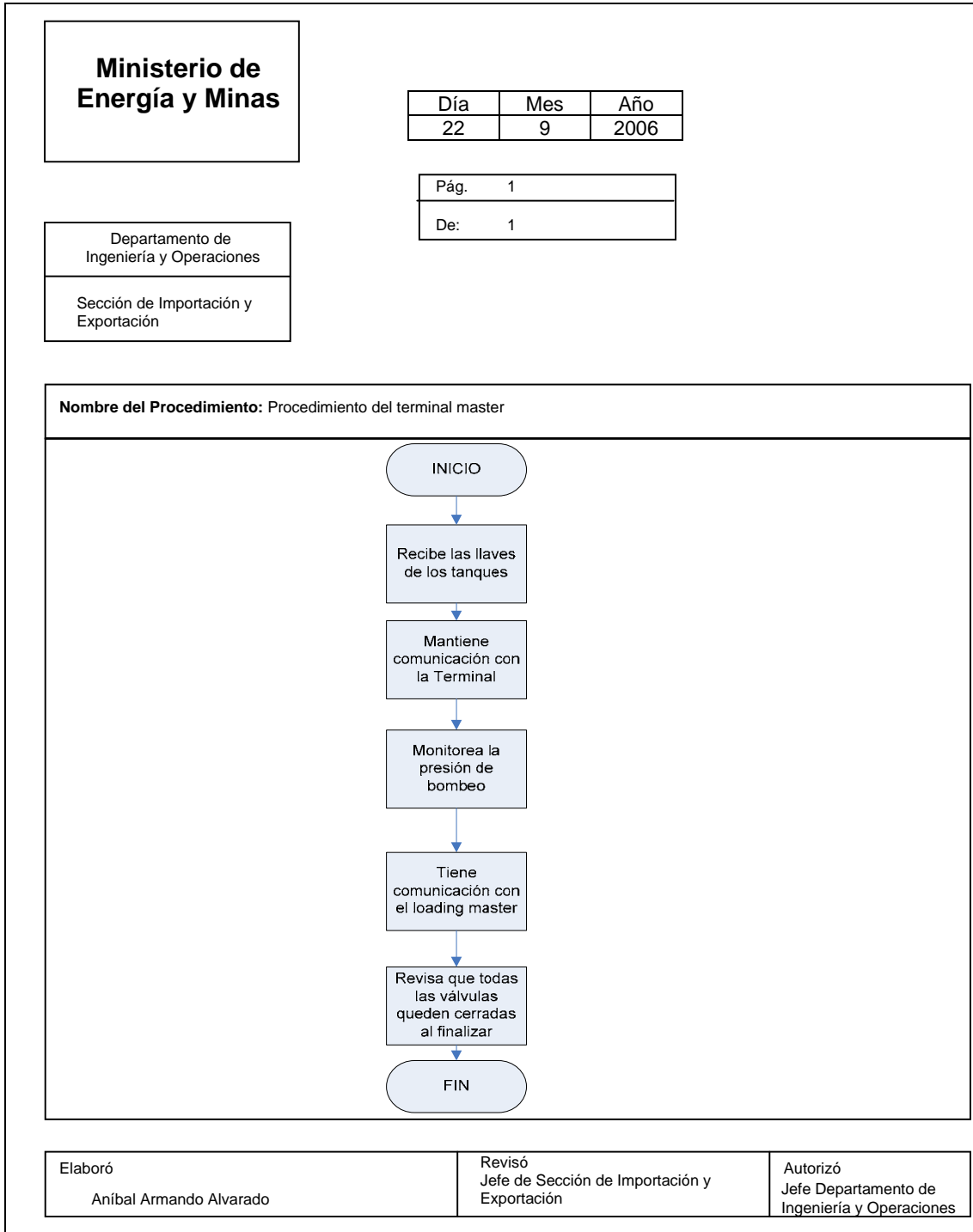


Figura 23. Procedimiento del terminal master

<p><b>Ministerio de Energía y Minas</b></p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td>22</td> <td>9</td> <td>2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
<p>Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td>1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1			
Pág.	1							
De:	1							
<p>Sección de Importación y Exportación</p>								
<p><b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento del terminal master</p>								
No. Operación	Responsables	Descripción						
1	Terminal master	Recibir las llaves de los tanques que participaran en la descarga, para el múltiple de exportación y el múltiple de recepción, así mismo, deberá entregarlas al final del proceso.						
2	Terminal master	Mantener comunicación constante con el loading master y proporcionar cualquier información que le sea requerida de parte de la terminal.						
3	Terminal master	Monitorear la presión del bombeo del producto.						
4	Terminal master	Intercambiar información horaria de volumen entregado con el loading master.						
5	Terminal master	Revisar que todas las válvulas que deben quedar cerradas en la terminal queden así y las que deben quedar abiertas continúen así.						
<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>	<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>	<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>						

Figura 24. Diagrama de flujo del procedimiento del terminal master.



### 3.2.2. Posicionamiento del buque

Este tipo de maniobras que debe realizar el buque para posicionarse en las boyas para descargar el producto, se procederá de la forma siguiente ver figura 25; y gráficamente en los anexos ver figura 59 y 60:

Figura 25. Procedimiento para el posicionamiento del buque

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <th>Día</th> <th>Mes</th> <th>Año</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table> <table border="1" style="margin: auto; width: 80%;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">3</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	Pág.	1	De:	3	
Día	Mes	Año										
22	9	2006										
Pág.	1											
De:	3											
Departamento de Ingeniería y Operaciones  Sección de Importación y Exportación												
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento para el posicionamiento del buque												
No. Operación	Descripción											
1	La persona a cargo del buque, debe realizar transito hacia la localización de un cruce, interconexión o punto determinado de un ducto submarino.											
2	A bordo de la embarcación el personal responsable del posicionamiento de embarcaciones y representante de compañía deben analizar y determinar el programa de anclaje, verificaran la longitud de los cables de las anclas tomando en cuenta que estos se deben de lascar y trabajar lo más próximo a los 45° con respecto al eje longitudinal del barco (proa-popa), durante las maniobras de posicionamiento, también es importante considerar las condiciones meteorológicas existentes, para que la embarcación quede finalmente aproada en dirección del viento y marejada.											
3	Las anclas de la embarcación, deben quedar posicionadas (fondeadas) a una distancia mínima de 200 m. cuando trabajen en sentido paralelo a un ducto submarino y cuando el ancla cruce este y quede trabajando en sentido perpendicular al ducto, se debe fondear a una distancia mínima de 300 m.											
4	La boya lanzada servirá como referencia a un cruce, interconexión o punto determinado de un ducto submarino, para el posicionamiento de la embarcación.											
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones										

**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para el posicionamiento del buque

No. Operación	Descripción
5	Estando la embarcación sobre la localización y con el sistema de posicionamiento operando al 100%, se procederá a posicionar (fondear) la primer ancla de proa, siempre siguiendo el proyecto previamente acordado a bordo.
6	Al estar en el fondo la primer ancla de proa, el personal responsable del posicionamiento de embarcaciones debe registrar los datos correspondientes al ancla posicionada, como son: nomenclatura del ancla, hora en que se fondeo, coordenadas geográficas y del sistema UTM (Universal Transversa de Mercator). Esta acción se debe efectuar cada vez que se posicione o leve una ancla.
7	Una vez fondeada la primer ancla de proa, la embarcación debe dar marcha atrás en dirección de la boya de señalamiento, al alcanzar esta, la persona encargada del buque debe enfilar la embarcación hacia la siguiente posición de proyecto de la segunda ancla de proa.
8	Al estar en el fondo la segunda ancla de proa, la persona encargada debe dar marcha atrás, cobrando y lascando simultáneamente el cable de las anclas de proa, hasta llegar a la boya de señalamiento, para posteriormente ir de popa hasta la posición de proyecto de la primer ancla de popa.
9	Una vez fondeada la primer ancla de popa, se procede hacia la boya de señalamiento para posteriormente dirigirse a la posición de la segunda ancla de popa.

Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones
------------------------------------	---	--



**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	3
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para el posicionamiento del buque

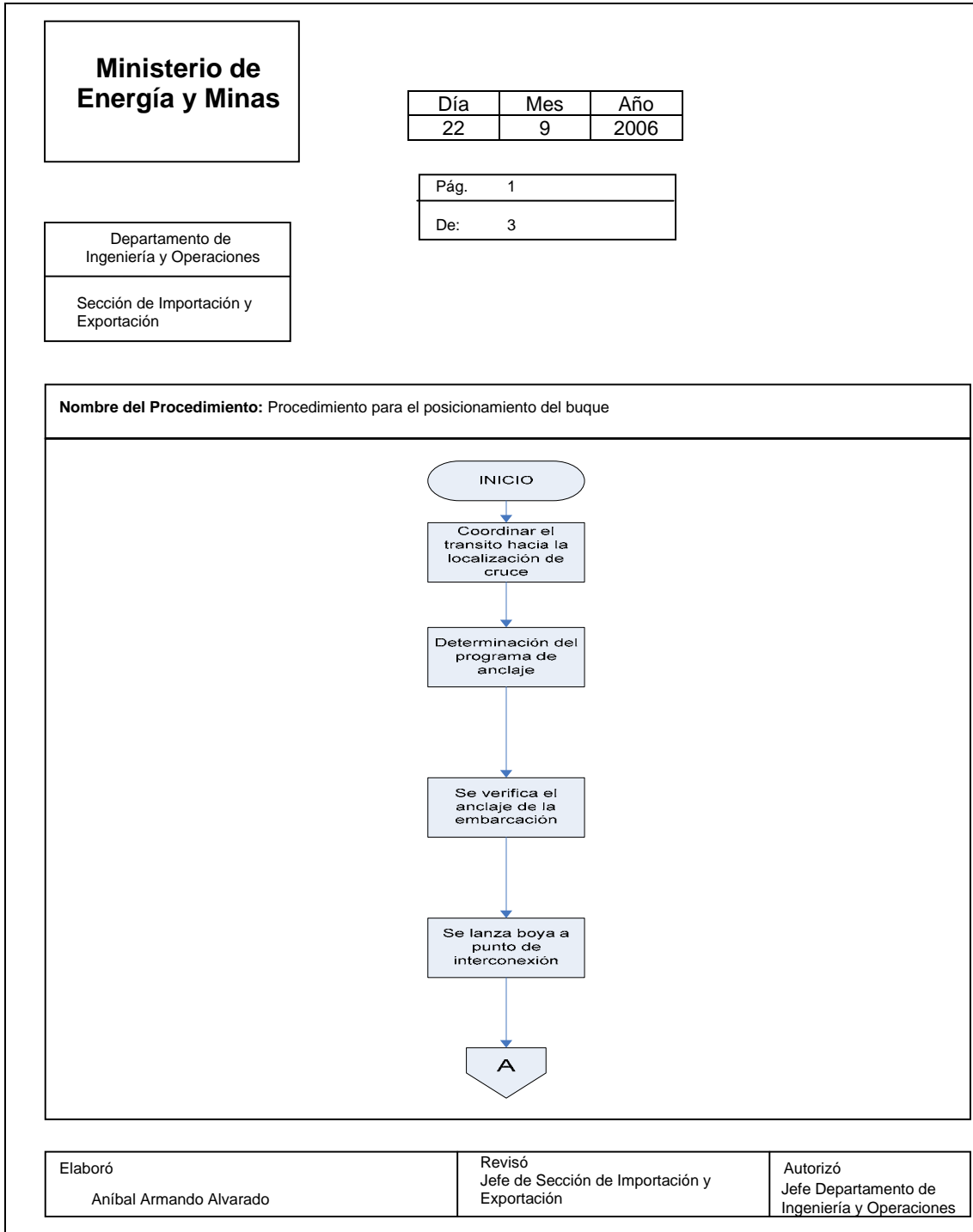
No. Operación	Descripción
10	Después de fondear la última ancla, se lleva a embarcación hasta la boya de señalamiento, trabajando simultáneamente los cables de las cuatro anclas. Finalmente se dirigirá las maniobras para tensionar o lascar los cables de las anclas hasta dejar la embarcación en la posición de trabajo.
11	Una vez concluidos los trabajos o que por causas de fuerza mayor se tenga que abandonar el lugar, el procedimiento de levado e izaje de las anclas de la embarcación, se debe iniciar con la última ancla que fue posicionada, haciendo la misma maniobra de lascar y cobrar el cable de las anclas, hasta concluir con la primera ancla y tenerlas completamente aseguradas en su varadero.
12	Al concluir las maniobras de posicionamiento o levado de anclas de la embarcación, el personal responsable del posicionamiento de embarcaciones, debe dejar constancia la ubicación de cada una de las anclas posicionadas o levadas y el listado de coordenadas UTM y geográficas de cada una de ellas, esta información además debe contener la fecha, hora, condiciones meteorológicas, nombre del personal responsable del posicionamiento de embarcaciones y compañía para que asienten su firma y conserven una copia para cualquier aclaración futura.

Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Figura 26. Diagrama de flujo del procedimiento para el posicionamiento del buque.



**Ministerio de  
Energía y Minas**

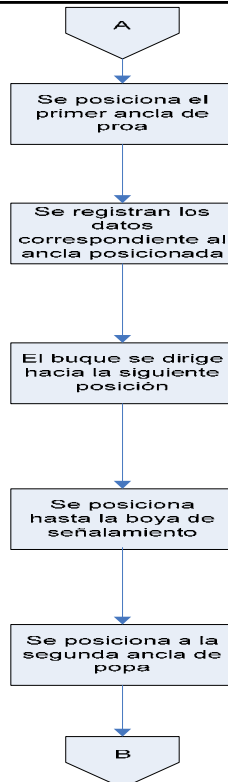
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para el posicionamiento del buque



Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

**Ministerio de  
Energía y Minas**

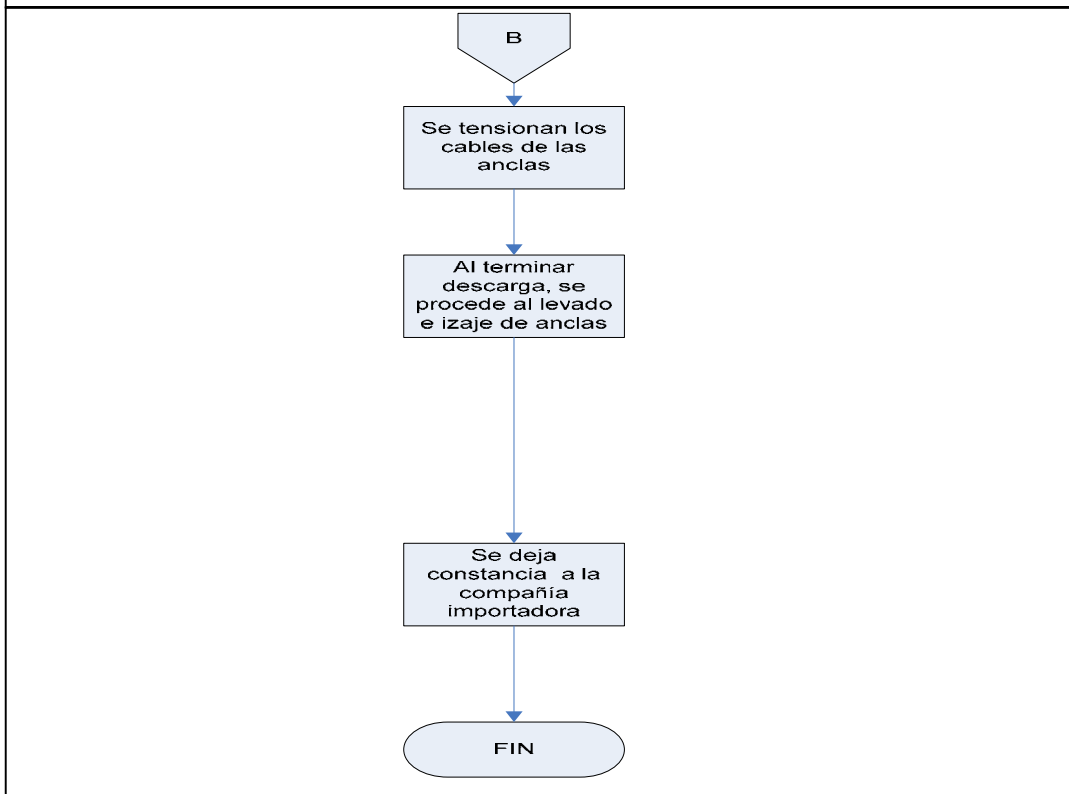
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	3
De:	3

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para el posicionamiento del buque



Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Se debe de tener un monitoreo sobre las operaciones realizada por los buques desde su llegada, posicionamiento, proceso de descarga y retirada, para comprobar que se cumplan las actividades y evitar riesgos importantes a la salud del personal, instalaciones y medio ambiente, para lo cual se tomara lecturas de fecha y hora a lo largo del proceso, ver figura 27 :

Figura 27. Formato de registro de las operaciones en buque

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>		
<b>Dirección General de Hidrocarburos</b>		
<b>Departamento de Ingeniería y Operaciones</b>		
<b>Sección de Importación y Exportación</b>		
<b>DATOS EN OPERACIÓN</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FECHA</b>	<b>HORA</b>
<b>BUQUE</b>		
Arribo		
Amarró		
Visita Oficial		
Mangueras Conectadas		
Inicio inspección de tks. Del buque		
Fin de inspección de tks. Del buque		
Inicio de descarga		
Fin de descarga		
Medidas a bordo		
Mangueras Desconectadas		
Documentos a bordo		
Desamarró		
Hora que zarpó el buque		
Nombre del Buque: _____		
Compañía Exportadora: _____		
Técnico: _____		
Firma: _____		

**Fuente:** Investigación de campo

### **3.3. Procedimiento de descarga de un buque**

La operación se beneficiaría si el día esta sin viento y mar en calma, con la cual el proceso de descarga se realizará en las mejores condiciones.

El buque tanquero fondeado y que fijado en la playa, absorbe la tracción que la corriente pueda ocasionar.

El equipo utilizado en el proceso de descarga se muestra a continuación:

- Llaves corona y cola para manguera flexible y 1", 5/16", 1 ¼", 27", 10", ½", 9/16" y ¾"
- Llave stilson No. 24
- Cangrejo
- Tambos vacíos 5 Gal.
- Radios a prueba de explosión
- Linterna a prueba de explosión
- Empaque de asbesto de 10"
- Espárragos y tuercas para manguera flexible
- Manómetros

- Llaves para abrir candado de válvulas dolphin y múltiple
- Fajas
- Colorantes
- Teflón
- Grasa
- Puntas Ordinarias
- Guantes de hule

### **3.3.1. Proceso de descarga de productos petroleros**

El traslado de producto petrolero desde el buque hacia la terminal de almacenamiento, es un proceso que es variable en el factor tiempo pero no en la secuencia de las operaciones, debido a que esto depende de la cantidad de producto que se va a descargar, por cual el período de descarga puede ser de uno o varios días. A continuación se presenta los procedimientos de operación a realizar en las actividades de descarga de petróleo y productos petroleros,

En la figura 28 se indica el procedimiento al iniciar la descarga, en la figura 30 el proceso durante la descarga y en la figura 32 al finalizar la descarga de petróleo o productos petroleros.

Figura 28. Procedimiento al iniciar la descarga de petróleo y productos petroleros

<p><b>Ministerio de Energía y Minas</b></p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
<p>Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	1			
Pág.	1							
De:	1							
<p>Sección de Importación y Exportación</p>								
<p><b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento al iniciar la descarga de petróleo y productos petroleros</p>								
No. Operación	Descripción							
1	El buque a descargar en espera de operar la bomba para proceder a bombear el producto.							
2	En tierra vigilar los puntos de unión de los tramos y el recorrido general.							
3	En el múltiple de la terminal se debe abrir la válvula que va hacia el tanque designado y también la válvula de entrada del mismo tanque.							
4	Abrir la válvula principal del múltiple, esta no se cierra sino hasta terminada la operación de descarga del buque banquero.							
5	Revisar que todas las válvulas estén en posición correcta y que el sistema este completamente alineado.							
6	Comunicar al representante a bordo (loading master), que todo se encuentra listo para iniciar el bombeo.							
<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>	<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>	<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>						



Figura 29. Diagrama de flujo del procedimiento al iniciar la descarga.

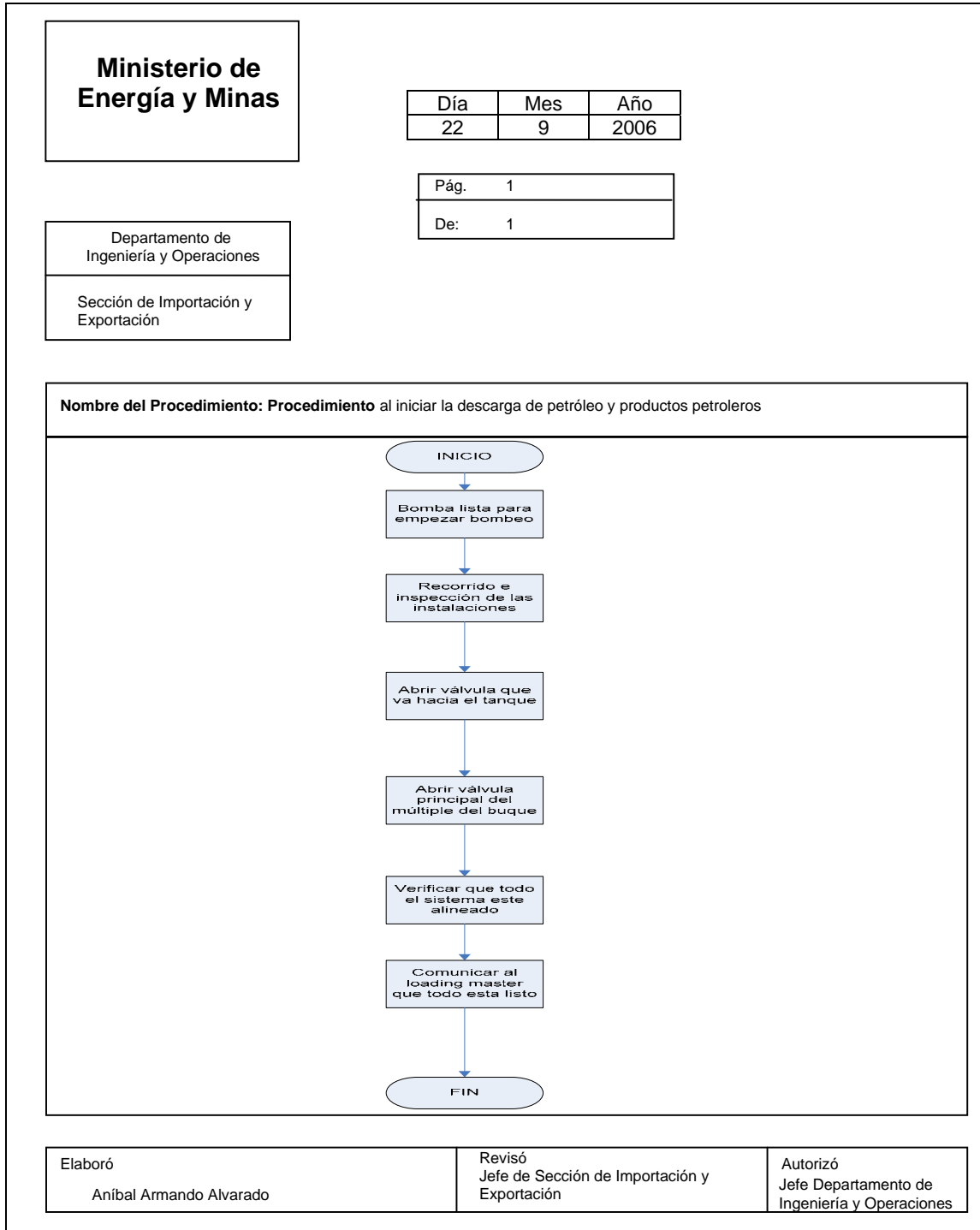


Figura 30. Procedimiento durante la descarga de petróleo y productos petroleros

<p><b>Ministerio de Energía y Minas</b></p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	
Día	Mes	Año						
22	9	2006						
<p>Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">2</td> </tr> </table>	Pág.	1	De:	2			
Pág.	1							
De:	2							
<p>Sección de Importación y Exportación</p>								
<p><b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento durante la descarga de petróleo y productos petroleros</p>								
No. Operación	Descripción							
1	Iniciar el bombeo a 50 psi máximo.							
2	La línea submarina se encuentra cargada con combustible el cual se desplaza hacia los tanques cuando empieza la descarga.							
3	Cuando el bombeo ya este en el tanque, esperar a que la altura del tanque este por arriba de 3 pies para incrementar la presión a 100 psi.							
4	Revisar la presión de descarga durante el inicio para establecer el funcionamiento de la línea submarina y en adelante cada hora.							
5	Tomar muestras del producto al iniciar la descarga y luego cada hora.							
6	Cuando el volumen del tanque se encuentre llegando a su capacidad máxima, avisar al loading master para que baje la presión a 50 psi y así realizar la maniobra de cambio hacia otro tanque.							
<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>	<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>	<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>						

**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	2

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento durante la descarga de petróleo y productos petroleros

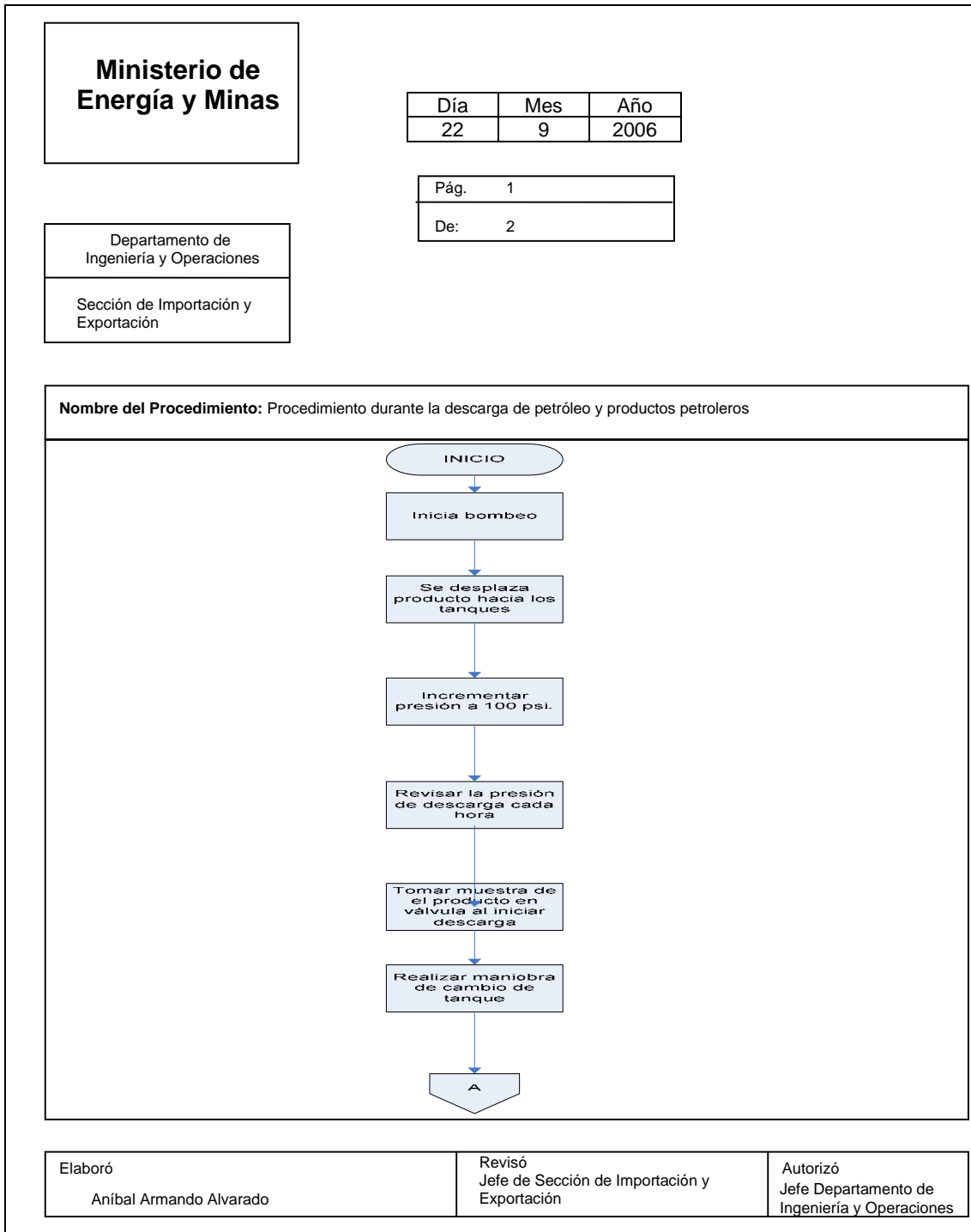
No. Operación	Descripción
7	Se abre la válvula de entrada en el siguiente tanque y se cierra la válvula de entrada del tanque que se ha llenado.
8	Aplicar colorante en el múltiple del barco o en la entrada del tanque. En cada interfase se deberá aplicar colorante en el múltiple del barco para que estas sean lo mas precisas posible, y así evitar contaminaciones que puedan afectar las especificaciones de los combustible
9	La persona ubicada en el visor de la planta dará aviso cuando la interfase pase por ese lugar. Cuando se da la interfase, el visor se pone de un color totalmente oscuro que o permite el paso de luz, y además el flujo se vuelve turbulento.
10	Es importante tomar en cuenta que se necesitara llevar los registros de la altura de los tanques a cada hora durante la descarga, presiones en los múltiples del barco y los tiempos entre el visor de lado de los tanques y el visor del múltiple.
11	En el mar, durante toda la operación una lancha vigilara toda la línea.

Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Figura 31. Diagrama de flujo del procedimiento durante la descarga.



**Ministerio de  
Energía y Minas**

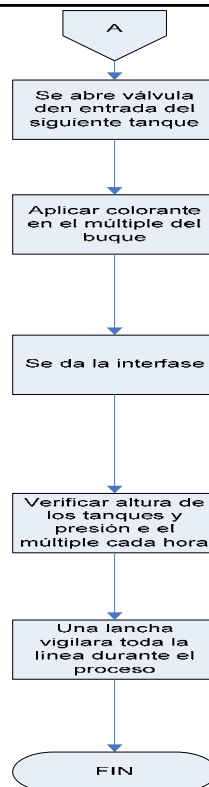
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	2

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento durante la descarga de petróleo y productos petroleros



Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

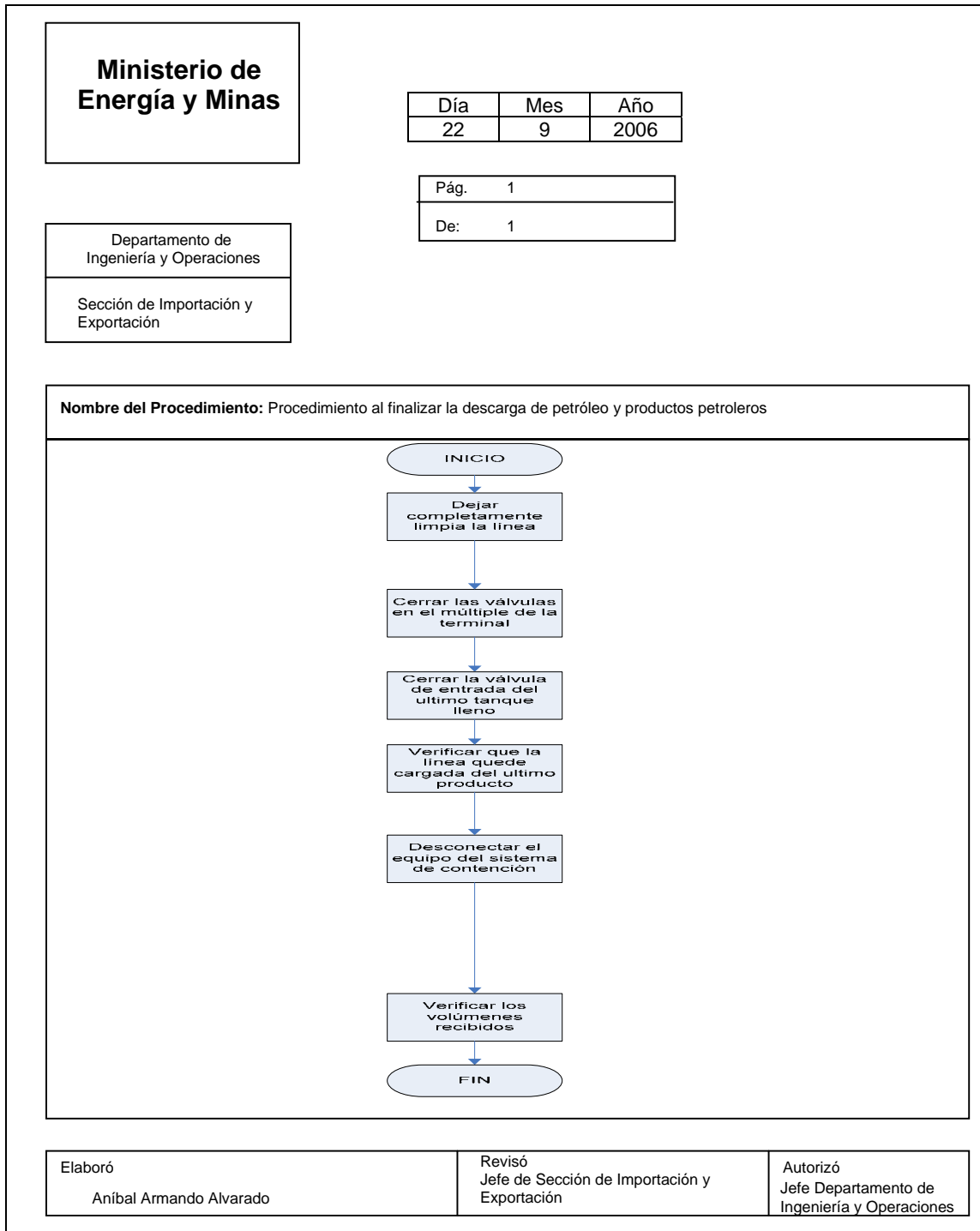
Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Figura 32. Procedimiento al finalizar la descarga de petróleo y productos petroleros

<p><b>Ministerio de Energía y Minas</b></p>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table> <table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	Pág.	1	De:	1	
Día	Mes	Año										
22	9	2006										
Pág.	1											
De:	1											
<p>Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>												
<p>Sección de Importación y Exportación</p>												
<p><b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento al finalizar la descarga de petróleo y productos petroleros</p>												
<p>No. Operación</p>	<p>Descripción</p>											
1	<p>Se abre la válvula en el inicio de la manguera en el múltiple del barco, para sacar el aire de la línea submarina y poder abrir el cheque y de esta manera dejar la línea completamente llena.</p>											
2	<p>Preguntar al representante a bordo si ya se pueden cerrar las válvulas en tierra y cerrar todas las válvulas en el múltiple de la terminal y ponerles a su respectivo candado</p>											
3	<p>Cerrar la válvula de entrada del último tanque que se lleno.</p>											
4	<p>Finalizado el trasiego de combustible la línea quedara cargada del último combustible que se transporto hacia los tanques.</p>											
5	<p>La operación de trasvase de combustible esta contemplado que en caso accidental de que se produjera algún derrame por fallo técnico o humano, tiene dispuestos los sistemas de actuación mediante sistemas contención del contaminante. En el mar desde el buque con un cordón de absorción de líquidos oleosos por capilaridad y en tierra desde la base con cintas y planchas de material absorbente.</p>											
6	<p>Verificar los volúmenes recibidos antes de desconectar mangueras, tanto a bordo como a tanque a tierra y recibir los reportes correspondientes de parte del inspector independiente.</p>											
<p>Elaboró Aníbal Armando Alvarado</p>	<p>Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación</p>	<p>Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones</p>										

Figura 33. Diagrama de flujo del procedimiento al finalizar la descarga.



### **3.4. Control de inventarios**

Una de las funciones de importancia del inspector designado por el Ministerio de Energía y Minas en la terminal de almacenamiento es la relativa al control de inventarios de producto importado.

En términos generales para el petróleo y productos petroleros se determina siguiendo los mismos procedimientos, la diferencia existente es la gravedad específica para cada caso.

A continuación se definen los siguientes términos utilizadas en la medición de tanques que es el primer paso después de la descarga de producto importado:

- a. Punto de referencia: el punto de referencia consiste en una marca fija situada en la boca de aforo o en un tubo de medida de un tanque de techo fijo, en la cual se sostiene la cinta mientras se practica un aforo.
- b. Profundidad de referencia: la profundidad de referencia es la distancia vertical entre el punto de referencia y las láminas del fondo, o la placa de nivel cero de un tanque de techo fijo. Esta cifra debe marcarse al troquel en una placa fija (o con pintura) al techo del tanque, cerca de la boca de aforo.
- c. Aforo de apertura: el aforo de apertura es la medida tomada en un tanque antes de un recibo o una entrega de petróleo o refinado.
- d. Aforo de cierre: el aforo de cierre es la medida tomada en un tanque después de un recibo o una entrega de petróleo o refinado.



- e. Aforo directo: aforo directo es la altura del líquido en el tanque, medida desde la superficie de nivel hasta el fondo del tanque, o hasta la placa fija de nivel cero.
- f. Aforo indirecto: aforo indirecto es la distancia vertical desde el punto de referencia hasta la superficie del líquido en el tanque.
- g. Asiento en los tanques: el asiento en los tanques (acumulaciones), consiste en un material sólido o semisólido que se ha precipitado en el fondo de un tanque, y el cual no se puede extraer en operaciones habituales de bombeo. Estas acumulaciones consisten ordinariamente de arena, limo, cera y emulsión agua-petróleo.
- h. Agua de fondo: el agua de fondo es el agua que se encuentra con frecuencia en el fondo de los tanques a un nivel sensible, bien sea por encima o por debajo de las acumulaciones de fondo.

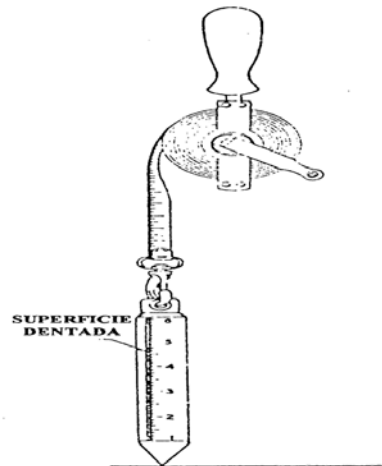
#### **3.4.1. Métodos para medir el contenido de los tanques**

A continuación, se describen los métodos a utilizarse para medir el contenido de los tanques.

El equipo requerido para medir el contenido de productos petroleros de los tanques es el siguiente:

- a. Crema para medir nivel de producto petrolero en tanques.
- b. Cinta con plomada ver figura 34.

Figura 34. Cinta con plomada utilizada para medir producto en tanques



Fuente: [www.gershenson.com](http://www.gershenson.com)

#### 3.4.1.1. Método de medición directa

Bajar la cinta de medida directa con plomada, al interior del tanque hasta que la punta de la plomada apenas toque el fondo del tanque, o la placa de nivel cero fijada en el fondo. El nivel del petróleo se determina por la cantidad de cinta mojada, cuya lectura se llama la medida directa.

El uso de este método, se limita al aforo de tanques de techo flotante, a la medición de pequeñas cantidades de agua o residuos en cualquier tanque o compartimiento de buque-tanques y a la obtención de aforos aproximados no oficiales en cualquier clase de tanques. El sistema de medición directa es susceptible de tres fuentes de error que deben evitarse:

- a. La cinta puede bajarse demasiado, lo cual permite que la plomada se incline dando por resultado una lectura en exceso.

- b. La presencia de sedimentos puede hacer difícil o imposible alcanzar el fondo del tanque. Si ocurre esto, la lectura de cinta resultará baja.
- c. Si la plomada atina a descansar en una cabeza de remache, o en una irregularidad de una lámina del fondo, o en cualquier cuerpo extraño, la lectura de cinta resultará baja.

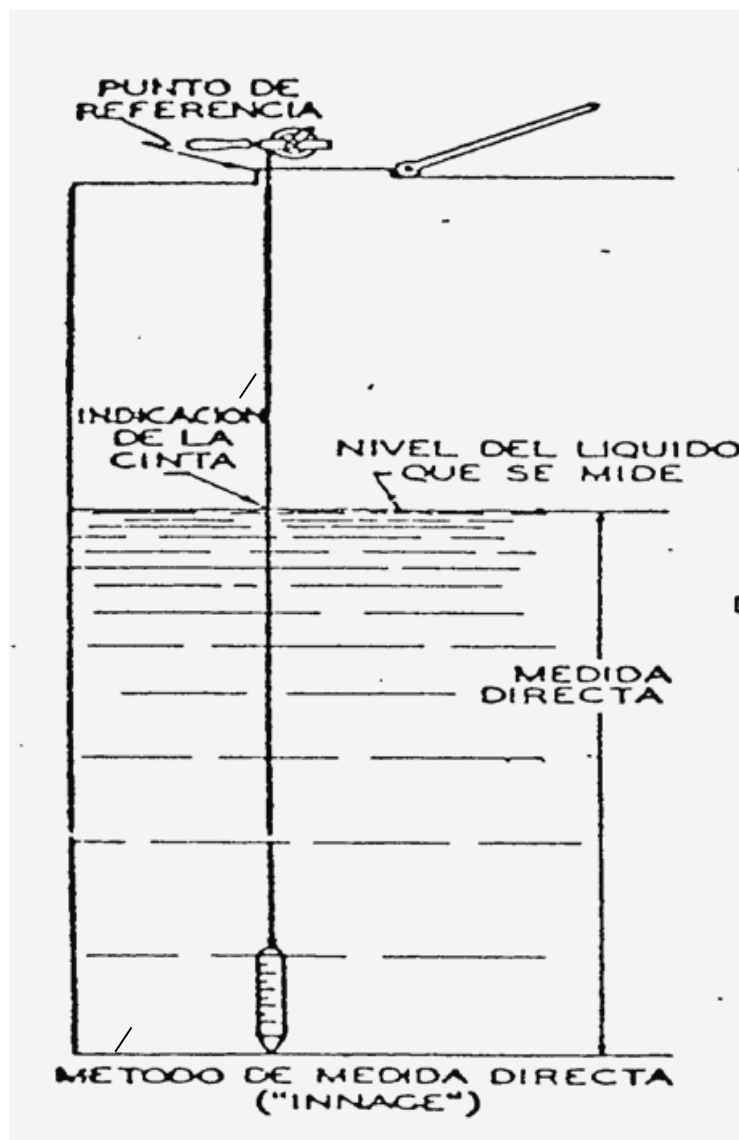
Este método debe usarse para el aforo de tanques de techo flotante y para la medición de los residuos en los tanques de un buque antes de la carga y después de la descarga. Este método puede también usarse para determinar la altura del agua de fondo en cualquier tipo de tanque o compartimiento de tanque, siempre y cuando los residuos sean lo suficientemente fluidos para permitir el paso de la plomada hasta el fondo del tanque o hasta la placa de nivel cero.

Baje la cinta y su plomada dentro del líquido, manteniendo siempre en contacto con el borde de la boca del aforo la cara lisa de la cinta (sin graduaciones), hasta que la plomada se encuentre a corta distancia del fondo. Luego baje lentamente la cinta hasta que la plomada apenas toque el piso.

Saque la cinta y lea la cantidad de cinta mojada con aproximación de 1/8", y lea la medida dada por la cinta. Repita la operación, si las medidas dadas por la cinta no resultan iguales, repítase la operación hasta que dos lecturas coincidan exactamente, estas últimas deben ser los aforos enviados para el control en la hoja respectiva, ver apéndice 2.

El método de medición directo de productos almacenado en tanques, se muestra gráficamente a continuación, ver figura 35:

Figura 35. Método de medición directa



Fuente: Coguanor NGO 51

### **3.4.1.2. Método de medición indirecta**

El método consiste en bajar una cinta de medida directa con plomada al interior del tanque, hasta que una parte de la cinta quede en el seno del líquido, deteniéndose se observa la lectura de cinta al nivel del punto de referencia.

Restando la lectura de la cinta en el punto de referencia, de la profundidad de referencia y agregando al residuo la cantidad de cinta mojada, se obtiene el nivel de líquido en el tanque.

Este método se usa en todos los tipos de tanques, menos en los equipados con techo flotante. Con excepción de los errores aritméticos posibles, el método de medición indirecta es de gran precisión.

Este método se usará para el aforo de tanques con techo fijo y para el aforo de buques después de la carga y antes de la descarga. También debe usarse para obtener los niveles de los residuos y agua de fondo en los tanques.

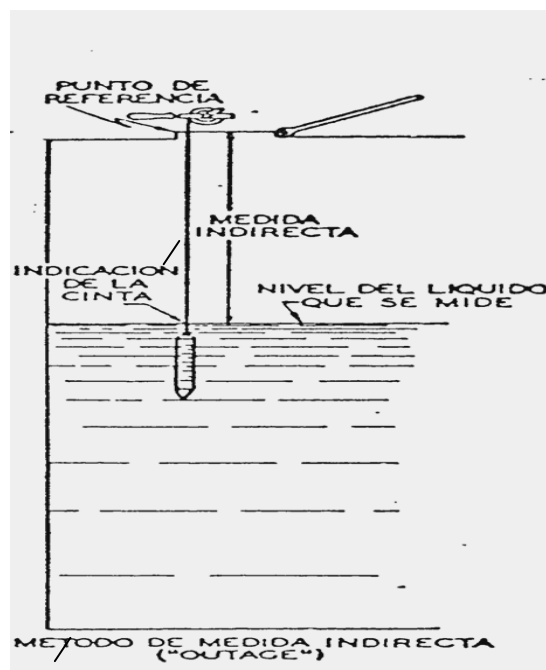
Baje la cinta y su plomada lentamente dentro del tanque manteniendo siempre en contacto con el borde de la boca de aforo o el tubo de medidas, la cara lisa de la cinta (sin graduaciones), hasta que la plomada penetre el líquido. Sostenga la cinta en reposo hasta que la plomada cese de oscilar; luego baje la cinta muy lentamente deslizándola sobre el plinto de referencia hasta que una porción se moje. Continúe bajando la cinta con mucho cuidado hasta que la misma pulgada y fracción de pulgada que aparece marcada en la profundidad de referencia, aparezca en la cinta en perfecta coincidencia con el punto de referencia. Extraiga la cinta y lea la medida dada por la cinta.

Limpie la cinta y efectúe una segunda operación completa de medida. Para esta operación baje la cinta como antes hasta que una porción de ella se moje; pero ahora continúe bajando la cinta lentamente hasta que la marca de una pulgada entera coincida con el nivel de referencia lea la lectura de la cinta.

Si las medidas dadas por la cinta no resultan iguales, repítase la operación hasta que dos lecturas coincidan exactamente si no se obtiene este resultado, deben practicarse nuevos aforos hasta que el nivel del líquido sea el mismo en ambas medidas, estas últimas deben ser los aforos enviados para el control en la hoja respectiva, ver apéndice 2.

El procedimiento del método de medición indirecta de productos almacenado en tanques, se muestra en la figura 36:

Figura 36. Método de medición indirecta



Fuente: Coguanor NGO 51

### **3.4.2. Medición de agua de fondo**

Se debe medir el agua de fondo para corregir la cantidad de producto medido en el tanque, a fin de compensar el cambio de volumen del agua del fondo como consecuencia de:

- a. Agua precipitada del crudo o refinado durante los movimientos o entre ellos.
- b. El escape sin control del agua por las paredes o en el fondo durante los movimientos, o entre ellos, la remoción intencional de agua por medios mecánicos o manuales.

#### **3.4.2.1. Cuándo debe medirse el agua de fondo**

El agua de fondo debe medirse a diario como un procedimiento de rutina, en todos los movimientos que implican fiscalización, venta o compra de crudo y productos refinados cuando:

- a. Se sepa o se sospecha que hay agua en el fondo del tanque.
- b. Se mantenga un colchón de agua.

No es necesario medir el agua de fondo cuando: es posible drenar todo el agua asentada en el fondo de los tanques.

### **3.4.2.2. Método para medir el agua de fondo**

El método siguiente puede usarse para determinar la altura del agua en el tanque. La medida obtenida así incluirá tanto el agua del fondo como los asientos más pesados que el agua. El espesor de los asientos, tanto los más pesados como los más livianos que el agua, deben medirse separadamente.

#### **3.4.2.2.1. Método de la pasta detectora de agua**

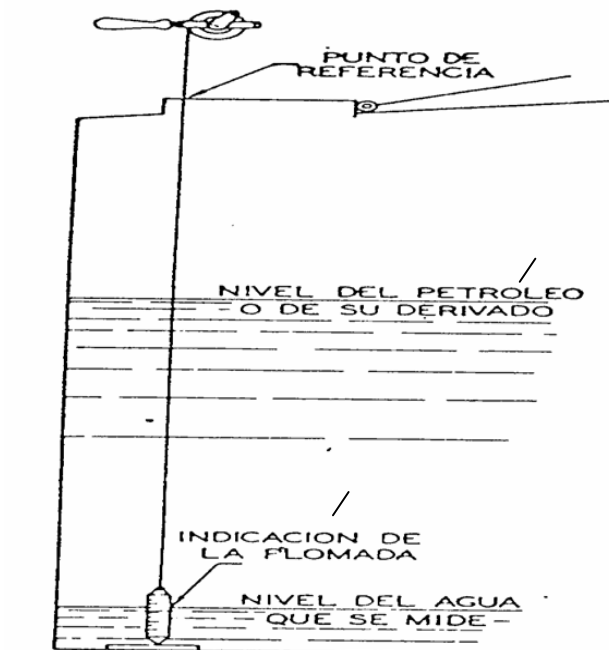
Aplique la pasta detectora de agua a la plomada limpia, así como la cinta en una extensión suficiente. Baje la plomada lentamente dentro del tanque hasta que la punta se detenga en la base. Lea la graduación de la cinta en coincidencia con el punto de referencia y compare esta lectura con la profundidad de referencia. Si la lectura de cinta iguala a la profundidad de referencia la plomada está tocando el fondo del tanque, y la hoja de control (ver apéndice 2), puede llenarse usando el método de medición directa. Si la lectura de cinta es menos que la profundidad de referencia, la plomada está descansando en los residuos, y la hoja de control (ver apéndice 2) debe llenarse usando el método de medición indirecta. Después que la plomada ha estado en reposo entre dos y cinco minutos, arrolle lentamente la cinta. Lave cuidadosamente con kerosene la plomada y la parte de la cinta cubierta con la pasta detectora de agua. Si la prueba resulta satisfactoria, la altura del agua en el tanque quedará indicada por un cambio de color de la pasta de gris a rojo, o mediante la eliminación total de la pasta hasta el nivel de contacto del agua con el petróleo o producto petrolero.



En los crudos livianos y muchos productos refinados, el cambio de color ocurre en pocos segundos. Con los crudos pesados y los combustibles residuales se requieren cinco o más minutos.

Cuando se mide el agua en tanques que contienen crudos muy pesados, el procedimiento siguiente puede ayudar a obtener una lectura satisfactoria: después que la plomada y la cinta han sido cubiertas con la pasta de la manera habitual, aplique con mucho cuidado una fina capa de aceite lubricante liviano a la superficie cubierta de pasta. Baje la plomada a su posición en el tanque y déjela allí durante cinco minutos por lo menos. Saque la cinta y deslave el aceite pesado con kerosene. El procedimiento del método de medición de agua en los tanques de almacenamiento, se muestra gráficamente en la figura 39:

Figura 37. Medición de agua en el tanque



Fuente: Coguanor NGO 51

### **3.4.3. Medición de residuos**

Cuando los residuos están formados por sedimentos blandos, cera u otro material que no se pueda sentir fácilmente con la punta de la plomada, se usara el procedimiento de la plomada modificada.

#### **3.4.3.1. Método de la plomada modificada**

Baje la plomada dentro del tanque hasta que la placa de la plomada apenas descansa sobre los sedimentos del fondo.

Lea la cinta en su coincidencia con el punto de referencia y asiente la lectura en la hoja de control (ver apéndice 2). Reste esta cifra de la profundidad de referencia de la manera usual.

Esta diferencia será la medida de los residuos en el fondo del tanque. Debido a que la altura de los sedimentos es diferente en distintos puntos del tanque, debe practicarse una medida separada en cada boca de aforo del tanque. El promedio de estas medidas, es el aforo oficial de los residuos para el tanque en cuestión.

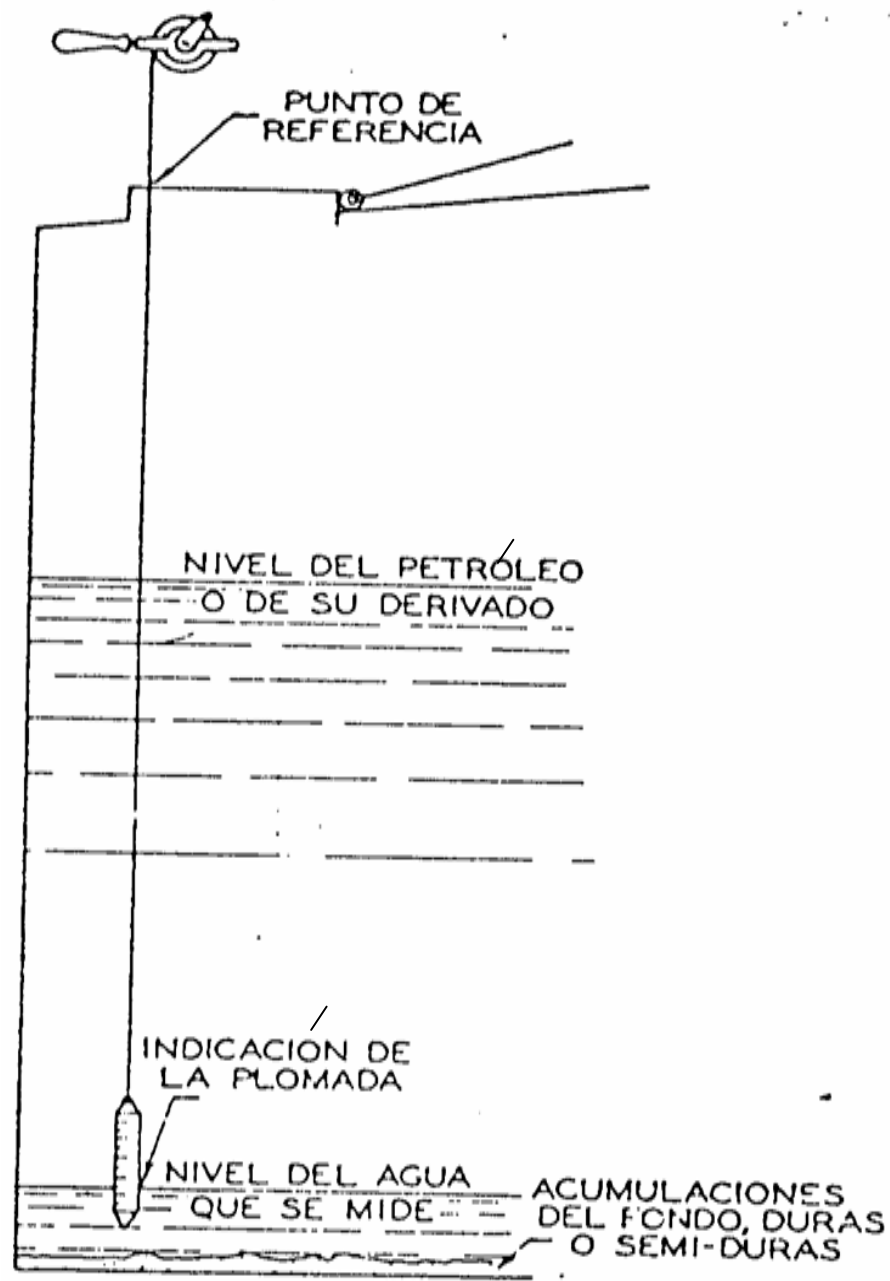
Consideraciones importantes en el proceso de medición de residuos:

- a. Los aforos deben practicarse sin prisa, la precisión es de vital importancia.
- b. Cambie las plomadas cuando el desgaste y la distorsión de la punta y el ojo combinados, sea mayor de 1/16".

- c. No utilice cintas defectuosas para efectuar mediciones oficiales.
- d. No use las cintas después que se ha hecho difícil leer los números y graduaciones como resultado del desgaste y corrosión.
- e. Si la superficie del petróleo o refinado tiene espuma, no debe tomarse ninguna lectura de cinta hasta que haya desaparecido por si misma.
- f. Cuando un tanque ha recibido producción fresca de petróleo crudo, debe dejarse transcurrir suficiente tiempo para que los gases disueltos se liberen, antes de practicar un aforo oficial. Un mínimo de 4 horas se dejará transcurrir si es posible.
- g. Espacio para nueva producción, horario para bombeo, o condiciones de embarque, pueden obligar a una fiscalización y bombeo de crudo antes de tiempo.

El procedimiento del método de medición de residuos en tanques, se muestra gráficamente en la figura 38:

Figura 38. Medición de residuos en tanques



Fuente: Coguanor NGO 020

#### 3.4.4. Medida de la temperatura del producto contenida en los tanques

Para determinar los volúmenes es necesario conocer la temperatura del producto (temperatura observada del producto petrolero en el hidrómetro y en el tanque), a fin de aplicar las correcciones de volumen y de gravedad específica que correspondan, en la industria petrolera, todos los volúmenes y densidades son corregidas a 60°F.

A continuación, se describirá el método para medir la temperatura del contenido de los tanques.

El termómetro digital requerido para medir la temperatura en los tanques se muestra en la figura 39:

Figura 39. Termómetro digital



Fuente: [www.vinca.net](http://www.vinca.net)

A continuación se definen los siguientes términos utilizadas en la medición de temperatura en tanques de almacenamiento:

- a. Temperatura local: es la temperatura del crudo o del producto contenido en un tanque, a una altura específica sobre el fondo.
- b. Temperatura promedio oficial: es el promedio aritmético de un número prescrito de temperaturas locales tomadas a alturas predeterminadas sobre el fondo del tanque. El resultado se asienta como el grado entero más próximo.
- c. Tiempo de inmersión: es el tiempo requerido por el termómetro para alcanzar la temperatura del petróleo que le rodea. El tiempo mínimo prescrito para crudos livianos es de cinco segundos. Los crudos pesados requieren un tiempo mayor. Véase la Tabla VI.

Tabla VI. **Tiempos de inmersión**

<b>TIEMPO MÍNIMO DE INMERSIÓN PARA EL TERMÓMETRO</b>	
<b>PETRÓLEO CRUDO O DERIVADO</b>	<b>TIEMPO MÍNIMO DE INMERSIÓN (Segundos)</b>
Gasolina o nafta	5
Keroseno, gasóleo y aceite combustible diesel	5
Petróleo crudo de 16 °API o mas liviano	10
Petróleo crudo entre 13 °API y 16 °API	10
Petróleo crudo mas pesado de 13 °API	15
Aceite combustible de viscosidad mayor de 10 °SSU a 100 °F y menor de 17 °SSU a 210 °F	15
Aceite combustible residual de viscosidad de 17 °SSU a 210 °F o mas viscoso	30

**Fuente:** Coguanor NGO 51

### 3.4.4.1. Consideraciones importantes para medir temperatura

- a. El número de temperaturas locales necesarias para obtener la temperatura promedio oficial del crudo o producto en un tanque depende de la cantidad de crudo en el mismo. El número mínimo de temperaturas locales que debe tomarse y las profundidades a las cuales debe hacerse, se muestran en la Tabla VII.

Tabla VII. Número de medidas de temperatura en los tanques de almacenamiento

<b>NÚMERO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATUR PARA VARIAS PROFUNDIDADES DE PETRÓLEO O DE SUS DERIVADOS</b>		
<b>PROFUNDIDAD DEL PETRÓLEO O DE SU DERIVADO</b>	<b>NÚMERO MÍNIMO DE MEDIDAS DE TEMPERATURA</b>	<b>NIVELES EN QUE SE MIDE LA TEMPERATURA</b>
Mayor de de 15 pies	3	3 pies debajo de la superficie, en el centro y 3 pies sobre el fondo
Mayor de 10 pies , pero menor de 15 pies	2	3 pies debajo de la superficie y 3 pies sobre el fondo
Menor de 10 pies	1	En el centro del petróleo o de su derivado

**Fuente:** Coguanor NGO 51

- b. El tiempo de inmersión requerido para que el termómetro alcance la temperatura del crudo o aceite circundante, depende principalmente de la viscosidad del crudo. El tiempo mínimo que debe concederse al termómetro para alcanzar la temperatura del aceite circundante está especificado en la Tabla VI.

#### **3.4.4.2. Método para medir temperatura de tanques**

La medición de temperatura en los tanques de almacenamiento es importante para fiscalizar el volumen de producto. A continuación se presenta el método a realizar para medir temperatura:

Mida el tanque para determinar la altura para la medición del fluido (ver la Tabla VII), para las mediciones de temperatura que se requieren. Calcule la posición del termómetro hasta la pulgada más cercana en el caso de cada medición de temperatura. Al calcular las posiciones del termómetro a las que deben tomarse las diversas temperaturas puede hacerse caso omiso de las fracciones de pulgada.

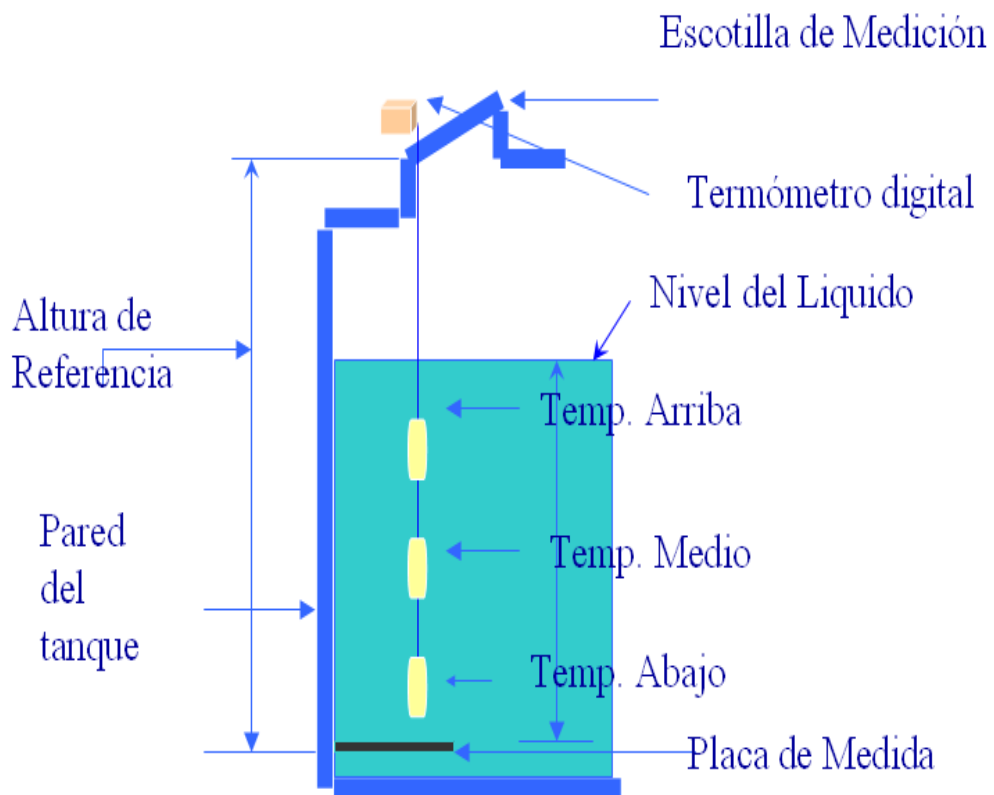
Baje el termómetro por la boca de aforo hasta el nivel calculado y déjelo en posición durante el tiempo prescrito.

Leer la temperatura al grado entero más próximo, vaya bajando el termómetro a los niveles siguientes y obtenga las temperaturas por el mismo procedimiento. Calcule la temperatura promedio y lo anota en la hoja de control (ver apéndice 2).

El procedimiento del método de medición de temperatura de los productos en tanques de almacenamiento, se muestra gráficamente en la figura 40:



Figura 40. **Medición de temperatura en tanques**



**Fuente:** Investigación de campo

### **3.4.5. Determinación de la gravedad API del crudo y de los productos petroleros**

Para el control de volúmenes de productos petroleros es necesario conocer la densidad del producto.

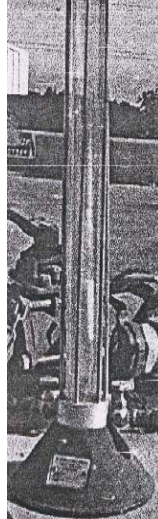
La densidad puede determinarse para un determinado producto por el método del hidrómetro (cálculo de la densidad a partir del conocimiento de la gravedad específica 60/60 °F).

A continuación se describe el equipo para determinar la gravedad API del petróleo crudo y de los productos petroleros.

El equipo requerido para determinar la gravedad API es el siguiente:

- a. Hidrómetro: de tipo sencillo, graduado en décimas de grados API y de acuerdo en todos los aspectos, con las especificaciones de ASTM, ver figura 41.
- b. Termómetro: de Gravedad, 12" de largo, escala de 500 a 1300, ver figura 42.
- c. Estuche de termómetro: bronce, para 12", tipo de gravedad.
- d. Cilindro para el hidrómetro: de 2" de diámetro por 15" de profundidad.

Figura 41. **Hidrómetro**



**Fuente:** COGUANOR NGR

Figura 42. **Termómetro**



**Fuente:** COGUANOR NGR

A continuación se definen los siguientes términos utilizadas en la determinación del crudo:

- a. Gravedad específica: la gravedad específica de un líquido, es la relación del peso de un volumen dado del elemento a la temperatura de 60° F (15,56°C), al peso de un volumen igual de agua destilada, a la misma temperatura.
- b. Gravedad API: es una escala arbitraria que guarda la siguiente relación con la gravedad específica para el petróleo y sus derivados:

$$^{\circ}\text{API} = (141.5/\text{Grav. Especifica}) - 131.5$$

- c. Menisco: cuando se sumerge un hidrómetro en petróleo, éste moja el vidrio y sube en el vástago a la altura de 1 mm. aproximadamente por encima del nivel del líquido. La superficie curva superior del líquido recibe el nombre de Menisco. Las graduaciones en el vástago del hidrómetro son de 0,10 API y están a distancias de 1 mm., por lo tanto, la lectura en la cresta del menisco, es mayor en 0,10 API, que la de la base, por ello cuando se lee el hidrómetro en la cresta del menisco, es necesario restar de la lectura, 0,10 API para obtener la correcta.
- d. Aceites transparentes: la mayoría de los productos refinados y ciertos destilados de petróleo, son lo suficientemente transparentes para permitir la lectura del hidrómetro a través del líquido y las paredes de vidrio del cilindro. Tales aceites se llaman aceites transparentes y el hidrómetro se lee corrientemente a través de las paredes del cilindro de vidrio.
- e. Aceites opacos: los crudos, y algunos refinados son muy oscuros para ver a su través. En tales aceites, se lee el hidrómetro desde encima de la superficie del líquido.

### 3.4.5.1. Preparación de la muestra que se utilizará para determinar la gravedad

El desarrollo del procedimiento para la preparación de la toma de muestra que se utilizara para obtener la gravedad API, se muestra en la figura 43:

Figura 43. Procedimiento para la preparación de la muestra para la gravedad API

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Día</td> <td>Mes</td> <td>Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table> <table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td>Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td>De:</td> <td style="text-align: center;">2</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	Pág.	1	De:	2	
Día	Mes	Año										
22	9	2006										
Pág.	1											
De:	2											
Departamento de Ingeniería y Operaciones <hr/> Sección de Importación y Exportación												
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento para la preparación de la muestra para determinar la gravedad API												
No. Operación	Descripción											
1	Utilice la muestra reservada para la prueba de gravedad. No sacuda ni agite esta muestra de ningún modo.											
2	Las muestra de crudo o un producto de petróleo que tengan un punto inicial de ebullición por debajo de 250° F (121°C) y una gravedad por debajo de 70°API, se deben enfriar en el recipiente original a una temperatura no mayor de 50°F por encima de la temperatura ambiente del laboratorio con las excepciones:  Crudos o productos que tengan puntos iniciales de ebullición inferiores a 250°F, pero con un punto de fluidez muy alto, o una viscosidad muy grande a la temperatura ambiente que haga imposible una medición de gravedad, deben calentarse a la temperatura mínima que produzca suficiente fluidez para tomar una lectura precisa del hidrómetro.  Crudos o productos con una gravedad de 70°API o mayor, deben enfriarse en el recipiente original hasta una temperatura de 350°F (1.7°C) o menos, antes de verterse en el cilindro de prueba.											
3	El termómetro, el hidrómetro y el cilindro, deben estar aproximadamente a la misma temperatura de la muestra. Deben tomarse las precauciones necesarias para evitar que la temperatura de la muestra cambie en forma apreciable durante el tiempo necesario para la prueba.											
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones										

**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	2

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

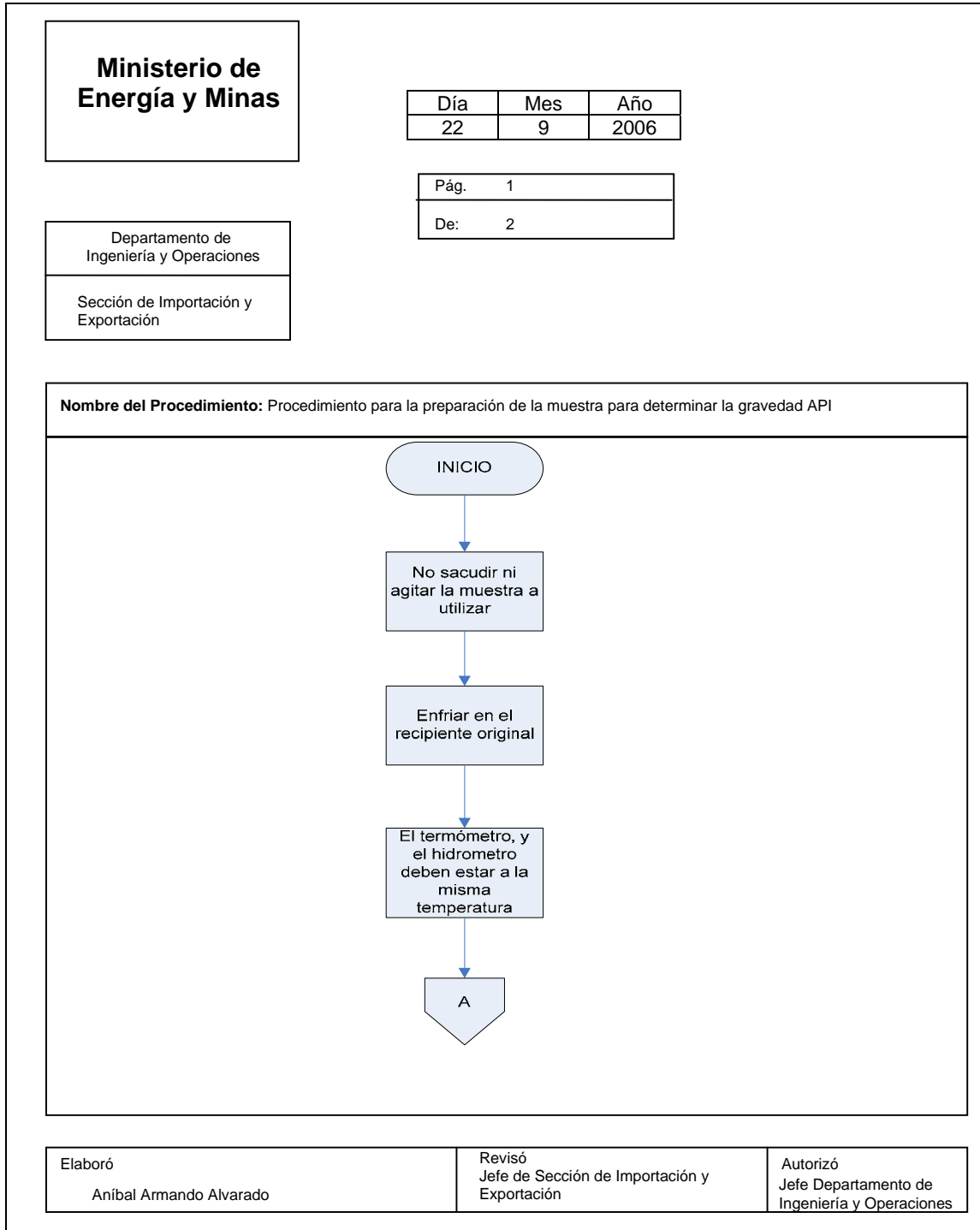
Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para la preparación de la muestra para determinar la gravedad API

No. Operación	Descripción
4	Cuando haya que enfilear muestras volátiles (con gravedad API mayor de 70°) o calentar muestras viscosas, el cilindro de prueba debe ponerse en un baño cuya temperatura se mantenga en el punto necesario durante la prueba.
5	Al determinar la gravedad de cualquier crudo o producto, la temperatura del medio ambiente no debe diferir de la temperatura de la muestra en más de 50° F (2.8°C).
6	La gravedad de las mezclas de productos de petróleo con otras sustancias debe ser tomada a 60°F.

Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones
------------------------------------	---	--

Figura 44. Diagrama de flujo del procedimiento para la preparación de la muestra.



**Ministerio de  
Energía y Minas**

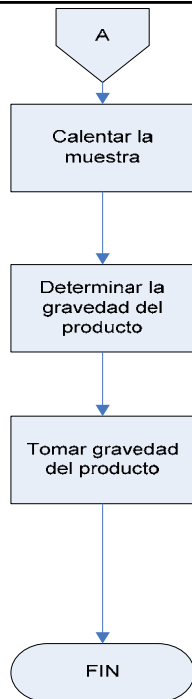
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	2

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para la preparación de la muestra para determinar la gravedad API



Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones



### 3.4.5.2. Procedimiento para determinar la gravedad API

Obtenida la muestra en estado limpio se sigue el procedimiento para determinar la gravedad API. Ver figura 45:

Figura 45. Procedimiento para determinar la gravedad API

<b>Ministerio de Energía y Minas</b>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Día</td> <td style="padding: 2px;">Mes</td> <td style="padding: 2px;">Año</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">22</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">2006</td> </tr> </table> <table border="1" style="margin: auto;"> <tr> <td style="padding: 2px;">Pág.</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">De:</td> <td style="text-align: center;">2</td> </tr> </table>	Día	Mes	Año	22	9	2006	Pág.	1	De:	2	
Día	Mes	Año										
22	9	2006										
Pág.	1											
De:	2											
Departamento de Ingeniería y Operaciones  Sección de Importación y Exportación												
<b>Nombre del Procedimiento:</b> Procedimiento para determinar la gravedad API												
No. Operación	Descripción											
1	<p>La muestra a probarse debe ser vertida en el cilindro de pruebas limpio, sin agitar ni salpicar. Deben tomarse todas las precauciones necesarias para que no se formen burbujas y para reducir a un mínimo la evaporación de los componentes volátiles. Continúe el trasegado lentamente hasta que se llene completamente el cilindro y se derrame algo. Cualquier burbuja que se haya formado entonces en la superficie debe ser eliminada con un pedacito de papel secante seco.</p>											
2	<p>Prepare un ganchito de alambre y átelo al anillo que tiene la coraza del termómetro en su parte superior. Baje el termómetro al cilindro y cuélguelo del borde por medio del ganchito de alambre.</p>											
3	<p>Sumerja el hidrómetro en el cilindro hasta que éste 0.20 API por debajo de la gravedad que se espera encontrar. Si se le ha sumergido demasiado y el vástago comienza a subir, levántelo un poquito, límpiele el aceite del vástago y déjelo flotar de nuevo. El hidrómetro debe llegar a su posición final bajando, no subiendo hasta ella.</p>											
Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones										

**Continuación**

**Ministerio de  
Energía y Minas**

Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	2

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

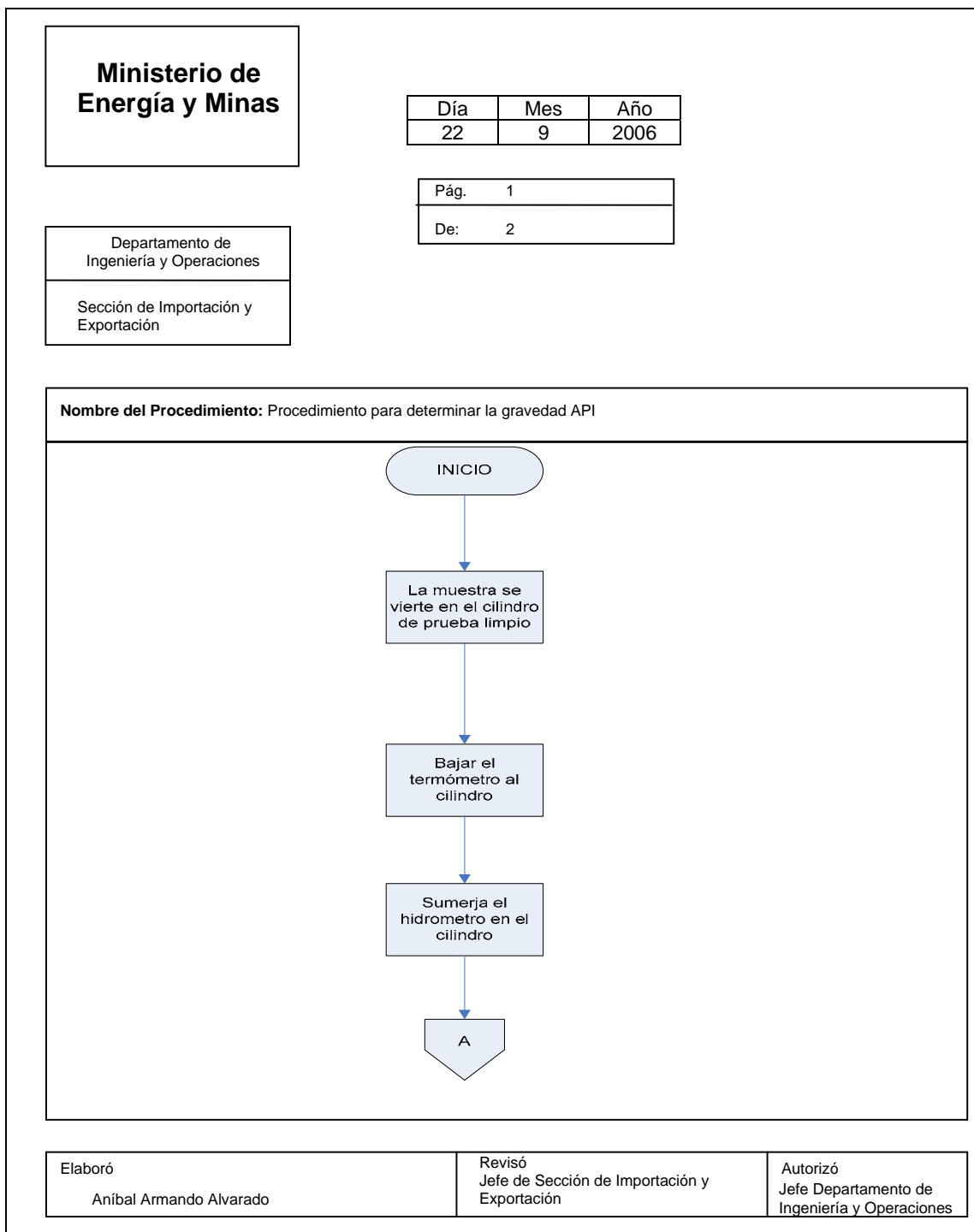
Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para determinar la gravedad API

No. Operación	Descripción
4	<p>Cuando el hidrómetro está en equilibrio flotando libremente lejos de las paredes del cilindro y del termómetro, la gravedad debe leerse en el punto donde la superficie aparentemente corta la escala.</p> <p>En el caso de aceites transparentes en cilindro de vidrio, este punto debe ser determinado situando el ojo ligeramente por debajo del nivel del líquido y levantándolo luego lentamente hasta que la superficie que se veía como una elipse, se observe como una línea recta que corta la escala del hidrómetro. La lectura así obtenida es la "Gravedad Observada" y no requerirá corrección alguna por motivo del "Menisco".</p> <p>En el caso de aceites opacos, este punto debe ser determinado situando el ojo por encima del nivel del líquido y leyendo la escala en la cresta del menisco. Esta lectura debe ser luego corregida por la altura del menisco sobre la superficie del aceite, restándole 0,1º API. La lectura así obtenida, después de la sustracción, es la "Gravedad Observada".</p>
5	Después de leer el hidrómetro, se le saca del cilindro, limpiándolo luego con gasóleo o kerosene y secándolo con un trapo, se le retorna a su aparador.
6	La inmersión de 3 minutos para que el termómetro de gravedad alcance la temperatura en el cilindro
7	Cuando el termómetro ha establecido su equilibrio, se le debe subir en el aceite hasta que el extremo superior de la columna de mercurio, esté por encima de la boca del cilindro. Debe limpiarse luego la escala y leer la temperatura, como "Temperatura Observada".

Elaboró Aníbal Armando Alvarado	Revisó Jefe de Sección de Importación y Exportación	Autorizó Jefe Departamento de Ingeniería y Operaciones
------------------------------------	---	--

Figura 46. Diagrama de flujo del procedimiento para determinar la gravedad API.



**Ministerio de  
Energía y Minas**

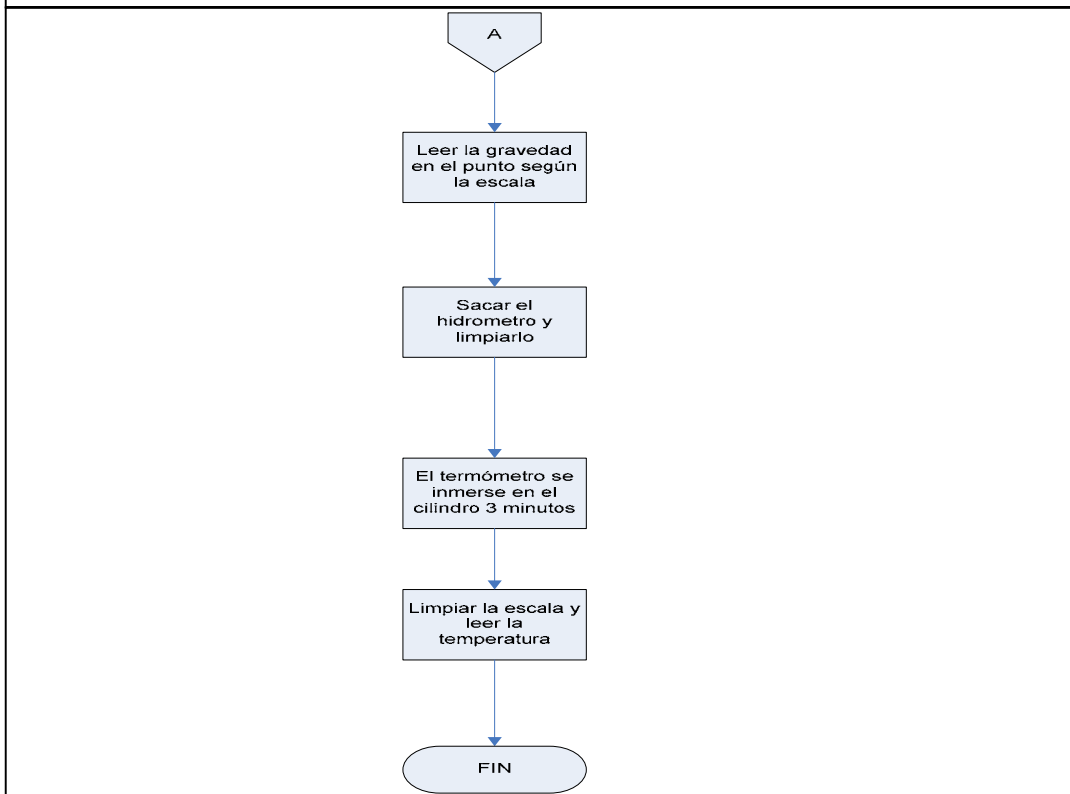
Día	Mes	Año
22	9	2006

Pág.	2
De:	2

Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

Sección de Importación y  
Exportación

**Nombre del Procedimiento:** Procedimiento para determinar la gravedad API



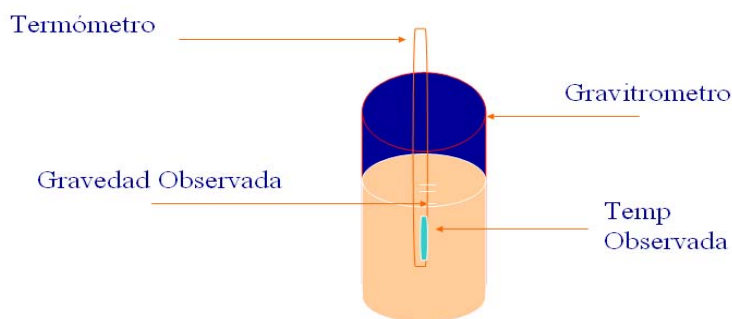
Elaboró  
Aníbal Armando Alvarado

Revisó  
Jefe de Sección de Importación y  
Exportación

Autorizó  
Jefe Departamento de  
Ingeniería y Operaciones

El procedimiento para determinar el API y temperatura observada, se muestra gráficamente en la figura 47:

Figura 47. **Determinación del API y temperatura observada**



**Fuente:** Investigación de campo

### 3.4.5.3. Corrección de la gravedad API

Después de haber encontrado los valores observados, se procede a los cálculos para obtener la gravedad API corregida:

Con los datos, se procede a corregir la gravedad observada, con la temperatura observada para encontrar una Gravedad API a 60ª F, por medio de los valores de conversión, ver anexos (tabla XIV). Y se anotan en la hoja de control, ver apéndice 2.

- 5B / 6B para derivados del petróleo

#### **3.4.5.4. Cálculos finales del volumen descargado**

Al haber encontrado los valores API corregido, se procede a encontrar el valor del volumen descargado de productos petroleros en los tanques de almacenamiento, los pasos de describen a continuación:

1. Con los valores medidos de producto en el tanque se busca el volumen total encontrado por medio de la calibración de los tanques el cual esta dado en barriles ver anexo (tabla XV).
2. Con el valor medido de agua en el producto, se busca el volumen encontrado por medio de la calibración de los tanques el cual esta dado en barriles ver anexo (tabla XV).
3. Con los datos de laboratorio, se procede a corregir la gravedad observada, con la temperatura observada a una Gravedad API a 60ª F, por medio de los valores de conversión API, según sea el producto.
4. Se calcula el factor de corrección por techo con la gravedad API corregida y el promedio de la temperatura tomada del tanque por medio de las tablas de conversión. A lo cual se hace el cálculo siguiente:

Por cada 1 API debajo: sumar 0.15 barriles

Por cada 1 API sobre: restar 0.15 barriles

5. Al volumen total observado se le resta el volumen del agua para conocer el volumen ambiente sin agua.
6. Se calcula el factor de corrección de volumen, con la gravedad API corregida y el promedio de temperatura del tanque en las tablas de calibración.
7. Se multiplica el volumen ambiente sin agua por el factor de corrección de volumen para conocer el volumen estándar bruto recibido en cada tanque de almacenamiento.
8. El volumen total descargado en planta es la diferencia entre el volumen estándar bruto de la medida final y el volumen estándar bruto de la medida inicial en los tanques de almacenamiento.

Debido a la variación de los inventarios en lo manifestado y lo recibido en las terminales, el técnico supervisor tendrá que evaluar las diferencias de volúmenes que se debe a sedimentos y agua existentes en los productos importados y evitar un aumento desmedido, para lo cual se tendrá que utilizar el formato de control y supervisión de diferencias, ver figura 48.

Figura 48. Formato de control y supervisión de diferencias de producto importado

<b>MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS</b> <b>DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS</b> <b>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y OPERACIONES</b> <b>SECCION DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN</b>				BUQUE TANQUE: _____ COMPAÑÍA: _____ FECHA DE ARRIBO: _____					
<b>CONTROL Y SUPERVISIÓN DE DIFERENCIAS DE PRODUCTO IMPORTADO</b>									
	[ 1 ]	[ 2 ]	[ 3 ]						
PRODUCTO	VOLUMEN SEGÚN	VOLUMEN EN	VOLUMEN EN	DIFERENCIAS					
	MANIFIESTO A 60 °F	TANQUERO A 60°F	EN TERMINAL A 60°F	1-2	%	2-3	%	1-3	%
<b>PRODUCTOS LIMPIOS</b>									
Gasolina de Aviación									
Gasolina Superior									
Gasolina Regular									
Kerosina									
Kero-Turbo									
Diesel									
Fuel Oil (Bunquer-C)									
<b>PETROLEO</b>									
Petróleo Crudo									

**Fuente:** investigación de campo

El técnico supervisor debe verificar después de la descarga de productos, aspectos de seguridad, fiscalización y documentación, estas deben verificarse al finalizar cada inspección, indicando la fecha de inspección y el nombre de la persona que la llevo a cabo, ver figura 49.



Figura 49. Formato de inspección al finalizar la descarga

<b>Ministerio de Energía y Minas</b> <b>Dirección General de Hidrocarburos</b> <b>Departamento de Ingeniería y Operaciones</b> <b>Sección de Importación y Exportación</b>			
<b>INSPECCIONES AL FINALIZAR LA DESCARGA</b>			
	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
Quedaron marchamadas las válvulas de salida de cada tanque?			
Una vez llenos los tanques, fueron verificados y marchamados?			
Al terminar un tanques, se espero un tiempo prudencial para medirlo?			
Se verificaron los volúmenes recibidos antes de desconectar mangueras tanto a bordo como a tanques a tierra?			
Se cerraron y/o abrieron las válvulas que deban quedar cerradas y/o abiertas, tanto en el múltiple como e los taques a tierra?			
Se recibieron los reportes correspondientes de parte del inspector?			
Se verifico que no existieran fugas en el múltiple del buque, una vez que se inicio el bombeo?			
Se midieron después de la descarga los tanques?			
Nombre de Terminal: _____		Fecha: _____	
Supervisor: _____		Firma: _____	

**Fuente:** Investigación de campo

### 3.4.6. Control de inventarios en terminales de almacenamiento

Las variaciones en el inventario en una terminal responden a lo siguiente:

- El control diario se inicia con la determinación del inventario inicial (barriles netos); valor que debe coincidir con el Inventario físico final del día previo. En el inventario se toma en consideración:

$$\begin{array}{l} \text{Volumen neto en el o los tanques de almacenamiento} + \\ \text{Volumen neto en cisternas} \\ \hline \text{Inventario inicial} \end{array}$$

- Durante las operaciones del día deben cuantificarse los ingresos de petróleo o producto petroleros (barriles netos), los cuales puede ser por:
  - ✓ Compras
  - ✓ Transferencia
  - ✓ Otros
- Durante las operaciones del día deben cuantificarse los egresos de petróleo o producto petrolero, las cuales puede ser:
  - ✓ Ventas
  - ✓ Reposiciones
  - ✓ Consumo interno

- Se determina el Inventario final teórico

$$\begin{array}{r} \text{Inventario inicial} \quad + \\ \text{Ingresos físicos} \quad - \\ \hline \text{Egresos físicos} \\ \hline \text{Inventario final teórico} \end{array}$$

- Al finalizar el día laborable, se determina el inventario final físico. En el inventario se toma en consideración:

$$\begin{array}{r} \text{Volumen Neto en el o los tanques de almacenamiento} \quad + \\ \hline \text{Volumen Neto en cisternas} \\ \hline \text{Inventario final físico} \end{array}$$

- Se determina el sobrante o faltante del día en la terminal de almacenamiento; para ello se compara el inventario final físico con el inventario final teórico.

#### **3.4.6.1. Formas de control**

Para controlar y documentar las distintas operaciones que influyen en los controles de inventario, se pueden emplear distintas formas de control en el cual el resultado siempre es el mismo, una confiable fiscalización del producto descargado:

- a. Ingreso de producto petrolero: calcula los volúmenes netos reales recibidos en cada compra o transferencia, ver apéndice 2.
- b. Movimiento diario de inventario: registra el inventario inicial, ingresos, egresos, inventario final y los sobrantes o faltantes del día y el acumulado, ver apéndice 3.
- c. Control de ingresos cisternas: documenta por vehículo y/o cliente, los que entran vacíos, por marca y capacidad, ver apéndice 4.

#### **3.4.6.2. Fuentes de sobrantes y faltantes**

En forma teórica, una terminal no debería de tener sobrantes o faltantes en su operación, sin embargo, estas se presentan y su control es indispensable, por el costo que representa.

Las posibles fuentes de los sobrantes y faltantes se muestran en la figura 50:

Figura 50. Razones de sobrantes y faltantes en inventarios

FUENTE	RAZONES O CAUSAS
Sobrante en recepción de cisternas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Error de cálculo del volumen neto de parte del vendedor</li> <li>• Error en la capacidad de la cisterna</li> <li>• Mal estado del instrumental</li> </ul>
Sobrantes en tanques de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Error de cálculo del volumen neto de parte del responsable</li> <li>• Mal estado del instrumental</li> </ul>
Faltante en recepción de cisternas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fugas en tránsito</li> <li>• Robos en tránsito</li> <li>• Error en la capacidad de la cisterna</li> <li>• Mal estado del instrumental</li> </ul>
Faltantes en tanques de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fugas</li> <li>• Robos</li> <li>• Error de calculo del volumen neto</li> <li>• Error en la capacidad del tanque</li> <li>• Mal estado del instrumental</li> </ul>

**Fuente:** Investigación de campo

### **3.5. Recepción de muestras de productos importados**

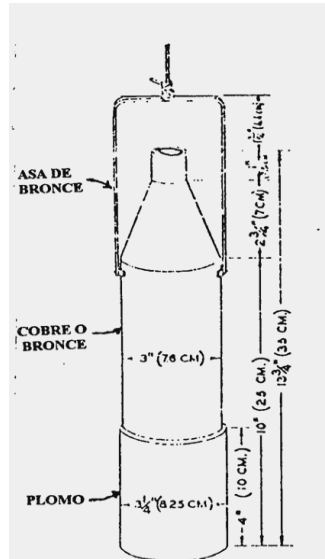
Según lo establecido en la ley de comercialización de hidrocarburos, el importador y titular de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros debe cumplir con:

- Proporcionar a los inspectores encargados del control de las operaciones de descarga designados por el Ministerio de Energía y Minas, la cantidad de 2.5 litros de los productos que importa, para verificar su calidad en el laboratorio del Ministerio de Energía y Minas.
- Cumplir las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas, conforme a la nómina de productos publicada anualmente, para cada producto que se comercialice dentro del país.

#### **3.5.1. Equipo a utilizar**

- a. Frasco o botellas sacamuestras: 1,000 cm<sup>3</sup> de capacidad, fabricados de vidrio transparente. Puede ser de dos clases: Sin protección o con jaula protectora. Ver figura 51.
  - Jaula protectora del frasco de muestreo: es una jaula o recipiente construido de metal o material plástico, apropiado para contener y proteger el frasco de muestreo; el aparato así resultante deberá ser de una masa tal que permita la fácil y pronta inmersión en el producto a ser muestreado.

Figura 51. Botella sacramuestras



Fuente: [www.suratep.com](http://www.suratep.com)

b. Envases de hojalata, ver figura 52.

Figura 52. Envase de hojalata



Fuente: Investigación de campo

- c. Etiquetas adheribles para colocar la descripción e identificación de la muestra., ver figura 53.

Figura 53. Identificación de las muestras

Dirección General de Hidrocarburos

LAB No. \_\_\_\_\_

Muestra de: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Hora: \_\_\_\_\_

Obs: \_\_\_\_\_

Antes/después/durante\* carga/descarga/transferencia\*

Producto: \_\_\_\_\_

Actividad: \_\_\_\_\_ Inicio/final

Instalación: \_\_\_\_\_ Ubicación: \_\_\_\_\_

Composición

Arriba	Corrida	No. Tanque: _____	Brazo: _____
Medio	Línea	Rack/bahía: _____	Bomba: _____
Abajo	1 pies	Manguera: _____	
Área de despacho		Nom. Barco: _____	
		Fecha/hora: _____	
		Técnico: _____	

**Fuente:** investigación de campo

- d. Bolsas plásticas en donde se introducirá el envase de la muestra.
- e. Marchamos numerados para asegurar que la muestra sea del lugar en donde indique la etiqueta.



### **3.5.2. Muestreo de producto importado**

En la toma de muestras de los tanques se toma dos muestras separadas las cuales debe ser idénticas.

Una muestra debe quedarse en la terminal de almacenamiento. La otra muestra será utilizada por el Ministerio de Energía y Minas para determinar la calidad de los productos y verificar si cumple las especificaciones de calidad.

El envase donde se depositara la muestra no se debe llenar completamente ya que se debe dejar sin llenar un espacio adecuado para permitir la expansión del producto.

A continuación se describen los métodos utilizados para la toma de muestras de productos petroleros:

#### **3.5.2.1. Método de muestra corrida o total**

Para el crudo que está homogéneo y esencialmente libre de agua y sedimentos (menor de 1,0% de agua y sedimento) y para productos refinados.

Baje el sacamuestras desde la superficie del líquido hasta que la boca del sacamuestras esté a nivel con la parte inferior de la toma de succión y regréselo a la superficie.

La operación completa debe hacerse a una velocidad uniforme y de tal manera que el envase regrese casi lleno. Vierta el contenido del sacamuestras en la primera lata sin agitar y tápela inmediatamente. Tome una segunda muestra de igual manera y viértala en la segunda lata, sin agitar, tapándola enseguida. Llene dos etiquetas de identificación y asegúrelas a cada lata antes de abandonar el techo del tanque.

### **3.5.2.2. Método de muestra compuesta**

Se utiliza para el muestreo del crudo que presenta estratificación o un pronunciado aumento en contenido de sedimento y agua suspendida en el fondo del tanque más arriba de la parte inferior de la toma de succión. Y para el muestreo de productos petroleros, cuando se sospecha de una estratificación o cuando exista la posibilidad de estratificación.

El método de muestra compuesta debe usarse, el cual es particularmente recomendado cuando ocurre estratificación a causa de diferencias de viscosidad, como puede ocurrir en el caso de combustible.

Baje el sacamuestras dentro del líquido hasta que esté a 12 pulgadas (30,5 cm.) bajo la superficie del crudo, y deje que se llene completamente a ese nivel.

Extraiga el sacamuestras y vierta el contenido completo y sin agitación en una lata de muestra.

Bajar de nuevo el sacamuestras dentro del líquido hasta que esté en la parte media entre la superficie del crudo y la parte inferior de la toma de succión y déjela llenar a ese nivel completamente. Extraiga el sacamuestras y vacíe su contenido completamente y sin agitación dentro de una segunda lata de muestra.

Vuelva a bajar el sacamuestras dentro del líquido hasta que esté a nivel con la parte inferior de la toma de succión y déjelo llenar a ese nivel completamente. Extraiga el sacamuestras y vacíe su contenido completo y sin agitar dentro de una tercera lata de muestras, tape las latas, llene etiquetas de identificación y asegúrelas a las latas

Prepare una segunda muestra en la misma forma que la primera.

La persona encargada de sacar las muestras tomará muestras locales en cada tanque, empleando las siguientes medidas:

Si se van a extraer del tanque 10 pies o menos de petróleo o productos petroleros, se tomará una muestra local aproximadamente en el punto medio de esa parte.

Si se han de extraer más de 10 pies pero menos de 15, se tomará una muestra local en el centro de cada mitad de esa parte.

Si han de extraerse más de 15 pies de petróleo o productos petroleros, se tomarán tres muestras, una en el centro de cada una de los tres tercios en que se divide la parte que se va a tomar en el cargamento.

Dependiendo de la capacidad del tanque, así será el requerimiento de la muestra a tomar como se muestra en la tabla VIII.

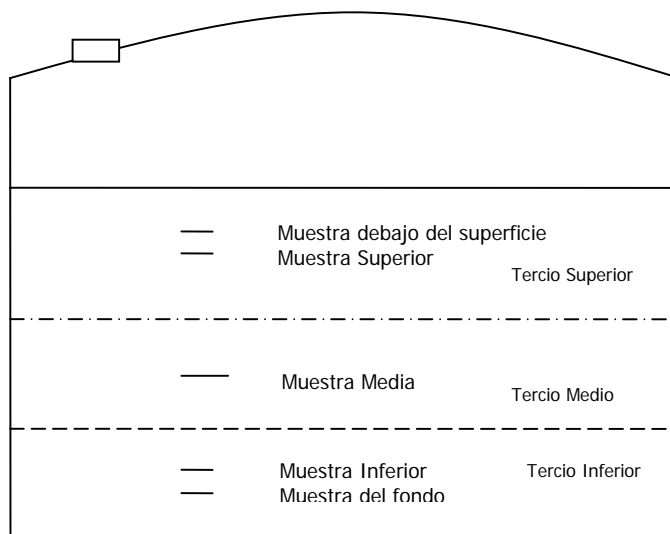
Tabla VIII. **Requerimientos de muestreo**

Capacidad del tanque / Nivel Líquido	Requerimiento de Muestra		
	Superior	Medio	Inferior
Tanques menor o igual capacidad de 1,000 barriles		X	
Tanques de capacidad mayor de 1,000 barriles	X	X	X
Nivel $\leq 10$ ft		X	
10 ft < Nivel $\leq 15$ ft	X		X
Nivel > 15 ft	X	X	X

**Fuente:** COGUANOR NGR51008

Y la parte del tanque donde se toma la muestra, ver figura 54.

Figura 54. **Nivel de producto petrolero en los tanques de almacenamiento**



**Fuente:** COGUANOR NGR51008

### **3.5.2.3. Método de tanque a barcos**

Es una muestra que se toma del buque, debe ser una muestra compuesta. Se prepara con las muestras tomadas en cada compartimiento que contenga petróleo o productos petroleros.

Bajar el sacamuestras, desde la superficie del líquido hasta que el fondo del sacamuestras toque el fondo del tanque y extraiga el sacamuestras y vierta el contenido completo y sin agitación en una lata de muestra.

La operación debe hacerse a una velocidad uniforme y de tal modo que el sacamuestras regresa casi lleno.

### **3.5.2.4. Método de muestra retenida**

Se toma una muestra de un galón de petróleo o productos petroleros, por el método de muestra corrida, en cada tanque en tierra así como en cada tanque del buque que participe e la descarga de un barco.

La muestra debe ser sellada herméticamente, identificadas y almacenadas durante un mínimo de 3 meses. En caso de cargas mixtas deben retenerse muestras de cada producto.

### **3.6. Medios de transporte de muestras**

El inspector técnico del Ministerio de Energía y Minas es el responsable y custodio de entregar el lote de muestras al personal de laboratorio.

Las muestras son llevadas por un vehículo desde la terminal de almacenamiento hasta el laboratorio, en cajas cerradas y debidamente selladas.

#### **3.6.1. Rotulado**

Se deben rotular las cajas que llevan las muestras de petróleo o productos petroleros, usando tinta a prueba de agua y de aceite o un lápiz lo suficientemente duro, ya que el rotulado con lápiz suave o con tinta ordinaria esta sujeto a que se borre por la humedad y el manipuleo. En el rotulado se debe incluir la siguiente información:

- Lugar en donde se encuentre el producto que fue muestreado.
- La fecha de la toma de las muestras.
- Nombre del producto muestreado.
- Nombre o identificación del barco, barcaza o tanque de almacenamiento.

El técnico supervisor que realizará las inspecciones de las operaciones, instalaciones, cálculos y medidas de volumen en terminales debe hacer el reporte cada vez que las terminales de almacenamiento reciban productos petroleros importados. A continuación en la figura 55 se presenta el formato final de reporte del control de las actividades de importación:

Figura 55. Formato de informe de comisión

**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Hidrocarburos**  
**Departamento de Ingeniería y Operaciones**  
**Sección de Importación y Exportación**

**1. DATOS GENERALES:**

Buque tanque: \_\_\_\_\_ Procedencia: \_\_\_\_\_  
 Fecha de Arribo: \_\_\_\_\_ Cía. Importadora: \_\_\_\_\_  
 Nombre Terminal: \_\_\_\_\_

**2. CUADROS ADJUNTOS:**

	SI	NO
Cálculos y medidas de volúmenes en terminal:		
Hoja de tiempo de operaciones del buque-tanque:		
Control de diferencias en tránsito:		

**3. CÁLCULOS EFECTUADOS POR:**

Dirección General de Hidrocarburos: \_\_\_\_\_  
 Compañía Importadora: \_\_\_\_\_  
 Compañía Independiente de Inspec.: \_\_\_\_\_

**4. DOCUMENTOS ADJUNTOS:**

	SI	NO
Manifiesto General de Carga:		
Conocimiento de embarque (Bill of Lading):		
Factura Comercial:		
Certificado de origen:		
Certificado de calidad:		
Certificado de cantidad:		

**5. OBSERVACIONES**

Nombre: \_\_\_\_\_ Firma: \_\_\_\_\_

Fuente: investigación de campo.





## **4. ANÁLISIS DE COSTOS**

### **4.1. Costos de implementación de un sistema de control para los procedimientos de descarga de productos petroleros.**

Un programa de un sistema de control para los procedimientos de descarga de productos petroleros es una herramienta que al utilizarse al 100% se logran obtener resultados a corto y largo plazo que son de mucha ayuda para poder obtener los resultados deseados. Para obtener beneficios mediante este programa es necesario realizar una inversión de capital que se traduce en costos. Es indispensable aclarar que estos costos son los de la creación del documento y aplicación del sistema de control.

Los costos en algunos casos son vistos como gastos, pero es importante hacer la distinción entre un concepto y otro. Un gasto es toda inversión de capital que se realiza sin que se obtenga beneficio alguno y un costo es una inversión de capital que ofrece beneficios a corto y largo plazo.

Los costos de para la aplicación del sistema de control son estimados que se establecen tomando como base la inversión por mes.

Para la determinación de los costos se tomaran elementos prácticamente sencillos y generalizados, pero que fijan con mucha precisión las estimaciones necesarias. El tiempo de la aplicación del sistema de control esta considerado sobre seis meses. Los elementos son:

#### 4.1.1. Costo de recurso humano

Aquí se tomara en cuenta el pago que por concepto del estudio y la aplicación del sistema de control para el desarrollo y control de los procedimientos de descarga, se tendrá una persona que estará a cargo como técnico, con una inversión fija en los seis meses, ver tabla IX.

**Tabla IX.** Costos de inversión de recurso humano

<b>Descripción</b>	<b>Sueldo (Q.)</b>	<b>Total (Q.)</b>
Supervisor técnico	4,000.00	24,000.00
<b>Total</b>		<b>24,000.00</b>

**Fuente:** Investigación de campo

#### 4.1.2. Costo de útiles de escritorio y oficina

Aquí estarán contemplados todos los suministros de papelería, útiles, insumos, etc. que serán utilizados para la documentación, control y registro de los elementos que colaboren en el diseño y aplicación del sistema de control para los procedimientos de descarga, ver tabla X (cantidades en quetzales).

**Tabla X.** Costos de inversión de útiles de escritorio y de oficina

<b>Descripcion</b>	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>	<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>	<b>Septiembre</b>	<b>Octubre</b>	<b>Total (Q.)</b>
Papeleria y utiles	600.00	540.00	486.00	437.40	393.66	354.29	2,811.35

**Fuente:** Investigación de campo

#### 4.1.3. Costo de viáticos

Para el desarrollo de la fase de investigación de campo en las terminales de almacenamiento se contempla el transporte, hospedaje y alimentación, para la cual se tenía programada una visita al mes, ver tabla XI.

**Tabla XI.** Costos de inversión de viáticos

<b>Descripción</b>	<b>Costo unitario (Q.)</b>	<b>Total (Q.)</b>
Transporte	360.00	2,160.00
Alimentación	540.00	3,240.00
Hospedaje	300.00	1,800.00
<b>Total</b>		<b>7,200.00</b>

**Fuente:** Investigación de campo

#### 4.1.4. Costo de equipo utilizado

Todos los gastos en cuanto a equipo, herramientas, etc. que utilizados en la fase de investigación de campo en las terminales de almacenamiento de productos petroleros, es un costo único, ver tabla XII.

Tabla XII. Costos de inversión del equipo utilizado .

Descripción	Cantidad	Costo unitario (Q.)	Total (Q.)
Mascarilla con válvula de exhalación	25	10.32	258.00
Cascos	1	90.00	90.00
Gafas industriales	1	150.50	150.50
Bolsas plásticas	100	0.25	250.00
Marchamos	100	0.25	250.00
Etiquetas adhesivas	100	1.00	100.00
Pantalón y camisa de algodón	2	375.00	750.00
Zapatos punta de acero	2	400.00	800.00
<b>Total</b>			<b>2,648.50</b>

**Fuente:** Investigación de campo

#### 4.2. Costo del sistema de control para los procedimientos de descarga

La implementación del sistema de control para los procedimientos de descarga de productos petroleros incurre en una inversión considerable al inicio, del cual el 80 % esta destinado al salario y debe considerar que es el único que puede considerar constante, de aquí que todos los demás variaron por las necesidades que presentaron, para el seguimiento del sistema de control los costos incurrirán en el salario de la persona encargada para controlar el seguimiento de los elementos del sistema y su cumplimiento de los procesos de descarga y los viáticos para realizar las inspecciones.

El costo total del funcionamiento del sistema de control de producto importado se muestra e la tabla XIII.

Tabla XIII. **Costo total de un sistema de control para los procedimientos de descarga de productos petroleros**

<b>Descripción</b>	<b>Total (Q.)</b>
Recurso humano	24,000.00
Útiles de escritorio y de oficina	2,811.35
Viáticos	7,200.00
Equipo	2,648.50
<b>Total</b>	<b>36,659.85</b>

**Fuente:** Investigación de campo

#### **4.3. Beneficios**

Con la implementación un programa de un sistema de procedimientos de descarga de productos petroleros, experimentara grandes resultados a favor del departamento de ingeniería y operaciones en la sección de importación y exportación, entre los beneficios a obtener se pueden mencionar los siguientes:

- Lograr cubrir en su totalidad el proceso de descarga desde la llegada del buque banquero hasta el llenado de producto petrolero en los tanques de almacenamiento así como fiscalizar la cantidad de producto descargado.

- Establecer la normativa de proceso de descarga que describirá las especificaciones técnicas en todo el proceso. Conjuntamente con la ley de comercialización de hidrocarburos.
- Reducción de los costos por parte de las empresas importadoras al cumplir con los requerimientos solicitados por el Ministerio de Energía y Minas y así corregir problemas que de no atenderse, puedan transformarse en sanciones o infracciones.
- El control adecuado por parte del técnico supervisor, tendrá la responsabilidad de asumir el control de todas las actividades que se realicen en las terminales de almacenamiento, así como la evaluación del rendimiento del programa con formatos adecuados para el seguimiento y evaluación del programa.
- La creación de una cultura sobre la seguridad industrial, se concienciará en ellos la importancia que tiene el trabajar de una forma segura en las diferentes áreas de las terminales.

## CONCLUSIONES

1. Se analizó que los aspectos relacionados a los procesos de descarga de productos petroleros en la sección de importación del Ministerio de Energía y Minas no contaba con procedimientos de las acciones necesarios para un adecuado control en la descarga de producto transportado vía marítima.
2. Debido a la falta de procedimientos para los procesos de descarga, se desconocía la forma para verificar que las operaciones se estén desarrollando en forma adecuada. Se determinaron las necesidades de documentar las operaciones de descarga propias de las terminales de almacenamiento y se estructuró un programa de procedimientos en la descarga de productos petroleros que permita al personal designado por el Ministerio de Energía y Minas realizar las actividades de inspección bajo lineamientos estandarizados a manera de crear un mejor control de las operaciones.
3. El éxito del diseño de la normativa para los procesos de descarga se debe a gran parte a la asesoría del personal de las terminales de almacenamiento que permitió seguir los pasos de las operaciones desde la preparación de la terminal de almacenamiento para recibir el buque tanquero, verificación de volúmenes en los tanques de almacenamiento y recepción de muestras de producto importado

4. Se elaboraron formatos que servirán para llevar un mejor registro y control de volúmenes descargados en los tanques de almacenamiento, así como formatos para llevar registros de las inspecciones en las operaciones y de seguridad.
  
5. Se busco coordinar las actividades de importación en el Departamento de Ingeniería y Operaciones en lo referente al control de operación con las empresas importadoras, así como el cumplimiento de las leyes y reglamentos vigentes en materia de importación de petróleo y productos petroleros.
  
6. Las pruebas realizadas en los laboratorios a las muestras que se obtienen de cada producto que es importado son herramientas de control sobre la calidad de los productos que se importen, y se comercialicen en el país, tendientes a lograr un nivel adecuado de protección de la salud de la población y del ambiente.



## RECOMENDACIONES

A la institución del Ministerio de Energía y Minas:

1. A todo el personal técnico en el Departamento de Ingeniería y Operaciones del Ministerio de Energía y Minas seguir los procedimientos de la normativa diseñados e implementados para los procedimientos de descarga de productos petroleros importado vía marítima, pues el éxito del sistema de control depende de la aplicación adecuada de ellos.
2. A los gerentes de las terminales de almacenamiento de productos importados, se deben comprometer con el cumplimiento y brindar el apoyo al cumplimiento de la normativa.
3. Se debe llevar un archivo en donde se registren los cambios realizados a los distintos formatos, en donde se note la fecha del cambio, los cambios realizados, el porque de los mismos.
4. Se debe asegurar que todo el personal de nuevo ingreso a la institución pase por una etapa de inducción, que incluya todas las operaciones en lo referente al control de las operaciones y todo lo que forma parte de el sistema de control.



## BIBLIOGRAFÍAS

1. Comisión Guatemalteca de Normas, COGUANOR NGO 51 020. **Manual del petróleo y productos derivados del petróleo.** Guatemala: octubre 1991.
2. Comisión Guatemalteca de Normas, COGUANOR NGO 51 008. **Manual del petróleo y productos derivados del petróleo.** Guatemala: octubre 1997.
3. Contreras, Alejandro. **Petróleo y minas de Guatemala.** Guatemala: 2002.
4. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos. **Ley de comercialización de hidrocarburos y su reglamento.** Decreto 109-97. Guatemala: noviembre 1997.
5. National Fire Protection Association, NFPA 30. **Código de líquidos inflamables y combustibles,** Edición 1996.
6. PEMEX Refinación. **Acercamiento y amarre de embarcaciones a instalaciones costa fuera.** Edición 2004.
7. PEMEX Refinación. **Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento.** Edición 2004.
8. Ramírez Álvarez, Cesar. **Seguridad industrial.** 2°. Ed. México: Editorial Limusa. 2000.
9. Sociedad Americana para Pruebas de Materiales. **Manual sampling of petroleum and petroleum products.** Estados Unidos: 2000.



## APÉNDICES

### APÉNDICE 1

#### PROCEDIMIENTO PARA COMBATIR CONATOS DE INCENDIOS EN LA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO

##### PROPÓSITOS

Organizar un cuerpo de combate contra incendios y hacer una distribución de las diferentes asignaciones a todo el persona cuando se de un conato de incendio en cualquier parte de las instalaciones de las terminal.

##### GENERAL

1. Cuerpo de combate, compuesto por todos los trabajadores y empleados de las terminales.
2. Directores o jefes del cuerpo de combate, integrado por todo el personal que labora, la cual debe estar conformada de la siguiente manera:
  - Jefe general del cuerpo de combate
  - Sub-jefe general del cuerpo de combate
  - Jefe de relaciones públicas
  - Sub-jefe de relaciones públicas

Es responsabilidad de los jefes del cuerpo de combate y brigada contra incendios, localizar, conocer y manejar todo el equipo contra incendios existente.

Cualquier persona que descubra un incendio deberá dar aviso inmediatamente al Jefe general del cuerpo de combate indicando la localización y demás detalles relacionados con el incendio.

Si el incendio es controlable, deberá tratar de combatirlo solo antes de llamar a sus superiores.

## **PROCEDIMIENTO DE RESPUESTA EN CASO DE INCENDIO EN LA TERMINAL**

Instrucciones generales:

1. En caso de fuego en la terminal, el empleado que descubra el incendio debe activar la alarma en caso de emergencia.
2. Si el incendio es e un tanque, se activara el sistema contra incendios automático el cual combatirá el incendio mediante monitores de agua y espuma instalados en los puntos mas sensibles de la planta y dirigidos hacia la parte superior de los tanques de combustibles.
3. Debe de mantenerse frías con agua las paredes exteriores del tanque incendiado y los tanques vecinos si se sospecha que hay peligro de que les llegue el calor del incendio.

4. Cuando el fuego es en un motor o en una bomba, se usara un extinguidor, si el fuego es pequeño y controlable. Si el fuego aumento, la persona se dedicara a cerrar la válvula de paro de combustible a las bombas al fondo del tanque, para así apagar toda la maquinaria y dedicarse a la extinción del fuego.
5. Se arrancará la bomba contra incendios y alineara los rociadores con agua y espuma que están instalados apropiadamente en la terminal.
6. Si el fuego es en la grama, procederán a combatirlo con agua, usando monitores y mangueras contra incendios.

#### **PROCEDIMIENTO EN CASO DE INCENDIO EN VECINDADES A LA TERMINAL**

- Se avisara al Gerente del terminal
- E base a la información recibida sobre el incendio, el Gerente de la terminal evaluará la opción de suspender las actividades normales y enviar la brigada contra incendios para prestar la ayuda correspondiente a las autoridades puertuarias.

## APÉNDICE 2

La finalidad de este formato es obtener las mediciones iniciales en las terminales, temperaturas así como los cálculos finales después de la recepción del producto. La información que se obtenga será de utilidad para los cálculos de volumen para el control de inventarios. :

Figura 56. Formato de cálculos para volúmenes recibidos

TK	PROD	MED	MEDIDA BRUTA DE PRODUCCIÓN				MEDIDA DE AGUA				CORRECCIÓN POR TECHO	VOL. AMBIENTE SIN AGUA	VALOR EN		FACT. CORR	VOL. NETO A 60 F	
			NIVEL		VOLUMEN		NIVEL		VOLUMEN				TEMP	API			60°F
			PIE	PLG	/16	BARRILES	PIE	PLG	/16	BARRILES							
											BARRILES	BARRILES					
		INI															
		FIN															
		DIF															
		INI															
		FIN															
		DIF															
		INI															
		FIN															
		DIF															
		INI															
		FIN															
		DIF															
		INI															
		FIN															
		DIF															
		INI															
		FIN															
		DIF															
		TOTALES															
		INI															
		FIN															
		DIF															

HORA	FECHA







Fuente: Investigación de campo



### APÉNDICE 3

#### MOVIMIENTO DIARIO DE INVENTARIO

Figura 57. Formato para movimiento diario de inventarios

Terminal: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

		DEL DÍA	ACUMULADO
Inventario inicial			
MÁS INGRESOS			
	Trasferencia No.		
	Trasferencia No.		
	Trasferencia No.		
	Compra No.		
	Compra No.		
	Compra No.		
	Otros		
Disponibles			
MENOS EGRESOS POR			
	Ventas		
	Reposiciones		
	Consumo interno		
	Otros		
SUB-TOTAL			
INVENTARIO FINAL TEÓRICO			
INVENTARIO FINAL FÍSICO			
FALTANTE DE OPERACIÓN EN TERMINAL			

Fuente: Investigación de campo

## APÉNDICE 4

### CONTROL DE INGRESO DE CISTERNAS

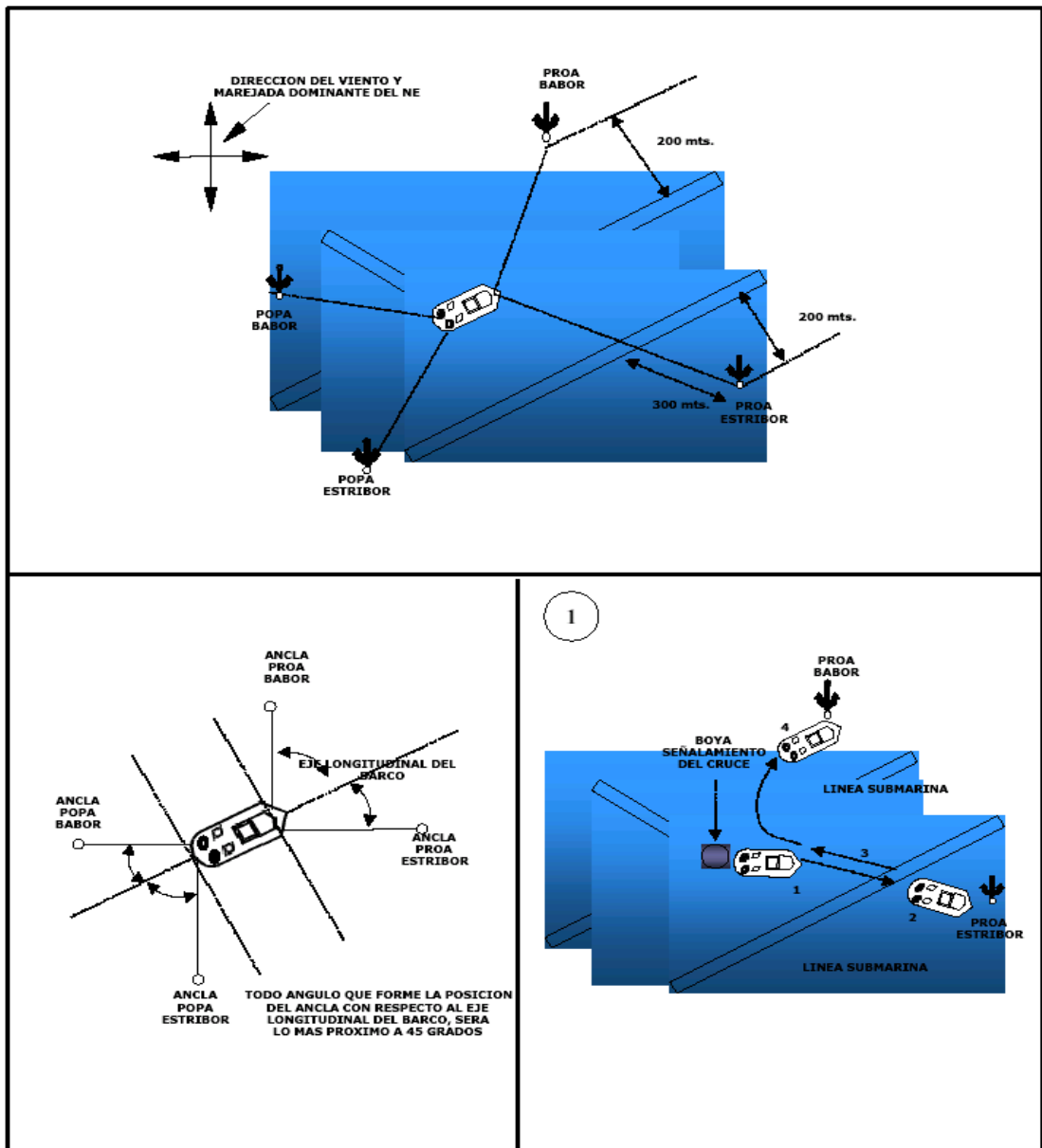
Figura 58. Formato para control de ingreso de cisternas

Terminal Receptora: _____	Fecha de Recepción: _____
Producto: _____	Cia. Transportadora: _____
Volumen Facturado: _____	Hora: _____
Vehículo No: _____	Vehículo placas: _____
	Barriles Netos 60°F
	Barriles facturados
	Sobrante _____.
	TOTAL
Observaciones:	

**Fuente:** Investigación de campo

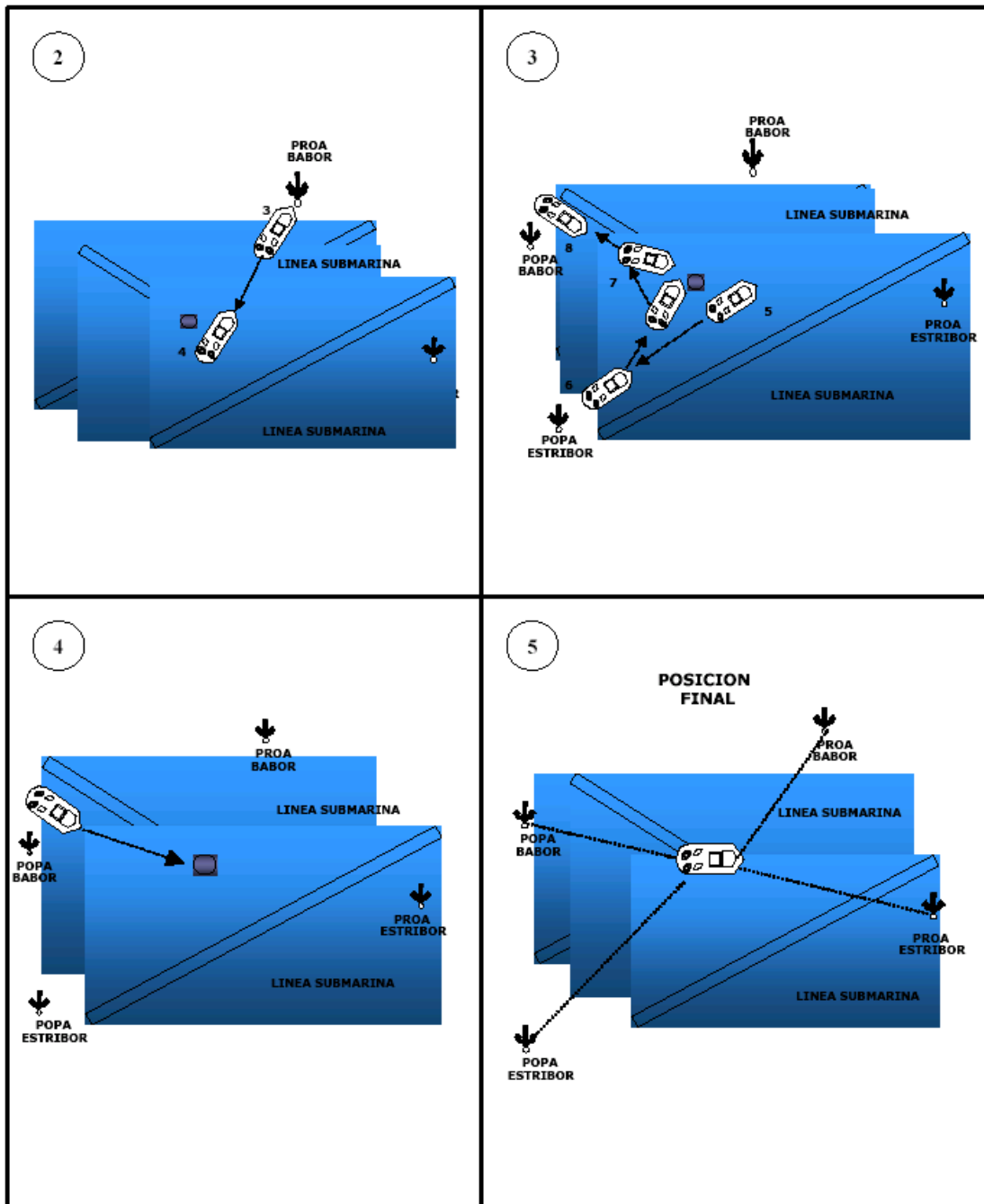
## ANEXOS

Figura 59. Posicionamiento de una embarcación a cuatro anclas en cruces o interconexiones de líneas submarinas.



Fuente: [www.mici.gob.pa](http://www.mici.gob.pa)

Figura 60. Posicionamiento de una embarcación lista para proceder a descargar producto petrolero.



Fuente: [www.mici.gob.pa](http://www.mici.gob.pa)

Tabla XIV. Valores API para derivados del petróleo

API GRAVITY AT 60 F											TEMP. F
30.0	30.5	31.0	31.5	32.0	32.5	33.0	33.5	34.0	34.5	35.0	
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME TO 60 F											
.9933	0.9933	0.9932	0.9932	0.9931	0.9931	0.9931	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929	75.0
.9931	0.9930	0.9930	0.9930	0.9929	0.9929	0.9928	0.9928	0.9927	0.9927	0.9926	75.5
.9929	0.9928	0.9928	0.9927	0.9927	0.9926	0.9926	0.9925	0.9925	0.9925	0.9924	76.0
.9926	0.9926	0.9925	0.9925	0.9925	0.9924	0.9924	0.9923	0.9923	0.9922	0.9922	76.5
.9924	0.9924	0.9923	0.9923	0.9922	0.9922	0.9921	0.9921	0.9920	0.9920	0.9919	77.0
.9922	0.9921	0.9921	0.9920	0.9920	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	0.9917	0.9917	77.5
.9920	0.9919	0.9919	0.9918	0.9918	0.9917	0.9917	0.9916	0.9916	0.9915	0.9915	78.0
.9917	0.9917	0.9916	0.9916	0.9915	0.9915	0.9914	0.9914	0.9913	0.9913	0.9912	78.5
.9915	0.9915	0.9914	0.9914	0.9913	0.9913	0.9912	0.9911	0.9911	0.9910	0.9910	79.0
.9913	0.9912	0.9912	0.9911	0.9911	0.9910	0.9910	0.9909	0.9909	0.9908	0.9907	79.5
.9911	0.9910	0.9910	0.9909	0.9908	0.9908	0.9907	0.9907	0.9906	0.9906	0.9905	80.0
.9908	0.9908	0.9907	0.9907	0.9906	0.9906	0.9905	0.9904	0.9904	0.9903	0.9903	80.5
.9906	0.9906	0.9905	0.9904	0.9904	0.9903	0.9903	0.9902	0.9902	0.9901	0.9900	81.0
.9904	0.9903	0.9903	0.9902	0.9902	0.9901	0.9900	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	81.5
.9902	0.9901	0.9901	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9897	0.9897	0.9896	0.9896	82.0
.9900	0.9899	0.9898	0.9898	0.9897	0.9896	0.9896	0.9895	0.9894	0.9894	0.9893	82.5
.9897	0.9897	0.9896	0.9896	0.9895	0.9894	0.9893	0.9893	0.9892	0.9891	0.9891	83.0
.9895	0.9894	0.9894	0.9893	0.9892	0.9892	0.9891	0.9890	0.9890	0.9889	0.9888	83.5
.9893	0.9892	0.9891	0.9891	0.9890	0.9889	0.9889	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	84.0
.9891	0.9890	0.9889	0.9889	0.9888	0.9887	0.9886	0.9886	0.9885	0.9884	0.9884	84.5
.9888	0.9888	0.9887	0.9886	0.9886	0.9885	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9881	85.0
.9886	0.9885	0.9885	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9881	0.9880	0.9880	0.9879	85.5
.9884	0.9883	0.9882	0.9882	0.9881	0.9880	0.9879	0.9879	0.9878	0.9877	0.9877	86.0
.9882	0.9881	0.9880	0.9879	0.9879	0.9878	0.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9874	86.5
.9879	0.9879	0.9878	0.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	87.0
.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	0.9871	0.9870	0.9869	87.5
.9875	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	0.9871	0.9870	0.9869	0.9869	0.9868	0.9867	88.0
.9873	0.9872	0.9871	0.9870	0.9869	0.9869	0.9868	0.9867	0.9866	0.9865	0.9865	88.5
.9870	0.9870	0.9869	0.9868	0.9867	0.9866	0.9866	0.9865	0.9864	0.9863	0.9862	89.0
.9868	0.9867	0.9867	0.9866	0.9865	0.9864	0.9863	0.9862	0.9862	0.9861	0.9860	89.5
.9866	0.9865	0.9864	0.9863	0.9863	0.9862	0.9861	0.9860	0.9859	0.9858	0.9857	90.0

Fuente: America Petroleum Institute

Tabla XV. Calibración para los tanques

**59.0 API**

**TECHO EN POSICION BAJO**

Tamaño Nominal - 100" 16" Diámetro x 47'11" Altura.

Altura de Referencia - 48" 6 1/16" - Localizada 2' 00" de la Pared.	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50													
6 892.96	4	6 548.99	8	12 031.76	16	23 404.10	20	29 992.27	24	34 780.75	28	40 471.40	32	46 161.98	36	51 852.08	40	57 542.31	44	63 232.24	48	68 922.24	52	74 612.24	56	80 302.24	60	86 000.00	64	91 697.76	68	97 395.52	72	103 093.28	76	108 791.04	80	114 488.80	84	120 186.56	88	125 884.32	92	131 582.08	96	137 279.84	100	142 977.60				
6 811.35	1	6 467.37	1	12 150.22	1	17 836.28	1	23 522.80	1	29 210.78	1	34 899.31	1	40 586.95	1	46 274.58	1	51 962.20	1	57 649.83	1	63 337.46	1	69 025.08	1	74 712.71	1	80 400.33	1	86 087.96	1	91 775.59	1	97 463.22	1	103 150.84	1	108 838.47	1	114 526.10	1	120 213.73	1	125 901.36	1	131 589.00	1	137 276.63	1	142 964.26	1	148 651.89
925.73	2	6 965.76	2	12 288.68	2	17 974.74	2	23 660.80	2	29 346.86	2	35 032.92	2	40 719.00	2	46 405.08	2	52 091.16	2	57 777.24	2	63 463.32	2	69 149.40	2	74 835.48	2	80 521.56	2	86 207.64	2	91 893.72	2	97 579.80	2	103 265.88	2	108 951.96	2	114 638.04	2	120 324.12	2	126 010.20	2	131 696.28	2	137 382.36	2	143 068.44	2	148 754.52
1 040.12	3	6 704.14	3	12 387.14	3	18 073.20	3	23 759.31	3	29 445.42	3	35 131.53	3	40 817.64	3	46 503.75	3	52 189.86	3	57 875.97	3	63 562.08	3	69 248.19	3	74 934.30	3	80 620.41	3	86 306.52	3	91 992.63	3	97 678.74	3	103 364.85	3	109 050.96	3	114 737.07	3	120 423.18	3	126 109.29	3	131 795.40	3	137 481.51	3	143 167.62	3	148 853.73
1 166.50	4	6 822.52	4	12 505.60	4	18 191.66	4	23 877.77	4	29 563.88	4	35 250.00	4	40 936.11	4	46 622.22	4	52 308.33	4	57 994.44	4	63 680.55	4	69 366.66	4	75 052.77	4	80 738.88	4	86 425.00	4	92 111.11	4	97 797.22	4	103 483.33	4	109 169.44	4	114 855.55	4	120 541.66	4	126 227.77	4	131 913.88	4	137 600.00	4	143 286.11		
1 284.88	5	6 940.91	5	12 624.06	5	18 310.12	5	23 996.32	5	29 682.43	5	35 368.54	5	41 054.65	5	46 740.76	5	52 426.87	5	58 112.98	5	63 799.09	5	69 485.20	5	75 171.31	5	80 857.42	5	86 543.53	5	92 229.64	5	97 915.75	5	103 601.86	5	109 287.97	5	114 974.08	5	120 660.19	5	126 346.30	5	132 032.41	5	137 718.52	5	143 404.63		
1 403.27	6	7 059.29	6	12 742.52	6	18 428.58	6	24 113.12	6	29 803.29	6	35 493.40	6	41 183.51	6	46 873.62	6	52 563.73	6	58 253.84	6	63 943.95	6	69 634.06	6	75 324.17	6	81 014.28	6	86 704.39	6	92 394.50	6	98 084.61	6	103 774.72	6	109 464.83	6	115 154.94	6	120 845.05	6	126 535.16	6	132 225.27	6	137 915.38	6	143 605.49		
1 521.65	7	7 177.67	7	12 860.98	7	18 549.74	7	24 238.63	7	29 927.48	7	35 616.33	7	41 305.08	7	46 993.83	7	52 682.58	7	58 371.33	7	64 060.08	7	69 748.83	7	75 437.58	7	81 126.33	7	86 815.08	7	92 503.83	7	98 192.58	7	103 881.33	7	109 570.08	7	115 258.83	7	120 947.58	7	126 636.33	7	132 325.08	7	138 013.83				
1 640.04	8	7 296.06	8	12 979.44	8	18 668.50	8	24 357.13	8	30 045.88	8	35 734.63	8	41 423.38	8	47 112.13	8	52 800.88	8	58 489.63	8	64 178.38	8	69 867.13	8	75 555.88	8	81 244.63	8	86 933.38	8	92 622.13	8	98 310.88	8	104 000.63	8	109 689.38	8	115 378.13	8	121 066.88	8	126 755.63	8	132 444.38						
1 758.43	9	7 414.44	9	13 097.89	9	18 787.96	9	24 477.63	9	30 166.38	9	35 855.13	9	41 543.88	9	47 232.63	9	52 921.38	9	58 610.13	9	64 298.88	9	69 987.63	9	75 676.38	9	81 365.13	9	87 053.88	9	92 742.63	9	98 431.38	9	104 120.13	9	109 808.88	9	115 497.63	9	121 186.38	9	126 875.13	9	132 563.88						
1 876.82	10	7 532.82	10	13 216.35	10	18 906.42	10	24 596.14	10	30 274.89	10	35 963.64	10	41 652.39	10	47 341.14	10	53 029.89	10	58 718.64	10	64 407.39	10	70 096.14	10	75 784.89	10	81 473.64	10	87 162.39	10	92 851.14	10	98 539.89	10	104 228.64	10	109 917.39	10	115 606.14	10	121 294.89	10	126 983.64								
1 995.28	11	7 651.20	11	13 334.81	11	19 020.87	11	24 705.64	11	30 393.51	11	36 082.26	11	41 771.01	11	47 459.76	11	53 148.51	11	58 837.26	11	64 526.01	11	70 214.76	11	75 903.51	11	81 592.26	11	87 281.01	11	92 969.76	11	98 658.51	11	104 347.26	11	110 036.01	11	115 724.76	11	121 413.51	11	127 102.26								
2 113.70	5	7 769.59	5	13 453.27	5	19 139.33	5	24 826.14	5	30 515.02	5	36 203.92	5	41 892.81	5	47 581.70	5	53 270.60	5	58 959.50	5	64 648.40	5	70 337.30	5	76 026.20	5	81 715.10	5	87 404.00	5	93 092.90	5	98 781.80	5	104 470.70	5	110 159.60	5	115 848.50	5	121 537.40	5	127 226.30	5	132 915.20	5	138 604.10				
2 232.12	1	7 887.97	1	13 571.73	1	19 257.79	1	24 944.85	1	30 632.02	1	36 319.10	1	42 006.18	1	47 693.26	1	53 380.34	1	59 067.42	1	64 754.50	1	70 441.58	1	76 128.66	1	81 815.74	1	87 502.82	1	93 190.90	1	98 878.98	1	104 567.06	1	110 255.14	1	115 943.22	1	121 631.30	1	127 319.38	1	133 007.46						
2 350.48	2	8 006.35	2	13 690.19	2	19 376.25	2	25 062.15	2	30 748.21	2	36 434.17	2	42 120.13	2	47 806.09	2	53 492.05	2	59 178.01	2	64 863.97	2	70 550.93	2	76 236.89	2	81 922.85	2	87 608.81	2	93 294.77	2	98 980.73	2	104 666.69	2	110 352.65	2	116 038.61	2	121 724.57	2	127 410.53								
2 468.84	3	8 124.74	3	13 808.65	3	19 494.71	3	25 181.65	3	30 868.61	3	36 554.57	3	42 240.53	3	47 926.49	3	53 612.45	3	59 298.41	3	64 984.37	3	70 670.33	3	76 356.29	3	82 042.25	3	87 728.21	3	93 414.17	3	99 100.13	3	104 786.09	3	110 472.05	3	116 157.91	3	121 843.87	3	127 529.83								
2 587.20	4	8 243.12	4	13 927.11	4	19 613.17	4	25 300.16	4	30 983.33	4	36 669.29	4	42 358.25	4	48 044.21	4	53 730.17	4	59 416.09	4	65 097.97	4	70 779.85	4	76 461.73	4	82 147.61	4	87 833.49	4	93 519.37	4	99 201.25	4	104 883.13	4	110 564.91	4	116 246.79	4	121 928.67	4	127 614.55								
2 705.56	5	8 361.50	5	14 045.57	5	19 731.63	5	25 418.66	5	31 106.83	5	36 792.71	5	42 476.63	5	48 162.55	5	53 848.47	5	59 530.31	5	65 212.15	5	70 893.99	5	76 575.87	5	82 257.75	5	87 939.63	5	93 621.49	5	99 303.35	5	104 985.21	5	110 667.07	5	116 348.93	5	122 030.79	5	127 712.65								
2 823.92	6	8 479.88	6	14 168.03	6	19 850.09	6	25 537.16	6	31 225.34	6	36 916.43	6	42 606.31	6	48 292.23	6	53 978.07	6	59 660.93	6	65 342.79	6	71 018.65	6	76 699.51	6	82 380.23	6	88 041.95	6	93 703.69	6	99 365.43	6	105 027.17	6	110 688.91	6	116 350.65	6	122 012.39	6	127 674.13								
2 942.33	7	8 598.27	7	14 290.49	7	19 968.55	7	25 655.67	7	31 343.84	7	37 033.30	7	42 723.95	7	48 414.31	7	54 104.42	7	59 794.97	7	65 485.90	7	71 176.82	7	76 867.66	7	82 558.42	7	88 249.18	7	93 939.93	7	99 630.69	7	105 321.45	7	111 012.21	7	116 702.97	7	122 393.73										
3 060.79	8	8 716.65	8	14 412.95	8	20 087.01	8	25 774.17	8	31 462.34	8	37 151.86	8	42 842.50	8	48 532.85	8	54 223.96	8	59 915.53	8	65 608.46	8	71 299.31	8	76 990.07	8	82 680.78	8	88 371.54	8	94 062.30	8	99 753.06	8	105 443.82	8	111 134.58	8	116 825.34	8	122 516.10										
3 179.26	9	8 835.03	9	14 535.41	9	20 205.47	9	25 892.88	9	31 581.51	9	37 270.41	9	42 961.06	9	48 651.40	9	54 342.51	9	59 833.68	9	65 524.51	9	71 215.42	9	76 906.33	9	82 597.14	9	88 287.96	9	93 978.78	9	99 669.62	9	105 360.46	9	111 051.30	9	116 742												