



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

**MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN
TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES**

Julio César Torres García

Asesorado por el Ing. José Francisco Pedroza Cámara

Guatemala, septiembre de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN
TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

JULIO CÉSAR TORRES GARCÍA

ASESORADO POR EL INGENIERO JOSÉ FRANCISCO PEDROZA CÁMBARA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto 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. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
EXAMINADOR	Ing. Julio César Campos Paiz
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

Guatemala, febrero 12 de 2009

Ingeniero
Director de Escuela de Ingeniería Mecánica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala

Estimado Sr. Director:

Atentamente, me dirijo a usted para informarle que he tenido a bien asesorar el informe final de trabajo de graduación titulado **"MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES"**, del estudiante Julio César Torres García, carné No. 2000-22591; previo a optar el título de Ingeniero Mecánico.

Al respecto quiero indicarle, que luego de efectuarse las revisiones y correcciones del caso, encuentro satisfactorio el trabajo, por lo que procedo a aprobarlo y remitirlo a usted para su trámite correspondiente.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones de la misma.



José Francisco Pedroza Cambara
José Francisco Pedroza Cambara
Ingeniero Mecánico Industrial
Colegiado No. 7009
Asesor



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 25 de agosto de 2009
REF.EPS.DOC.510.08.09.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Julio César Torres García** de la Carrera de Ingeniería Mecánica, con carné No. **200022591**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica

c.c. Archivo
EESZ/ra





UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 25 de agosto de 2009
REF.EPS.D.1201.08.09

Ing. Julio César Campos Paiz
Director Escuela de Ingeniería Mecánica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Campos Paiz:

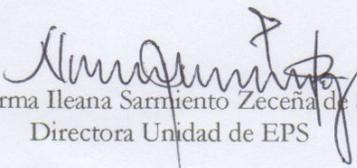
Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Julio César Torres García** quien fue debidamente asesorado por el Ing. José Francisco Pedroza Cámara y supervisado por el Ingeniero Edwin Estuardo Sarceño Zepeda.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena de Serrano
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA**

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, después de conocer el dictamen del asesor, con la aprobación de la directora del Ejercicio Profesional Supervisado, E.P.S., al Trabajo de Graduación titulado **MANUAL TÉCNICO PARA LA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES**, del estudiante Julio César Torres García, procede a la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Hugo Leonel Ramírez Ortiz
DIRECTOR a.i.



Guatemala, septiembre de 2009

HLRO/behdei



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, al trabajo de graduación titulado: **MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS, EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES**, presentado por el estudiante universitario **Julio César Torres García**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, octubre de 2009



/gdech

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:

MANUAL TÉCNICO PARA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS, EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica, el 3 de septiembre de 2007.

Julio César Torres García.

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme guiado en mi vida como estudiante, brindándome fortaleza en los momentos de flaqueza para poder alcanzar los objetivos trazados.
- Mis abuelos** Raúl Torres Ruiz y Felipa Antonia Martínez Gómez, sea esta la oportunidad para mostrar mi gratitud por sus sacrificios y oraciones, que Dios los bendiga y los tenga en un lugar especial en el cielo.
- Mi hermano** Otoniel, por los momentos de alegrías y tristezas que hemos compartido en la vida, para poder lograr esta meta.
- Mi novia** Sandra, por toda su comprensión y palabras de aliento en los momentos necesarios.
- Toda mi familia** Gracias por estar en todos los momentos importantes de mi vida, siendo una gran bendición.
- Mis amigos** Por compartir conmigo a lo largo de mi formación profesional penas, tristezas y alegrías, tendiéndome la mano cuando lo necesitaba.

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios:** Por haberme acompañado a lo larga de mi vida, desde el día en que nací hasta mis estudios, siendo mi fortaleza, y a quien debo agradecerle profundamente este momento en mi vida, alcanzando gracias a Él esta meta.
- Mis abuelos** Raúl Torres Ruiz y Felipa Antonia Martínez, por ser siempre los pilares de mi vida y que Dios los tenga en un lugar muy especial allá en el cielo, en donde estoy seguro siguen orando por lo humanidad que habita este mundo.
- 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 su ayuda y colaboración.
- Finalmente** A la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala y a todo su personal que en algún momento me ayudaron de alguna forma para lograr alcanzar esta meta.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. GENERALIDADES DE LA INSTITUCIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS	1
1.1. Reseña histórica del Ministerio de Energía y Minas	1
1.2. Actividades	2
1.3. Misión y visión	2
1.4. Estructura organizacional	2
1.5. Descripción y ubicación	5
1.6. Definición de petróleo	6
1.6.1. Productos derivados del petróleo	7
1.6.2. Refinación del petróleo	7
1.6.3. Utilidad de los productos derivados del petróleo	9
1.7. Tanques para almacenamiento de productos petroleros utilizados en las plantas o terminales de almacenamiento de Guatemala	10
1.7.1. Tanques atmosféricos verticales	10
1.7.2. Tanques atmosféricos verticales de techo fijo	11
1.7.3. Tanques atmosféricos verticales con techo flotante Externo	12
1.7.4. Tanques atmosféricos verticales con techo flotante Interno	12

1.8. Peligro de la electricidad estática en los tanques de almacenamiento de productos petroleros	13
1.9. Normas que se utilizan en la medición de productos petroleros en los tanques atmosféricos verticales	15
1.9.1. Normas ASTM	15
1.9.2. Normas API	17
1.9.3. Normas COGUANOR	17
1.9.4. Normas NFPA	17
1.10. Instrumentación utilizada en la medición de petróleo y productos petroleros en tanques atmosféricos verticales	18
1.10.1. Instrumentos de medición	18
1.10.2. Cinta metálica y plomada	18
1.10.3. Pasta para la medición de agua	19
1.10.4. Pasta para medir el nivel de productos petroleros	21
1.10.5. Hidrómetro	22
1.10.6. Termómetro	23
1.10.7. Termohidrómetro	23
1.10.8. Tomador de muestras de niveles	24
2. ANÁLISIS Y MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN PLANTAS O TERMINALES DE ALMACENAMIENTO	25
2.1. Plantas o terminales de almacenamiento de productos petroleros en Guatemala	25
2.2. Áreas de una planta o terminal de almacenamiento de productos petroleros según, la Ley de Comercialización de Hidrocarburos y su reglamento	25

2.2.1. Área de tanques de almacenamiento de productos petroleros	26
2.2.2. Área de sistema de tuberías de carga y descarga	27
2.2.3. Área de recolección y tratamiento de afluentes y derrames de productos petroleros	28
2.2.4. Área de carga (Rack) en unidades de transporte de productos petroleros	30
2.2.5. Área de oficinas administrativas	30
2.2.6. Área de laboratorios	30
2.3. Medidas y equipo de seguridad utilizado en una planta o terminal de almacenamiento de productos petroleros	30
2.3.1 Equipo de protección personal	30
2.4. Investigación y análisis de los métodos de medición de productos petroleros en tanques de almacenamiento	28
2.4.1. Mediciones a realizar en tanques de Almacenamiento para el cálculo volumétrico de productos petroleros	34
2.4.1.1. Medición de nivel	34
2.4.1.2. Medición de nivel de producto petrolero dentro de un tanque	34
2.4.1.3. Medición de nivel de agua libre dentro de un tanque	35
2.4.2. Tipos de medición de niveles en as plantas y terminales de almacenamiento de productos petroleros	35
2.4.2.1. Medición de nivel por sonda o sondaje	35
2.4.2.2. Medición de nivel por medio de vacío	37
2.4.3. Medición de la temperatura del producto petrolero almacenado en un tanque	38

2.4.4. Muestreo manual de tanques	38
2.4.5. Tipos de tomas muestras	39
2.4.5.1. Muestra de todos los niveles	39
2.4.5.2. Muestra corrida	39
2.4.5.3. Muestra puntual	40
2.4.5.4. Muestra de nivel.	40
2.4.5.5. Muestra compuesta de un tanque	41
2.4.5.6. Muestra compuesta multitanques.	41
2.4.5.7. Muestra de fondo	41
2.4.5.8. Mezcla y manejo de muestras de productos petroleros.	42
2.5. Parámetros necesarios para el cálculo volumétrico de productos petroleros almacenados.	42
2.5.1. Corrección por techo flotante.	42
2.5.2. Volumen total observado.	42
2.5.3. Volumen de agua libre.	43
2.5.4. Volumen bruto observado.	43
2.5.5. Factor de corrección de volumen.	43
2.5.6. Volumen bruto estándar.	43
2.5.7. Volumen de agua y sedimentos.	44
2.5.8. Volumen neto estándar.	44
2.5.9. Gravedad API	44
2.5.10. Factor conversión de peso	44
2.5.11. Peso en aire	45
2.6. Diagnostico de los errores aleatorios en la medición.	46
2.6.1. Errores asociados a la medición	46
2.6.1.1. Error espureo o por equivocación	46
2.6.1.2. Error sistemático	46
2.6.1.3. Error aleatorio	47

2.6.2. Fuentes de error	47
2.6.2.1. En el objeto de medición	47
2.6.2.2. En los instrumentos de medición	47
2.6.2.3. En el operador	48
2.6.2.4. Producidos por el ambiente	48
3. MANUAL TÉCNICO PARA LA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES	49
3.1. Descripción de conceptos básicos	48
3.1.1. Escotilla de medición	48
3.1.2. Punto de referencia	49
3.1.3. Altura de referencia	50
3.1.4. Altura de referencia observada	50
3.1.5. Mesa o placa de medida	50
3.1.6. Tabla de calibración	51
3.1.7. Sonda ó altura del líquido	53
3.1.8. Vacío	53
3.1.9. Zona critica	54
3.1.10. Corte	54
3.1.11. Agua libre	55
3.1.12. Agua y sedimentos	55
3.2. Áreas de una planta o terminal de almacenamiento de productos petroleros.	56
3.3. Normas utilizadas en la medición de productos petroleros	56
3.3.1. Normas para datos primarios	56
3.3.2. Normas para datos secundarios	57
3.4. Instrumentación utilizada en la medición de productos petroleros	58

3.5. Procedimientos para la medición del nivel de productos petroleros en tanques atmosféricos verticales, según norma MPMS API 3.1A	58
3.6. Procedimientos para la medición del nivel de agua libre en tanques atmosféricos verticales según MPMS API 3.1A	63
3.7. Procedimiento para la medición de la temperatura de productos petroleros en tanques atmosféricos verticales, según normas MPMS API 7.1 & 7.3	66
3.8. Procedimiento para el muestreo de productos petroleros en tanques según, norma API 8.1	71
3.9. Manejo de muestras de productos petroleros, según norma API 8.3	73
3.10. Gravedad API y el agua más sedimentos	77
3.10.1. Determinación del porcentaje de agua más sedimentos	78
3.10.2. Gravedad API	79
3.11. Explicación de los pasos a seguir para obtener los datos necesarios para el cálculo del volumen de producto petrolero almacenado en un tanque según Norma API 12.1.1	83
3.12. Ejemplo de cálculos derivados de mediciones en las terminales de almacenamiento	86
3.12.1. Ejemplo del cálculo del volumen de producto petrolero dentro de un tanque de techo fijo	86
3.12.2. Ejemplo del cálculo del volumen de producto Petrolero dentro de un tanque de techo flotante	97
3.13. Consecuencias de errores cometidos en la medición y cálculo del volumen de un producto petrolero almacenado en un tanque.	106
3.13.1. Consecuencias de errores cometidos en la	

	medición del nivel de producto petrolero	106
3.13.2.	Consecuencia de errores cometidos en la lectura de la temperatura del producto petrolero	106
3.13.3.	Consecuencia de errores cometidos en la lectura de la gravedad API del producto petrolero	110
CONCLUSIONES		113
RECOMENDACIONES		115
BIBLIOGRAFÍA		117
APÉNDICE		119
ANEXOS		125

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Organigrama del Ministerio de Energía y Minas	4
2. Tanque atmosférico vertical	11
3. Cinta metálica y plomada	19
4. Aplicación de la pasta para detectar agua	20
5. Aplicación de la pasta para detectar productos petroleros	21
6. Hidrómetro	22
7. Recipientes para tomar muestras	24
8. Área de tanques de almacenamiento	26
9. Área de sistemas de tuberías de carga y descarga	27
10. Sistema de contención y recuperación de productos petroleros	28
11. Área de carga para camiones abastecedores	29
12. Diagrama medición por sonda	36
13. Diagrama medición por vacío	37
14. Muestras de nivel	40
15. Pesaje en aire	45
16. Escotilla de medición y puntos de referencia	49
17. Altura de referencia	50
18. Placa de medición	51
19. Sonda / altura del líquido	53
20. Medición por vacío	54
21. Corte del líquido en la cinta de medición	55
22. Registro condición de líneas	59
23. Condición de válvulas	60
24. Tanque de techo flotante	61

25. Soportes de un tanque de techo flotante	61
26. Aplicación de pasta en exceso	64
27. Aplicación de poca pasta	65
28. Medición de la temperatura en tres niveles	68
29. Nivel medio de un tanque	69
30. Separación del producto petrolero almacenado con el agua y sedimentos	72
31. División del tanque en tres partes	77
32. Lectura del hidrómetro en productos petroleros limpios	81
33. Lectura del hidrómetro en productos petroleros oscuros	82
34. Lectura de la gravedad API	85
35. Lectura del nivel de producto petrolero	87
36. Niveles para toma de temperatura	91
37. Diagrama de destilación para obtener asfalto	116
38. Intercambiador de calor I-18 existente en la Refinería la Libertad	117
39. Desalinador V-30 existente en la Refinería la libertad	117
40. Horno C-106 existente en la Refinería la Libertad	118
41. Torre Atmosférica	119
42. Tanques para almacenar Asfalto en la Refinería la Libertad	121
43. Expansión de las paredes debido al peso del líquido	122
44. Detalle de la configuración de un tubo de sondaje de un tanque	123

TABLAS

I. Tabla de calibración volumétrica de un tanque atmosférico vertical	52
II. Tiempos inmersión de un termómetro de Mercurio	69
III. Tiempo de inmersión de un termómetro electrónico en un producto petrolero	70
IV. Tabla de calibración de un tanque atmosférico vertical	88
V. Tabla 5B	93
VI. Tabla 6B	94
VII. Parte de la tabla 6B	95
VIII. Parte de la tabla B para interpolar	95
IX. Tabla de calibración de un tanque con techo flotante	98
X. Tabla 5B	102
XI. Tabla 6B	103
XII. Parte de la tabla 6B	104
XIII. Parte de la tabla B para interpolar	104
XIV. Extracto de tabla de calibración de un tanque	108
XV. Extracto de tabla de calibración de un tanque	108
XVI. Extracto de tabla de calibración de un tanque	109
XVII. Extracto de tabla de calibración de un tanque	109
XVIII. Extracto de tabla de calibración de un tanque	111
XIX. Extracto de tabla de calibración de un tanque	111

GLOSARIO

Agua libre	Es el agua presente en el tanque que se encuentra separada del producto petrolero, en el fondo del tanque.
Altura de referencia	Distancia entre el punto de referencia y el fondo del tanque o mesa de medida.
Corriente estática	Corriente eléctrica que se genera por la fricción entre dos cuerpos.
Corte	Es la línea de demarcación sobre la escala graduada de la cinta de medición hecha por el producto petrolero que se esta midiendo.
Decantación	Intervalo de tiempo necesario para que un producto petrolero que acaba de ser bombeado a un tanque se estabilice.
Destilación	Operación fundamental del proceso de refinación, consiste en conseguir, mediante calor, separar los diversos componentes del petróleo.

Escotilla de medición	Abertura ubicada en la parte superior del tanque desde la cual se efectúan las mediciones y el muestreo
Factor de conversión	utilizado para convertir el volumen estándar en peso en aire.
Gravedad API	Es una escala numérica utilizada en la industria petrolera para expresar la Densidad Relativa (en vacío) de un líquido.
Mesa o placa de medida	Es una placa metálica ubicada sobre o cerca del fondo del tanque, directamente bajo el punto de referencia.
Hidrómetro	Instrumento utilizado en la industria petrolera para medir la gravedad API de un producto petrolero.
Petróleo	Recurso natural no renovable que se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre.
Productos petroleros	Productos derivados de la refinación del petróleo (gasolinas, diesel, grasas, aceites, etc.)

Punto de referencia	Es el punto marcado sobre el borde de la escotilla, que indica la posición desde la cual se deben tomar las medidas de nivel.
Refinación	Conjunto de operaciones que se realizan en las refinerías para conseguir descomponer el petróleo en distintos productos derivados.
Refinería	Instalación industrial en la que se transforma el petróleo crudo en productos útiles para las personas.
Sedimentos	Materiales que no son productos petroleros que se encuentran dentro del tanque.
Sonda	Es el nivel de líquido medido desde el fondo del tanque o placa de medida, hasta la superficie del líquido.
Tabla de calibración	Tabla que muestra la capacidad volumétrica de un tanque para distintos niveles de líquido medidos desde la placa de medida.

Tanques atmosféricos	Tanques en los que la presión manométrica interna no excede de 2.5 psig (17 psia).
Terminal	Es aquella que esta destinada a realizar las operaciones de recepción, almacenamiento y comercialización de los productos petroleros dentro del país.
Termohidrómetro	Instrumento utilizado en la industria petrolera para medir la gravedad API y la temperatura de un producto petrolero.
Tratamiento	procedimiento que se lleva a cabo en los productos petroleros antes de su comercialización para eliminar o transformar los compuestos no deseados que llevan consigo.
Vacío	Es la distancia entre la superficie del líquido en un tanque y el punto de referencia situado en la escotilla del mismo.
Zona crítica	En un tanque de techo flotante, es la distancia entre el punto donde los soportes del techo descansan completamente sobre el fondo del tanque y el punto donde el techo flota libremente.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación muestra un estudio sobre los métodos de medición de un producto petrolero contenido dentro de un tanque atmosférico vertical, mediante la correcta aplicación de técnicas establecidas en normas internacionales, por ejemplo: normas ASTM, normas API, normas NFPA, etc. Debido a que Guatemala no es un país en donde las refinerías produzcan en grandes cantidades productos petroleros, es necesaria la importación de éstos de otros países, encontrándose en Guatemala una gran cantidad de terminales o plantas de almacenamiento de estos productos, los cuales son almacenados en tanques atmosféricos verticales, teniendo éstos tanques como función principal el almacenamiento de grandes cantidades de productos petroleros.

Se describen también los tipos de tanques atmosféricos verticales que se utilizan en las terminales existentes en Guatemala, como lo son los tanques atmosféricos verticales de techo fijo, de techo flotante externo y de techo flotante interno.

También se hace una descripción de las medidas de seguridad industrial que se deben tomar en las terminales o plantas de almacenamiento de productos petroleros, debido a que hay que tomar en cuenta que se está manejando un producto que es inflamable y puede ponerse en riesgo la vida si no se utiliza el correcto equipo de protección personal, al igual se hace mención del peligro que presenta la generación de corriente estática, las distintas áreas que deben tener las terminales o plantas de almacenamiento según la Ley de Comercialización de Hidrocarburos y su Reglamento. Finalmente se procede a desarrollar la explicación de las técnicas correctas de medición de producto petrolero almacenado en un tanque atmosférico vertical, basadas en las normas internacionales.

OBJETIVOS

General

Elaborar un manual técnico que sea utilizado en las actividades de medición de volumétrica de productos petroleros almacenados en los tanques de almacenamiento instalados en las terminales de almacenamiento de Guatemala, basado en información técnica obtenida a través de procedimientos de investigación de campo y teórica de las distintas normas que rigen el funcionamiento y operación de las mismas.

Específicos:

1. Contar en el Ministerio de Energía y Minas con un documento que explique de forma clara al personal técnico los procedimientos de medición de productos petroleros almacenados en tanques atmosféricos verticales.
2. Explicar todos los procedimientos contenidos en el manual técnico y apegándose a las normas internacionales de manejo de productos petroleros.
3. Comprender las bases teóricas de los distintos procedimientos de medición explicados en el manual técnico y de esa forma evitar empirismo.
4. Manejar el equipo utilizado en los distintos métodos de medición de forma adecuada.

5. Distinguir las distintas áreas de una Planta de almacenamiento de productos petroleros.
6. Implementar las medidas de seguridad que se utilizan en las plantas de almacenamiento de productos petroleros.
7. Reconocer las distintas normas que rigen los procedimientos de medición de productos petroleros almacenados en tanques atmosféricos verticales.

INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Minas es una entidad que pertenece al Estado y es la encargada de promover el desarrollo en cuanto a producción y explotación de energía se refiere, estableciendo leyes y normativas para regular la cadena de comercialización de petróleo y sus derivados, para que los mismos cumplan con abastecer a nuestro país de una forma óptima.

En la actualidad la demanda de productos petrolero ha ido en ascenso, debido a que es una fuente de energía utilizada tanto en las industrias como en la población.

Por tal motivo, resulta importante la medición de los tanques atmosféricos verticales de las distintas plantas o terminales de almacenamiento que existen en Guatemala, para llevar un control adecuado de la capacidad de consumo de nuestro país. También es necesario un manual técnico que brinde las normativas y medidas de seguridad a seguir en la medición de productos petroleros almacenados en los tanques existentes en las plantas o terminales de almacenamiento.

El capítulo 1 indica las generalidades de la entidad destinada a llevar a cabo el control volumétrico de productos petroleros en las terminales así como definiciones importantes. El capítulo 2 presenta un análisis sobre la medición de productos petroleros en las plantas o terminales de almacenamiento en Guatemala.

Finalmente, el capítulo tres presenta el Manual Técnico para la Medición de Productos Petroleros en Tanques Atmosféricos Verticales, el cual indica definiciones sobre equipo y elementos que son importantes al realizar dichas mediciones, así también se indican los pasos a seguir en una correcta medición y se brindan ejemplos de mediciones.

1. GENERALIDADES DE LA INSTITUCIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. Reseña histórica del Ministerio de Energía y Minas

La Dirección General de Minería, Industrias Fabriles y Comercio, adscrita a la Secretaría de Fomento, fue creada el 01 de julio del año 1907, siendo nombrado el señor Manuel Lemus, como el primer Director.

En la década de los años cuarenta, se creó el Instituto Nacional de Petróleo. Posteriormente en los años cincuenta, la Dirección General de Minería, Industrias Fabriles y Comercio, cambió de denominación a únicamente Dirección General de Minería, fusionándose con el referido Instituto para llegar a formar la Dirección General de Minería e Hidrocarburos, adscrita al Ministerio de Economía.

Conforme la Ley que regulaba las actividades del Organismo Ejecutivo, correspondía al Ministerio de Economía conocer todo lo relativo a los hidrocarburos, minas y canteras, pero por lo creciente y complejo de tales actividades fue necesario separar de dicho Ministerio, la Dirección General de Minería e Hidrocarburos, dando vida mediante el Decreto-Ley 57-78 a la Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear, adscrita a la Presidencia de la República.

Ante el crecimiento e importancia de las actividades relativas al desarrollo de la industria petrolera y minera, y el aprovechamiento del uso pacífico de la energía nuclear y de las fuentes nuevas y renovables de energía, cambió la denominación de tal Secretaría mediante el Decreto-Ley Número 86-83, llamándose Secretaría de Energía y Minas.

No obstante que la Emisión de este Decreto-Ley significó un avance para que dicha Secretaria cumpliera en mejor forma sus funciones, se hizo necesario contar con un órgano más especializado que atendiera y dinamizara el desarrollo en el Sector, dando lugar a que **por medio del Decreto Ley No 106-83 de fecha 8 de septiembre de 1983, naciera a la vida política del País el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**, tomando vigencia a partir del 10 de Septiembre de ese mismo año.

1.2. Actividades

Entre las principales actividades del Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos pueden describirse las siguientes:

- Cumplir y hacer que se cumplan las leyes, reglamentos y estipulaciones contractuales concernientes a operaciones petroleras.
- Inspeccionar, vigilar, supervisar y fiscalizar las operaciones petroleras, inclusive la determinación de los volúmenes de hidrocarburos y sus calidades.
- Servir de órgano de información del Ministerio, para el inversionista nacional o extranjero.
- Efectuar los cálculos para monitorear que los precios de los hidrocarburos estén dentro de un rango razonable, tomando en cuenta los factores externos e internos que lo integran.
- Efectuar, controlar y verificar la liquidación y el pago de regalías, participación en la producción.
- Estudiar y emitir dictámenes sobre operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

1.3. Misión y visión

Ser la institución rectora de los sectores energéticos y mineros, que fomente el aprovechamiento adecuado de los recursos naturales del país, para obtener el óptimo rendimiento de los mismos en la población e industrias de Guatemala.

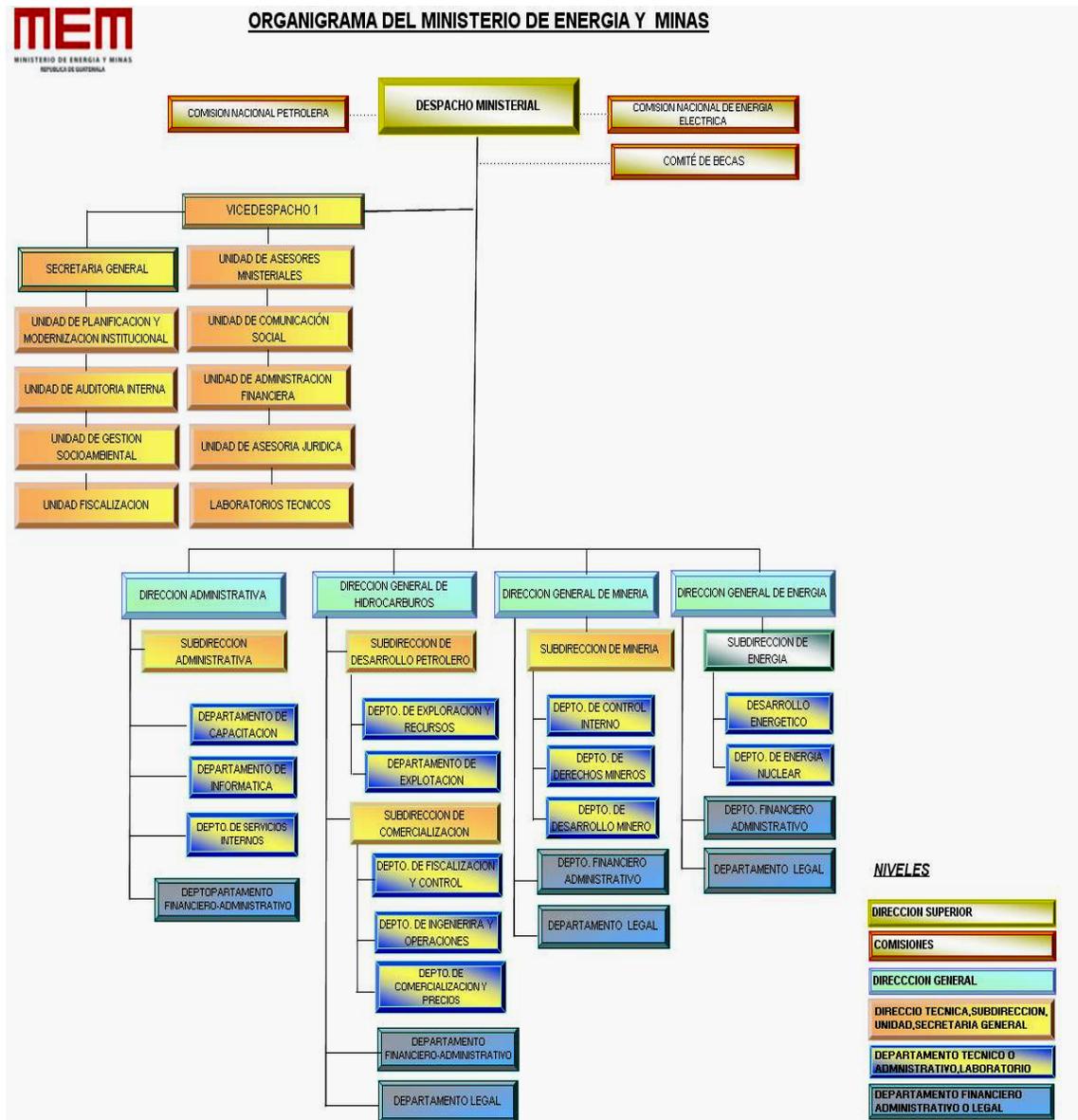
Propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general.

1.4. Estructura organizacional

El personal de esta entidad presenta una vocación de servicio, para poder ejecutar acciones de impacto y beneficio social, cuenta con personal que esta orientado a servir con eficiencia y eficacia a todos los usuarios de de los servicios que se prestan obteniendo un compromiso con la sociedad guatemalteca.

La estructura organizacional del Ministerio de Energía y Minas en la actualidad se conforma como se muestra en la figura 1, que muestra el organigrama del Ministerio de Energía y Minas.

Figura 1. Organigrama del Ministerio de Energía y Minas



Fuente. www.mem.gob.gt

1.5. Descripción y ubicación

El Ministerio de Energía y Minas es la entidad gubernamental destinada a conformar un equipo de trabajo multidisciplinario y capacitado que cumpla con la legislación y la política nacional con respecto a la explotación y beneficio nacional de las distintas fuentes de energía del país, propiciando el desarrollo sostenible; en beneficio de la sociedad.

Se encuentra ubicado en la Diagonal 17, 29-78, zona 11, Ciudad de Guatemala, C.A.

1.6 Definición de petróleo

El petróleo sigue siendo la principal fuente de energía en el mundo. Toma su nombre de las palabras latinas *petra* (roca) y *oleum* (aceite). El petróleo es un recurso natural no renovable que se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre, por lo que su extracción es difícil.

Se presenta como un líquido aceitoso y pegajoso de origen natural compuesto por carbono e hidrógeno. El petróleo puede estar en estado líquido o estado gaseoso. El líquido es un aceite al que se le llama crudo. En estado gaseoso, es el gas natural.

La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Es más liviano que el agua y, al quemarse, produce un humo espeso de olor característico. Este combustible no sólo representa una fuente de energía sino también de riqueza económica en el mundo actual.

En cuanto a su origen, el petróleo se produce en el interior de la Tierra, la presión y las altas temperaturas provocan que enormes cantidades de restos de vegetación y animales se conviertan en aceite y gas. Este proceso toma millones de años, el petróleo se encuentra en los espacios de las rocas porosas. En el caso del petróleo, los poros que se van desocupando se vuelven a llenar del petróleo que no alcanzó a extraerse y por agua subterránea.

Cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama gas asociado.

Cuando sólo hay gas, se le llama gas libre. Hay yacimientos que sólo contienen petróleo líquido. Generalmente el petróleo líquido se encuentra acompañado de gas y agua.

El petróleo refinado se almacena en tanques y se transporta a una refinería en camiones, por tren, en barco o a través de un oleoducto.

1.6.1 Productos derivados del petróleo

El petróleo, sometido a un tratamiento de refinamiento, se convierte en numerosos productos que son sus derivados. Algunos ejemplos son: gasolinas, Diesel, GLP, asfaltos, aceites lubricantes y residuos sólidos. De los residuos sólidos se obtienen los betunes, algunos productos farmacéuticos, fertilizantes, materiales de construcción, pinturas o textiles, plásticos y para generar electricidad.

1.6.2 Refinación del petróleo

El petróleo en su estado puro no tiene ninguna aplicación práctica en las industrias que es donde mayor importancia tiene. Por ello, se hace necesario separarlo en diferentes productos que si son de gran aplicación. Este proceso se realiza en las refinerías.

Una refinería es una instalación industrial en la que se transforma el petróleo crudo en productos útiles para las personas.

El conjunto de operaciones que se realizan en las refinerías para conseguir estos productos son denominados "procesos de refino". La exploración Petrolera en Guatemala se ha llevado a cabo por alrededor de 60 años y a la fecha se han perforado una gran cantidad de pozos. La producción actual proviene de las cuencas petroleras de Petén Norte y Petén Sur, el petróleo es transportado por medio de un oleoducto el cual proviene de Rubelsanto en el norte de del departamento de Alta Verapaz y de Xan en el norte del Peten, ambos se interceptan en la estación de bombeo Raxruha siguiendo en una sola línea con tubería de diámetro de 12", 10", el crudo es transportado a la terminal petrolera Piedras Negras en Santo Tomas de Castilla, Departamento de Izabal donde el crudo es exportado para su refinamiento, debido a que en Guatemala las refinerías existentes como por ejemplo la refinería Perenco que se encuentra ubicada en el Norte de nuestro país, más específicamente en el Departamento de Petén se dedica básicamente a la producción de asfaltos.

La industria de refinación tiene como principal finalidad obtener del petróleo la mayor cantidad posible de productos de calidad bien determinada, que van desde los gases ligeros, como el propano y el butano, hasta productos más pesados, fuelóleo y asfaltos, pasando por otros productos intermedios como las gasolinas, el gasoil y los aceites lubricantes.

El proceso de refinación se divide en los siguientes pasos:

- Destilación: es la operación fundamental de este proceso, consiste en conseguir, mediante calor, separar los diversos componentes del crudo. El petróleo calentado es alimentado a una columna, llamada también "torre de destilación".

- Conversión: Para hacer más rentable el proceso de refinación y adecuar la producción a la demanda es necesario transformar los productos utilizando técnicas de conversión.
- Los principales procedimientos de conversión son el "cracking" y el "reformado". Los procedimientos de "cracking" o craqueo consisten en una ruptura molecular y se pueden realizar, en general, con dos técnicas: el craqueo térmico, que rompe las moléculas mediante calor, o el craqueo catalítico, que realiza la misma operación mediante un catalizador, que es una sustancia que causa cambios químicos sin que ella misma sufra modificaciones en el proceso.
- Tratamiento: Los productos obtenidos en los procesos anteriores no se pueden considerar productos finales, antes de su comercialización deben ser sometidos a diferentes tratamientos para eliminar o transformar los compuestos no deseados que llevan consigo. Estos compuestos son principalmente, derivados del azufre

1.6.3 Utilidad de los productos derivados del petróleo

En las industrias guatemaltecas los productos derivados del petróleo son de gran necesidad ya que se utilizan como medio de producción de energía, por ejemplo: los productos derivados del petróleo se emplean como combustible para los autos y autobuses, barcos y aviones, el bunker para las distintas clases de calderas que son utilizadas en industrias como los ingenios, se usan para generar electricidad y para obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y comercios. También se obtienen del petróleo lubricantes para maquinaria y vehículos; se fabrican plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, etc.

Es por esta razón que dentro de un país como Guatemala los productos derivados del petróleo son de gran importancia en su desarrollo económico e industrial.

1.7 Tanques para almacenamiento de productos petroleros utilizados en las terminales de almacenamiento de Guatemala

Los tanques utilizados en las plantas o terminales ubicadas en las costas del Océano Pacífico y Atlántico de Guatemala para el almacenamiento de los productos petroleros descargados son tanques atmosféricos verticales, los cuales se definen como aquellos en donde la presión manométrica interna no excede de 2.5 psig (17 psia), siendo supervisados bajo la norma API 650 la cual regula los requisitos mínimos para diseño, fabricación, instalación, materiales e inspección de tanques cilíndricos verticales sobre tierra, para petróleo y sus derivados.

1.7.1 Tanques atmosféricos verticales

Tanques atmosféricos vertical son los recipientes diseñados para soportar una presión interna manométrica de hasta 15 kPa (0,15 kg/cm²), medida en el techo del tanque. Pueden ser de las siguientes características:

- Tanques de techo fijo
 - Techo plano
 - Techo cónico

- Techo domo
 - Techo paraguas
- Tanques de techo flotante
 - Techo flotante externo
 - Techo flotante interno
 - Techo flotante cerrado

1.7.2 Tanques atmosféricos verticales de techo fijo

Son aquellos que pueden tener techo autosoportado o por columnas, la superficie del techo puede tener forma de domo o cono. El Tanque opera con un espacio para los vapores, el cual cambia cuando varía el nivel de los líquidos. El tanque de techo fijo es usado para almacenar líquidos en razón a que no es exigido, en la figura 2 se muestra la figura de un tanque atmosférico vertical.

Figura 2. Tanque atmosférico vertical



Fuente: **Investigación de campo**

1.7.3 Tanques atmosféricos verticales con techo flotante externo

Son aquellos en los que el techo flota sobre la superficie del líquido, eliminándose el espacio para los vapores, constan de una membrana solidaria al espejo de producto que evita la formación del espacio vapor, minimizando pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño medio ambiental y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque.

El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). En cualquier caso, entre la membrana y la envolvente del tanque, debe existir un sello.

Las características de los tanques atmosféricos verticales de techo flotante externo son las siguientes:

- El tanque cilindro abierto esta equipado con un techo que flota sobre la superficie del líquido.
- El techo lleva un sello en contacto con las paredes y reduce las pérdidas de líquido.
- Emisiones fugitivas se limitan a:
 - pérdidas por un imperfecto sellado
 - Conexiones en el techo
 - Líquido evaporado desde las paredes.

1.7.4 Tanques atmosféricos verticales de techo flotante interno

Las características de los tanques atmosféricos verticales de techo flotante interno son:

- Tiene un techo fijo y un techo flotante
- Las pérdidas por evaporación se minimizan instalando un techo flotante bajo el techo fijo.
- La zona entre el techo fijo y flotante se ventea frecuentemente.

1.8 Peligro de la electricidad estática en los tanques de almacenamiento de productos petroleros

La electricidad o corriente estática o simplemente estática es como su nombre lo indica, estática (no se mueve), pues a diferencia de la corriente que todos conocen, es una corriente que no va a ninguna parte. Esta corriente se genera por la fricción entre dos cuerpos, en este caso podría ser entre la fricción producida entre las paredes de los tanques o tuberías y el producto derivado del petróleo, en la descarga.

No existen muchas medidas que se puedan adoptar para impedir la generación de electricidad estática, de tal manera que cualquier movimiento producido en la medición de productos petroleros puede producir electricidad estática, por ejemplo: el bombeo de producto petrolero a los tanques, la introducción de termómetros al producto, el enrollamiento de la cinta para medir el nivel del producto, etc.

Sin embargo se han determinado ciertos materiales que son menos susceptibles que otros a producir electricidad estática, por ejemplo los materiales que están hechos en un 100% de fibra natural tienen baja susceptibilidad en la generación de electricidad estática.

Para evitar la generación de electricidad estática en la medición de productos petroleros en los tanques atmosféricos verticales se recomienda lo siguiente:

- Utilizar únicamente cintas de medición debidamente aprobadas para su uso en la industria del petróleo.
- La cinta de medición siempre debe estar en contacto con el borde de la escotilla de medición del tanque.
- No sumergir equipos en tanques donde se detecten sonidos anormales tales como aquellos que proviene de goteo de agua o fugas de vapor, especialmente este último, pues se puede generar una atmósfera altamente ionizada, lo cual aumenta altamente el riesgo de generación de electricidad estática.
- Todo dispositivo electrónico o eléctrico debe tener conexión a tierra durante su inmersión al producto, la conexión a tierra debe quedar firmemente adosada a una parte de la estructura del tanque, preferiblemente en un área ubicada a cierta distancia de la escotilla de medición.
- No proceder a la medición de producto cuando el producto acaba de ser descargado.
- A la hora de medir siempre se deben tomar medidas y situaciones extremas, es decir suponer que el producto es altamente inflamable y que la atmósfera del tanque se encuentra entre sus límites de explosividad superior.

Estas son solo algunas recomendaciones pero pueden existir de igual manera una gran variedad de medidas de seguridad, lo importante es recordar que siempre hay que extremar las mismas ya que se trabaja con productos altamente inflamables.

1.9 Normas que se utilizan en la medición de productos petroleros en los tanques atmosféricos verticales

En la industria del petróleo la aplicación de técnicas adecuadas en las distintas actividades destinadas al manejo del mismo y sus productos derivados están reguladas por normas, en nuestro caso, es decir Guatemala debemos regular cualquier actividad relacionada con el petróleo y sus derivados, a normas internacionales, debido a la ausencia de normas que regulen estas actividades en nuestro país.

Por ejemplo tenemos las normas ASTM, NFPA, API, etc. Que son normas que tiene gran relación en el manejo de productos petroleros.

1.9.1 Normas ASTM

Fue fundado el 20 de junio de 1898, como American Section of the International Association for Testing Materials por iniciativa de Charles Dudley, entonces responsable del (diríamos hoy) Control Calidad de Pennsylvania Railroad, quién tuvo la iniciativa de hacer que los hasta entonces rivales ferrocarriles y las fundiciones de acero coordinaran sus controles de calidad.

Algunos años antes se había fundado la International Association for Testing Materials (IATM), y justamente el 16 de junio del 1898 los setenta miembros de la IATM se reunieron en Philadelphia para fundar la sección americana de la organización.

En 1902, la sección americana se constituye como organización autónoma con el nombre de: American Society for Testing Materials, que se volverá universalmente conocida en el mundo técnico como ASTM.

El campo de acción de la ASTM se fue ampliando en el tiempo, pasando a tratar no solo de los materiales ferroviarios, sino todos los tipos de materiales, abarcando un espectro muy amplio, comprendiendo los revestimientos y los mismos procesos de tratamiento.

El desarrollo de la normalización en los años 1923 al 1930 llevó a un gran desarrollo de la ASTM. El campo de aplicación se amplió, y en el curso de la segunda guerra mundial la ASTM tuvo un rol importante en la definición de los materiales, consiguiendo conciliar las dificultades bélicas con las exigencias de calidad de la producción en masa. Era por lo tanto natural un cierto reconocimiento de esta expansión y en 1961 ASTM fue redefinida como American Society for Testing and Materials, habiendo sido ampliado también su objetivo. A partir de ese momento la cobertura de la ASTM, además de cubrir los tradicionales materiales de construcción, pasó a ocuparse de los materiales y equipos más variados, como las muestras metalográficas, cascos para motociclistas, equipos deportivos, etc.

En el 2001, la ASTM asume su nombre actual: ASTM International como testimonio del interés supranacional que actualmente han alcanzado las técnicas de normalización.

1.9.2 Normas API

API: American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

1.9.3 Normas COGUANOR

La Comisión Guatemalteca de Normas -COGUANOR- es la entidad reconocida nacional e internacionalmente, que gestiona la normalización técnica y actividades conexas, para propiciar la obtención de productos y servicios de calidad, contribuyendo a mejorar la competitividad y la calidad de vida, así como a generar confianza entre los sectores involucrados.

1.9.4 Normas NFPA

La NFPA desarrolla, publica y difunde más de 300 códigos y normas consensuadas con la intención de minimizar la posibilidad y consecuencias de incendios y otros tipos de riesgos. Prácticamente cada edificio, proceso, servicio, diseño e instalación en la sociedad de hoy día, se ve afectado por los documentos de la NFPA en especial el manejo de productos petroleros.

1.10 Instrumentación utilizada en la medición de petróleo y productos petroleros en tanques atmosféricos verticales

1.10.1 Instrumentos de medición

Entre los instrumentos que se utilizan para efectuar las mediciones volumétricas en las diferentes terminales o plantas de almacenamiento de productos petroleros de Guatemala están los siguientes:

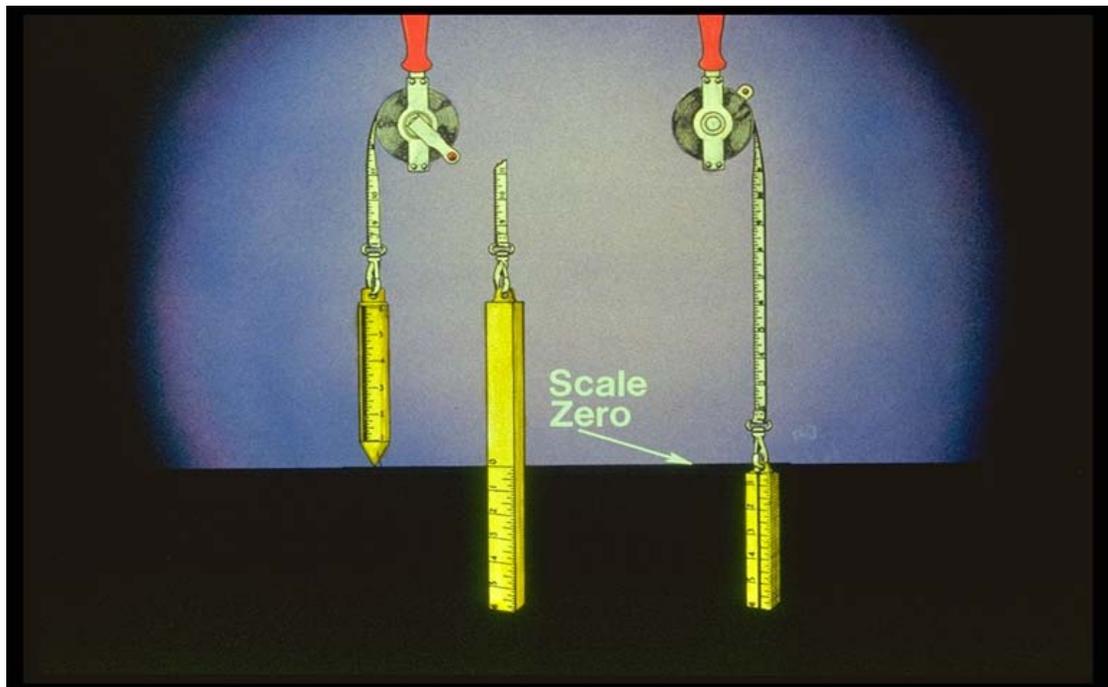
- Cinta metálica y plomada
- Pasta para medición de agua
- Pasta para medición de hidrocarburo
- Hidrómetro
- Termómetro
- Termohidrómetro
- Tomador de muestras de niveles

1.10.2 Cinta metálica y plomada

- Esta es una cinta metálica especial para la medición de productos petroleros, tiene escalas en pies y metros. No es correcto utilizar otro tipo de cinta ya que únicamente pueden utilizarse cintas de medición debidamente aprobadas para su uso en la industria del petróleo, la cinta posee una plomada en su extremo. La plomada es un cilindro sólido con un pequeño cono en un extremo, pero también puede tener otras formas y por lo regular se utiliza para medir el nivel de agua en los tanques, y brinda rigidez y verticalidad ya que ésta se conecta al extremo de la cinta metálica.

En la figura 3 se muestra la figura de una cinta metálica con su respectiva plomada.

Figura 3. Cinta metálica y plomada.



Fuente: Archivo Ministerio de Energía y Minas.

1.10.3 Pasta para medir el nivel de agua

La pasta se utiliza para buscar agua que pudiese existir en el fondo de los tanques que almacenan productos petroleros, por lo regular el nivel de agua se mide en pulgadas, esta pasta se aplica en la superficie de la plomada y se sumerge entre el combustible hasta el fondo o un punto indicado, la pasta de color originalmente castaño oscuro, cambia a color rojo brillante al entrar en contacto con agua.

En el mercado existen varias marcas y la mayoría de pastas mide con éxito la existencia de agua en fondo de los tanques de productos petroleros. Así también existen otras pastas que pueden medir también la existencia de ácido sulfúrico, ácido clorhídrico, nítrico, sulfúrico, amoníaco, soluciones de jabón, sal y otras soluciones del cloro, en la figura 4 se muestra la correcta aplicación de la pasta para detectar agua.

Figura 4. Aplicación de la pasta para detectar agua.



Fuente: **Investigación de campo.**

1.10.4 Pasta para medir el nivel de productos petroleros

El funcionamiento de la pasta para medir productos petroleros en los tanques tiene el mismo funcionamiento que la pasta para detectar agua, solo que en este caso la pasta se aplica sobre la cinta metálica, al entrar en contacto con productos petroleros cambia inmediatamente de un color rosa a rojo intenso, dejando una marca de contraste claramente visible, en la figura 5 se muestra la correcta aplicación de la pasta para detectar productos petroleros.

Figura 5. Aplicación de la pasta para detectar productos petroleros.



Fuente: **Investigación de campo.**

1.10.5 Hidrómetro

Se utiliza para medir la gravedad API de un petróleo o producto petrolero, la cual es una escala numérica utilizada en la industria petrolera para expresar la Densidad Relativa (en vacío) de un producto petrolero, el hidrómetro se encuentra comúnmente graduado en grados API y se expresa normalmente a 60°F, la figura 6 muestra la figura de un hidrómetro.

Figura 6. Hidrómetro.



Fuente: www.directindustry.es/fabricante.

1.10.6 Termómetro

El termómetro es un instrumento utilizado para medir la temperatura que pueda tener un producto derivado del petróleo a la hora de su medición de nivel, ya que es de suma importancia para poder determinar el volumen almacenado de producto dentro de un tanque.

Algunos termómetros utilizados son:

- El termómetro de mercurio en vidrio: el cual es el típico termómetro que contiene mercurio pero está diseñado y calibrado para utilizarse con productos derivados del petróleo.
- Termómetro electrónico: siendo este más preciso debido a que su funcionamiento es electrónico y la lectura es digital, debemos recordar que este tiene que estar puesto a tierra a la hora de hacer la medición.

1.10.7 Termohidrómetro

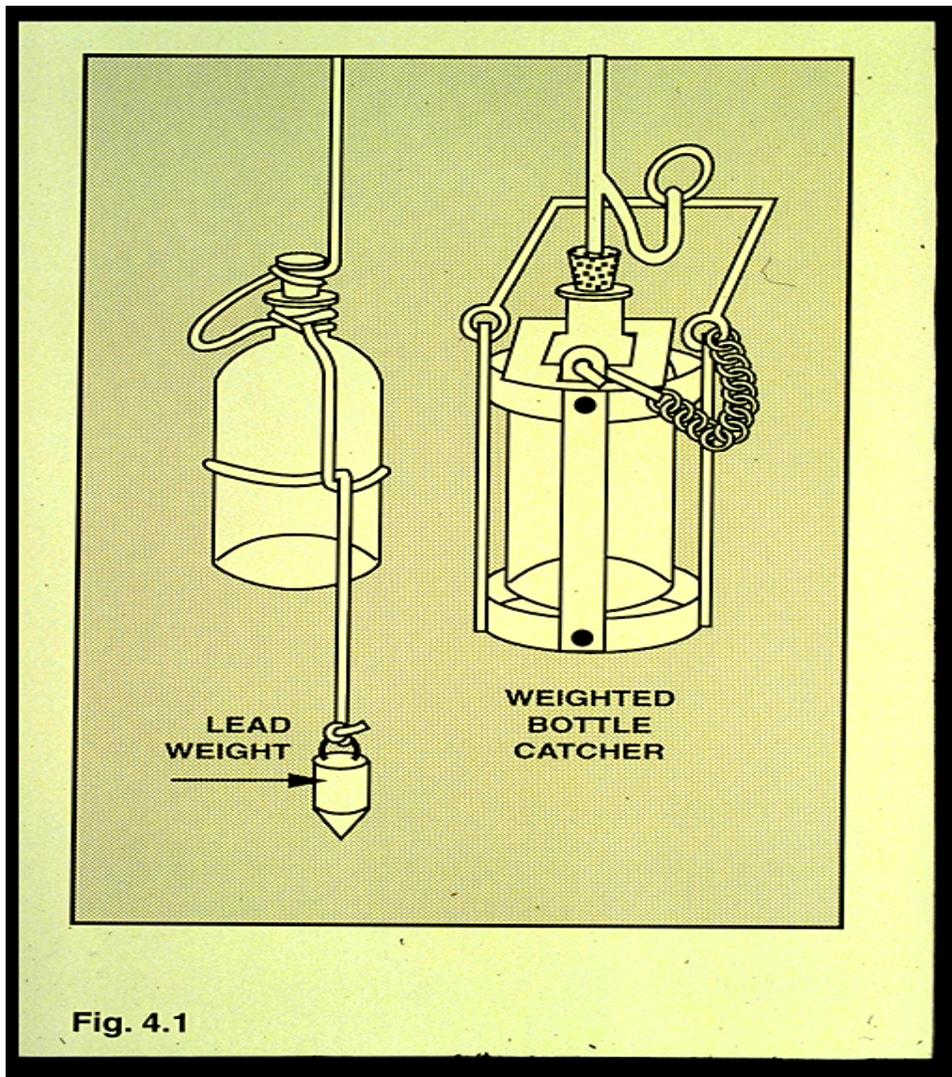
Es una combinación del termómetro y el hidrómetro utilizados en la industria petrolera y tiene la capacidad de medir la temperatura y la gravedad API al mismo tiempo.

1.10.8 Tomador de muestras de niveles

Son recipientes que se utilizan para tomar muestras del producto que se está midiendo, estos recipientes deben cumplir con ciertas características físicas que se analizarán más adelante.

En ocasiones los tomadores de muestra traen incorporado un termómetro y un hidrómetro, esto para tomar la temperatura y la densidad del producto medido, en la figura 7 se muestra la figura de un recipiente para toma de muestras.

Figura 7. Recipientes para tomar muestras.



Fuente: Archivo del Ministerio de Energía y Minas.

2. Análisis y medición de productos petroleros en las terminales de almacenamiento

2.1 Plantas o terminales de almacenamiento de productos petroleros en Guatemala

Una terminal o planta de almacenamiento es aquella que esta destinada a realizar las operaciones de recepción, almacenamiento y posterior comercialización de los productos petroleros dentro del país; cabe mencionar que una terminal o planta de almacenamiento de productos petroleros se considera categoría B, según como lo estipula el artículo 14 de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos; ya que su capacidad total de almacenamiento es superior a los 40,000 galones, según como lo estipula el artículo 8 del Reglamento de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos.

2.2.1 Áreas de una terminal o planta de almacenamiento de productos petroleros, según la Ley de comercialización de Hidrocarburos y su Reglamento

En Guatemala una terminal o planta de almacenamiento de productos petroleros debe contar como mínimo con las siguientes áreas, según lo indica el Artículo14 del Reglamento de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos:

2.2.1 Área de tanques de almacenamiento de productos petroleros

Se refiere al área donde se encuentran instalados los tanques para almacenamiento de productos petroleros provenientes de los buques de otros países, en la figura 8 se muestra el área de tanques de almacenamiento de una terminal.

Figura 8. Área de tanques de almacenamiento.



Fuente: **Investigación de campo.**

2.2.2 Área de sistema de tuberías de carga y descarga

Esta área esta destinada para la instalación de la red de tubería de trasiego para los productos petroleros ya sea interna de la terminal o planta de almacenamiento o externa que va desde el área de recepción a los tanques de almacenamiento o viceversa, en la figura 9 se muestra el área de tuberías de carga y descarga.

Figura 9. Área de sistemas de tuberías de carga y descarga.

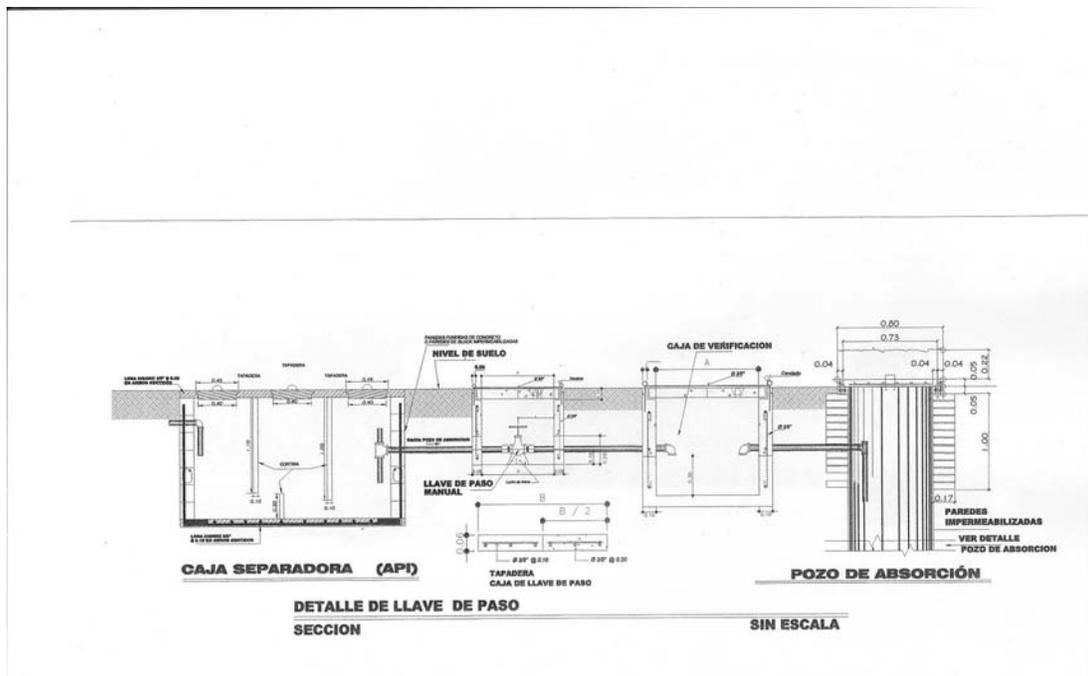


Fuente: Investigación de campo.

2.2.3 Área de recolección y tratamiento de afluentes y derrames de productos petroleros.

Esta área es la destinada para la instalación de los sistemas de contención y recuperación de posibles derrames de productos petroleros que puedan ocurrir en la planta o terminal, refiriéndose a diques de contención, impermeabilización, sistemas de canales, etc., para que posteriormente los derrames sean tratados adecuadamente por empresas autorizadas para ello, en la figura 10 se muestra un sistema de contención y recuperación de productos petroleros.

Figura 10. Sistema de contención y recuperación de productos petroleros



Fuente: Investigación de campo

2.2.4 Área de carga (rack) en unidades de transporte de productos petroleros

Es la instalación adecuada en donde se suministra a las unidades de transporte los productos petroleros que se almacenan para su comercialización, comúnmente se les denomina Rack`s de carga, en la figura 11 se muestra el área de carga en las unidades de transporte de productos petroleros.

Figura 11. Área de carga para camiones abastecedores



Fuente: Investigación de campo

2.2.5 Área de oficinas administrativas

Esta es el área destinada a la parte administrativa de la planta o Terminal de Almacenamiento de productos petroleros.

2.2.6 Área de laboratorios

En esta área se encuentran los laboratorios, en donde se procede a verificar la calidad de los distintos productos importados ya que para comercializarlos en la República de Guatemala deben cumplir con especificaciones de calidad establecidas en la norma de productos petroleros vigente.

2.3 Medidas y equipo de seguridad utilizado en una planta de almacenamiento de productos petroleros

En ocasiones las medidas de seguridad parecen ser extremas, pero hay que recordar que lo que se esta protegiendo es la integridad física e incluso la vida. Es por eso que en la medición de productos petroleros se debe utilizar el equipo adecuado, así como también tomar las medidas de seguridad que se necesitan, recordando que lo más importante pase lo que pase es la vida.

2.3.1 Equipo de protección personal (epp)

En este caso las autoridades encargadas de operar las terminales o plantas de almacenamiento son la responsables de velar que el EPP sea utilizado por el personal que realizará las mediciones, para evitar con ello acciones o condiciones que puedan causar accidentes. Las personas deben:

- Aplicar todos los controles en las prácticas de trabajo para eliminar y reducir peligros.
- Si los controles no eliminan el peligro totalmente, entonces es allí donde comienza la función del EPP y se debe velar para que las personas encargadas de realizar las mediciones en los tanques utilicen todo el equipo necesario de lo contrario no dejarlas subir a realizar las mediciones.

Además el personal encargado de realizar las mediciones en los tanques debe ser entrenado para responderse a sí mismo las siguientes preguntas:

- Cuándo el EPP es necesario
- Qué tipo de EPP es necesario
- Cómo ponérselo, quitárselo, ajustarlo y usarlo
- Las limitaciones del EPP
- Cuál será el manejo adecuado, mantenimiento, vida útil y desecho del EPP

Entre el EPP necesario que debe utilizar la persona encargada de realizar las mediciones volumétricas en los tanques de almacenamiento en una terminal o planta de almacenamiento de productos petroleros, es el siguiente:

- Lentes de seguridad: Protegen los ojos de los vapores emanados al abrir la escotilla de medición de los tanques de almacenamiento de productos petroleros, así como del contacto del mismo producto petrolero a medir y cualquier otro riesgo al que este expuesta la persona que durante la medición.

- Cascos: la función principal es la protección de la cabeza de objetos que puedan caer de niveles más altos y golpes contra objetos fijos tales como tuberías expuestas. Entre los diferentes cascos que existen podemos mencionar los siguientes:
 - Clase A que se utilizan para actividades en general por ejemplo minería, construcciones, construcciones navales, explotación de árboles y fábricas.
 - Clase B, estos además de proteger contra objetos que caen o golpes, protegen contra electricidad y sustancias que pueden producir quemaduras.
 - Clase C, estos cascos son utilizados en lugares donde no caen objetos, pues son muy frágiles y más que todo protegen contra golpes con objetos fijos.
- Protectores de oídos (si fuese necesario): estos protegen a los oídos contra ruidos excesivos.
- Botas industriales: deben tener punta de acero para proteger los pies, antideslizante, tener resistencia al hidrocarburo, al impacto y al calor, pueden ser diseñadas para ser conductores electrónicos para el uso en atmósferas explosivas, o aislante que protege contra peligros eléctricos existentes en el lugar de trabajo.

Además como medida de seguridad contra incendios las distintas áreas de las terminales o plantas de almacenamiento de productos petroleros deben contar con el siguiente equipo según lo indica el artículo 50 inciso b) del Reglamento de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos:

- Dos extintores que contenga polvo químico seco del tipo ABC con condiciones aptas, con capacidad de 20 libras, ubicados a una altura comprendida entre 1.2 y 1.5 metros libres de obstáculos, por cada tanque instalado; extintores a 15 metros, como máximo, entre uno y otro, en áreas de descarga, carga y otras importantes; además, un extintor por cada por cada doscientos metros cuadrados en áreas aledañas a las anteriores y que sean susceptibles de riesgo de incendios.
- Tanques de agua para asegurar el suministro continuo de agua a la red contra incendios, durante 60 minutos como mínimo, conforme a la capacidad máxima de su equipo de bombeo; o bien veinte minutos si se dispone de un pozo de extracción de agua, exclusivamente para el suministro de dicha red.
- Red de suministro de agua-espuma, en áreas de: almacenamiento, despacho, unidades de consumo y otras de importancia que representen riesgos de incendio.
- Rótulos preventivos que indiquen: PROHIBIDO FUMAR, PROHIBIDO INGRESAR SIN AUTORIZACIÓN, ATIENDA SEÑALES E INDICACIONES, INGRESO, SALIDA DE EMERGENCIA, otros que se consideren adecuados para la seguridad de las personas y de los bienes.

2.4 Investigación y análisis de los métodos de medición de productos petroleros en tanques de almacenamiento

2.4.1 Mediciones a realizar en tanques de almacenamiento para el cálculo volumétrico de productos petroleros

2.4.1.1 Medición de nivel

La medición de nivel en un tanque para almacenamiento de productos petroleros se refiere a la medición del nivel total de producto (gasolina superior, gasolina regular, diesel, bunker, etc.) y el nivel total de agua contenidos dentro de un tanque de almacenamiento.

2.4.1.2 Medición de nivel de producto petrolero dentro del tanque

El nivel de producto contenido dentro de un tanque es un dato de suma importancia pues es fundamental para el cálculo correcto del volumen total almacenado dentro del mismo.

Para la medición del nivel de producto petrolero contenido dentro de un tanque, se pueden utilizar las mediciones por sonda o la medición de vacío, estos tipos de mediciones son los más utilizados en las terminales o plantas de almacenamiento existentes en Guatemala y se detallará el uso correcto de cada uno de estos métodos mas adelante.

2.4.1.3 Medición de agua libre dentro del tanque

La medición correcta del nivel de agua libre existente en un tanque también es uno de los datos fundamentales para el cálculo del volumen total de producto petrolero almacenado, pues hay que tomar en cuenta que no todo el volumen almacenado dentro del tanque es de producto petrolero, dicha agua se filtra en las descargas desde el buque hacia la terminal.

Esta agua por diferencia de densidad, es decir por ser más pesada que el producto petrolero almacenado, se coloca en el fondo del tanque, lo cual hace que la medición exacta del nivel de agua sea compleja.

La medición del nivel de agua se puede hacer por sonda que es un método de medición que se explicará más adelante.

Económicamente hablando la correcta medición del nivel de agua es fundamental, pues no se puede pagar por agua descargada a los tanques de almacenamiento, como que fuera un producto petrolero.

2.4.2 Tipos de medición de niveles, en las plantas y terminales de almacenamiento de productos petroleros

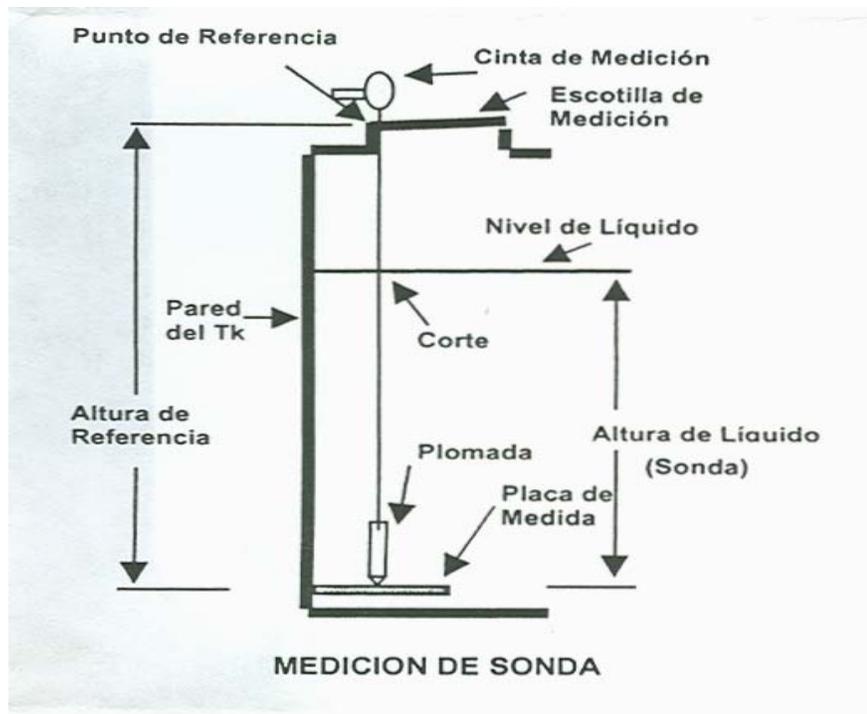
2.4.2.1 Medición de nivel por sonda o sondaje

Es el tipo de medición utilizada con mayor frecuencia en las terminales de almacenamiento de Guatemala.

Para realizar este tipo de medición se utiliza: la cinta metálica, la plomada y las pastas para medir el nivel de agua y producto petrolero.

Este tipo de medición consiste en aplicar pasta para la detección de productos petroleros en la cinta metálica y luego sumergirla junto con la plomada dentro del producto petrolero almacenado hasta el fondo o hasta donde exista una placa de medición, ya que ciertos tanques tienen un nivel de producto que no se puede extraer y por eso poseen la placa antes mencionada, después se procede a tomar la lectura en la línea que sirve como frontera entre los dos tonos de color de la pasta, indicando esta medida el nivel de producto petrolero dentro del tanque, de la misma forma para medir el nivel de agua, en la figura 12 se muestra el diagrama de medición de nivel por sonda.

Figura 12. Diagrama medición por sonda

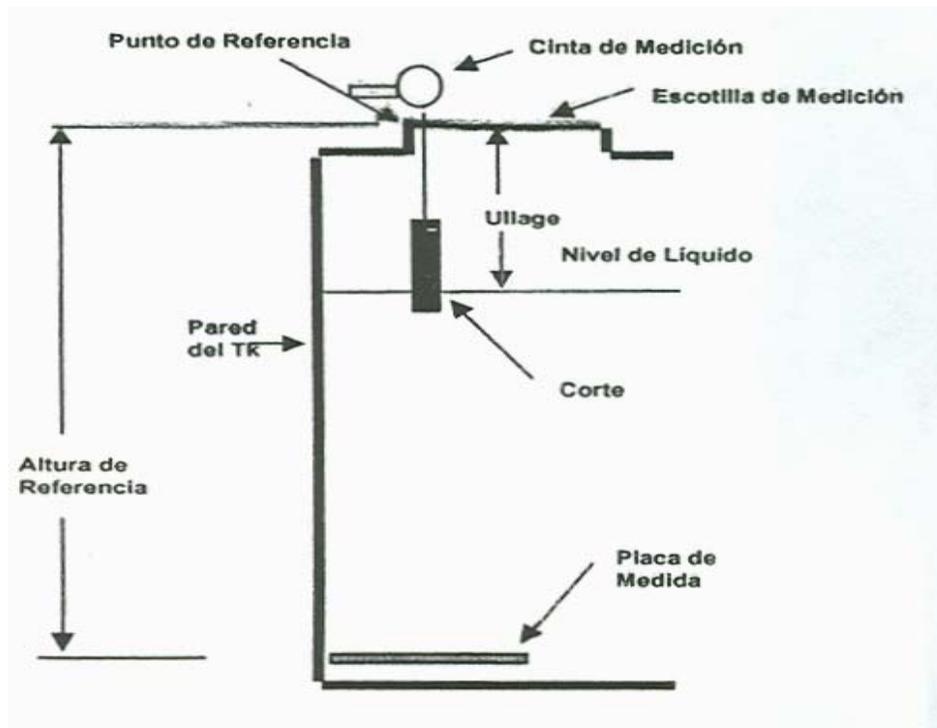


Fuente: **SGS Redwood Services/America Latina**

2.4.2.2 Medición de nivel por medio de vacío

Este tipo de medición al igual que la medición por sonda o sondaje se auxilia de la cinta metálica, la plomada y la pasta para la detección de productos petroleros, la diferencia consiste en que la cinta con la plomada se sumerge hasta detectar el espejo de producto petrolero, tomando esta medida y restándola a la altura de referencia que existe como dato en cada uno de los tanques de almacenamiento, dando como resultado el nivel de producto existente dentro del tanque. Con este tipo de medición no se puede verificar el nivel de agua en el tanque de almacenamiento, en la figura 13 se muestra el diagrama de medición de nivel por vacío.

Figura 13. Diagrama medición por vacío



Fuente: **SGS Redwood Services/America Latina**

2.4.3 Medición de temperatura del producto petrolero almacenado en un tanque

La determinación de la temperatura promedio de un producto petrolero es importante para corregir el volumen observado a una temperatura estándar o de referencia (60° F o 15° C).

En relación a otros parámetros la exactitud en la medición de la temperatura ejerce una mayor influencia en el total del cálculo de volumen de producto petrolero dentro del tanque.

La medición de la temperatura es en grados Fahrenheit y se realiza con un termómetro de mercurio o electrónico, ambos diseñados para la industria petrolera, siendo este último el más exacto.

2.4.4 Muestreo manual de tanques

Se refiere a la toma de una pequeña porción representativa de todo el producto almacenado, la cual servirá para la determinación de ciertos parámetros físicos y químicos necesarios en el cálculo del volumen del producto petrolero.

Cabe indicar que una muestra representativa es una porción extraída del volumen total del producto petrolero, cuya composición es igual a la composición promedio del volumen total del producto petrolero.

2.4.5 Tipos de tomas muestras

El tipo de en un tanque, depende de lo que se quiere determinar, por ejemplo existencia de emulsiones, sedimentos, lodos, temperatura del producto en determinado punto etc. Es por eso que existen distintos tipos de tomas de muestra según sea la necesidad y se detallan a continuación:

2.4.5.1 Muestra de todos los niveles

Este tipo de toma de muestra se utiliza cuando un tanque tiene un nivel alto de producto, es decir, si un tanque tiene una altura de referencia de 32 pies y el nivel del producto es de 25 pies se puede tomar una muestra de producto a cada 5 pies, para tener muestras representativas de todos los niveles.

2.4.5.2 Muestra corrida

Este tipo de toma de muestra se utiliza cuando se necesita una muestra de todo el producto petrolero existente en el tanque, consiste en sumergir el recipiente para toma de muestras en el producto petrolero y sacarlo rápidamente, en este caso hay que tomar en cuenta que para tener una muestra representativa de todo el producto, el tomador de muestras solo se debe llenar en un 80%, pues eso garantiza que el recipiente no se sobre llenó y no tomó más producto petrolero en ciertos niveles.

2.4.5.3 Muestra puntual

Este tipo de toma de muestra se utiliza cuando se desean saber las características del producto en una zona en específico, por ejemplo en el fondo del tanque, siendo este un punto donde se acumula agua, lodo, sedimentos, he incluso se pueden dar emulsiones.

2.4.5.4 Muestra de nivel

En este tipo de toma de muestra el recipiente se sumerge en tres niveles del producto petrolero, nivel inferior, nivel medio y nivel superior, dependiendo de la cantidad de producto que contenga el tanque, en la figura 14 se muestra los niveles tercios medios, inferior, medio y superior de un tanque.

Figura 14. Muestras de Nivel

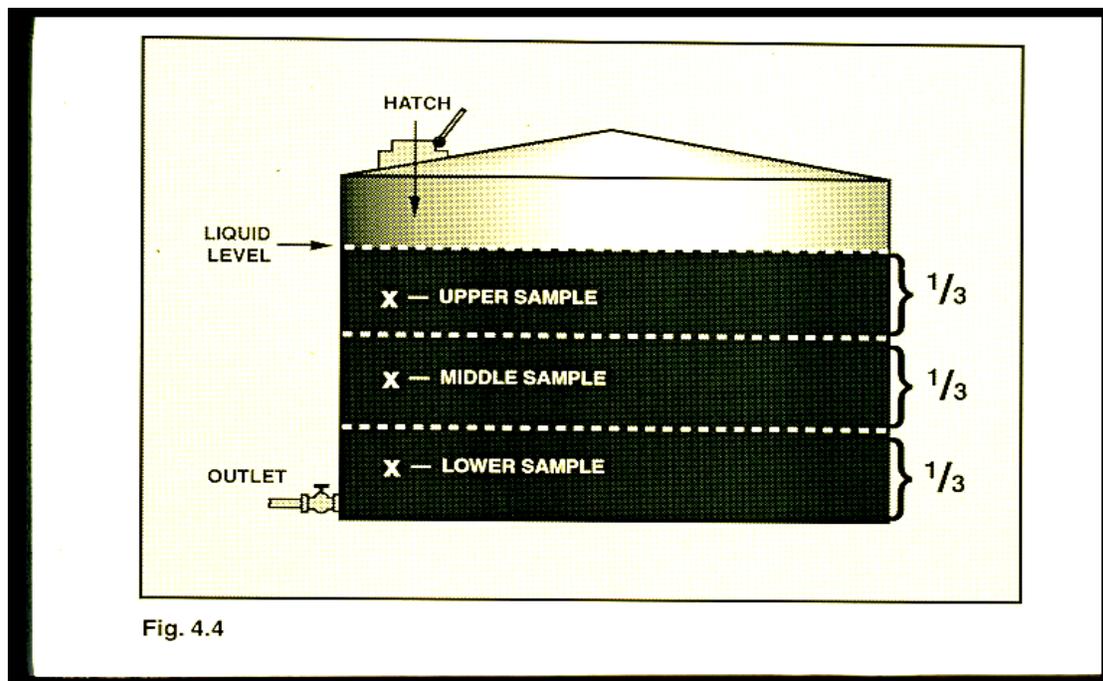


Fig. 4.4

Fuente: Archivo Ministerio de Energía y Minas

2.4.5.5 Muestra compuesta de un tanque

Este tipo de muestra se refiere a tomar muestras representativas en 3 ó 5 niveles para luego mezclarlas y hacer una sola muestra compuesta. Dependiendo de cual sea el caso la toma de muestra compuesta puede ser muestra compuesta de un tanque y muestra compuesta multitanque.

La muestra compuesta de un tanque se refiere a tomar muestras representativas del producto petrolero en 3 ó 5 niveles de un solo tanque, para luego mezclarlas y formar una sola muestra promedio.

2.4.5.6 Muestra compuesta multitanque

Este tipo de toma de muestra se refiere a tomar muestras representativas del producto petrolero en distintos tanques de almacenamiento, para luego mezclarlas y formar una sola muestra promedio de todos los tanques.

2.4.5.7 Muestra de fondo

La muestra de fondo consiste en tomar muestras representativas específicamente en el fondo del tanque, para determinar el % de agua y sedimentos, emulsiones, lodos, etc.

2.4.5.8 Mezcla y manejo de muestras de productos petroleros

Se refiere a la correcta mezcla de cada una de las muestras representativas del producto tomadas según normas internacionales de la industria petrolera, para determinar los parámetros físicos y químicos que se necesitan para calcular el volumen de producto petrolero almacenado en un tanque.

El manejo se refiere a la correcta manipulación de las muestras representativas, según normas internacionales de la industria petrolera, es decir, transporte, características de los recipientes, limpieza de los recipientes, almacenamiento y desecho de las muestras, etc.

2.5 Parámetros necesarios para el cálculo volumétrico de productos petroleros almacenados.

2.5.1 Corrección por techo flotante

Es una corrección debida al desplazamiento que produce el peso del techo flotante sobre el líquido. En algunas ocasiones las tablas de calibración volumétrica de los tanques tienen este dato, pero caso contrario se tiene que calcular.

2.5.2 Volumen total observado (VTO)

Es el volumen total de producto petrolero medido en un tanque a la temperatura observada al momento de la medición. Incluye el volumen del producto petrolero y el de las impurezas presentes (Agua Libre, Agua+Sedimentos).

En los tanques el volumen total observado (VTO) se obtiene de la Tabla de Calibración, a partir del nivel de líquido medido en el tanque.

2.5.3 Volumen de agua libre (VAL)

Es el volumen de agua libre contenida dentro del tanque y este se debe restar al volumen total observado (VTO)

2.5.4 Volumen bruto observado (VBO)

Es el volumen total de producto petrolero presente en el tanque, excluyendo el agua libre, a la temperatura observada al momento de la medición. En los tanques el volumen bruto observado (VBO) se obtiene restando el agua libre (VAL) del volumen total observado (VTO) y aplicando la corrección por techo flotante, cuando corresponda.

2.5.5 Factor de corrección de volumen (FCV)

Este factor compensa el efecto de la temperatura sobre el líquido. El factor de corrección de volumen (FCV) se obtiene de tablas ASTM/API/IP. Existen diferentes tablas para determinar el factor de corrección de volumen (FCV), según sea el tipo de producto, la temperatura de referencia empleada y el parámetro de densidad utilizado.

2.5.6 Volumen bruto estándar (VBS)

Es el volumen total de líquido presente en un tanque, excluyendo el agua libre, a la temperatura de referencia o estándar (60°F o 15°C).

El volumen bruto estándar (VBS) se calcula multiplicando el volumen bruto observado (VBO) por el factor de corrección de volumen (FCV).

2.5.7 Volumen de agua y sedimentos

Por medio del análisis de una muestra del producto petrolero se obtiene el % de sedimentos+agua (S+W por sus siglas en inglés), que son las impurezas que se encuentran en emulsión y/o suspensión. El volumen de sedimentos+agua se obtiene aplicando el porcentaje obtenido al analizar la muestra del producto petrolero y aplicando este porcentaje al volumen bruto estándar (VBS).

2.5.8 Volumen neto estándar

Es el volumen total de producto “puro” presente en un tanque, excluyendo el agua Libre y las impurezas en emulsión/suspensión (S+W), a la temperatura de referencia o estándar (60°F o 15°C).

2.5.9 Gravedad API

Es una escala numérica utilizada en la industria petrolera para expresar la densidad relativa (en vacío) de un líquido. Se mide por medio de un hidrómetro graduado en Grados API y se expresa normalmente a 60°F.

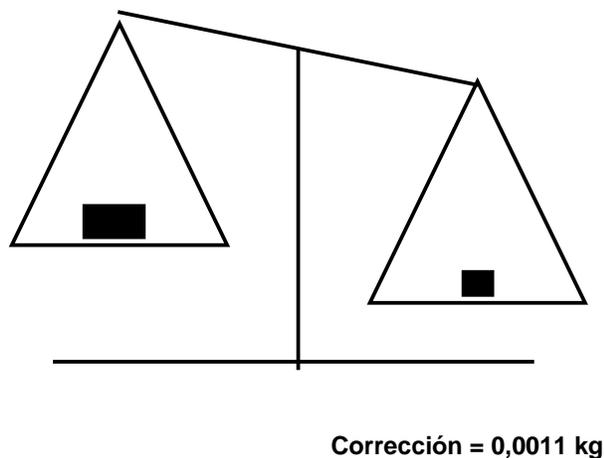
2.5.10 Factor de conversión de peso

Convierte el volumen estándar (m³ a 60°F o 15°C) en peso en aire. en realidad se trata de una densidad en aire.

2.5.11 Peso en aire

En la terminología científica, el peso es la fuerza con la que un cuerpo es atraído hacia la tierra, y puede variar de un lugar a otro dependiendo de la gravedad. Cuando un cuerpo se “pesa” en una balanza de brazos o de resortes, el efecto de la fuerza de gravedad es nulo o se puede despreciar. Sin embargo, la masa “aparente” del objeto será ligeramente diferente (menor) a la masa “real” o “absoluta” debido al efecto o fuerza de “empuje” del aire circundante, que actúa en oposición (hacia arriba) al cuerpo. (Principio de Arquímedes), la figura 15 muestra el principio de Arquímedes

Figura 15. Pesaje en Aire



Fuente: **Manual de entrenamiento/productos derivados del petróleo.**

Nótese que aunque las masas de los dos cuerpos en la balanza (agua y masa patrón) son iguales, si sus volúmenes son diferentes el empuje causado por el desplazamiento de aire será diferente y por tanto sus pesos serán diferentes.

El efecto de la “flotabilidad” o “empuje” del aire sobre un volumen de líquido que es pesado en aire varía en función de la densidad del líquido.

En resumen, para un volumen dado de líquido, el peso en Aire es menor que el peso en vacío, lo cual significa que la densidad en Aire es menor que la densidad en vacío.

2.6 Diagnóstico de los errores aleatorios en la medición de productos petroleros.

2.6.1 Errores asociados en la medición de productos petroleros

2.6.1.1 Error espureo

Este tipo de error, es el cometido por el personal técnico que realiza la medición de producto en el tanque, por ejemplo: una mala lectura de nivel de producto petrolero, de nivel de agua o de la temperatura.

2.6.1.2 Error sistemático

Este tipo de error es el que existe en el sistema, por ejemplo la utilización adecuada de decimales para que el resultado de una medición (nivel, temperatura, cálculo de gravedad API, etc) sea la correcta, también se puede darse en la utilización del sistema de medición empleado por ejemplo: sistema mks, cgs o sistema internacional etc., y en las distintas conversiones que sean necesarias realizar.

2.6.1.3 Error aleatorio

Este tipo de error es el producido por factores como aire, vibración en la cinta metálica para medición de nivel de producto petrolero, movimiento del producto, etc.

2.6.2 Fuentes de error

2.6.2.1 En el objeto de medición

Se refiere a las características en este caso del producto a medir, debido a que puede existir una variabilidad en la temperatura del producto, la cual es producida por una reciente descarga.

2.6.2.2 En los instrumentos de medición

Los instrumentos de medición pueden ser una gran fuente de error en la medición del volumen de producto petrolero almacenado en un tanque. Por ejemplo, si un termómetro no es calibrado antes de ser utilizado, puede producir dar error en la lectura de la temperatura tomada, lo cual repercutiría en el cálculo del volumen total de producto almacenado. También podríamos mencionar la correcta aplicación de la pasta para medición de productos petroleros, la utilización de la cinta métrica, el hidrómetro, etc.

2.6.2.3 En el operador

El personal encargado de la medición del volumen de producto petrolero almacenado en un tanque, puede resultar siendo una gran fuente productora de errores, si no conoce los procedimientos y técnicas estandarizadas según las distintas normas de la industria petrolera para realizar dicha medición.

2.6.2.4 Producido por el ambiente

Debido al ambiente se producen errores en las mediciones, por ejemplo el cambio de temperatura, produce la creación de vapores inestables en lo cual hace que la medición se torne de igual manera, otro ejemplo es el de las pequeñas vibraciones que se producen en el subsuelo, lo cual hace que el producto presente cierto movimiento siendo en ocasiones difícil la medición del nivel tanto del producto como el nivel de agua libre.

3 MANUAL TÉCNICO PARA LA MEDICIÓN DE PRODUCTOS PETROLEROS EN TANQUES ATMOSFÉRICOS VERTICALES

3.1 Descripción de conceptos básicos

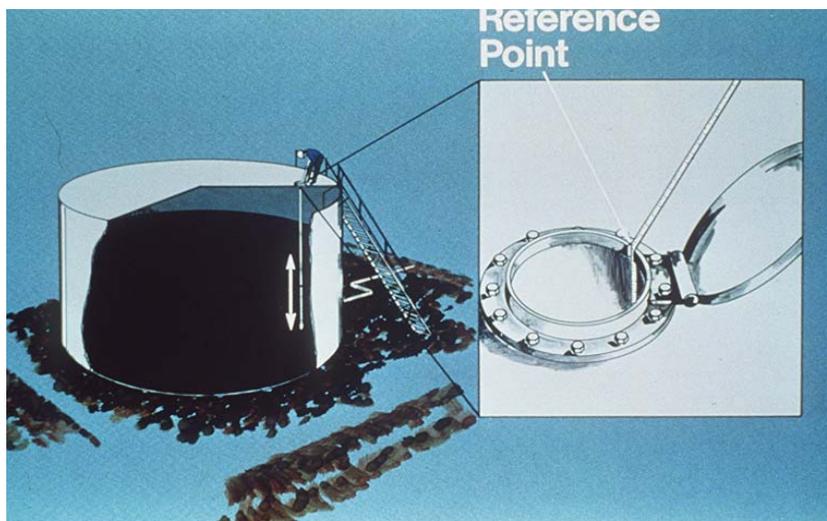
3.1.1 Escotilla de medición

Abertura ubicada en la parte superior del tanque desde la cual se efectúan las mediciones y el muestreo.

3.1.2 Punto de referencia

Es el punto, marcado sobre el borde de la escotilla de medición, que indica la posición desde la cual se deben tomar las medidas de nivel, la figura 16 muestra donde se encuentra el punto de referencia de un tanque y la escotilla de medición.

Figura 16. Escotilla de medición y puntos de referencia



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

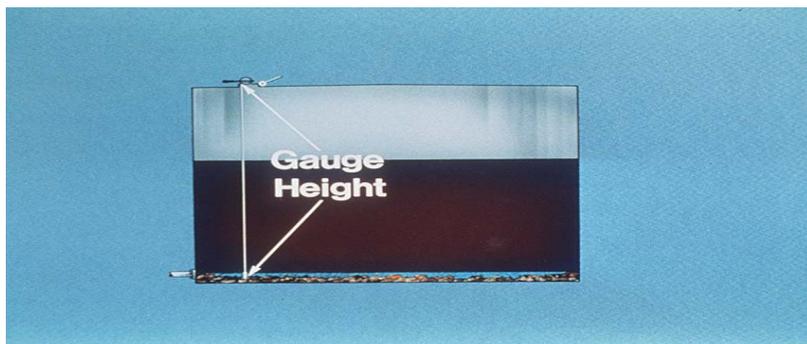
3.1.3 Altura de referencia

Distancia entre el Punto de Referencia y el fondo del tanque o mesa de medida. Esta distancia se determina cuando se calibra el tanque y debería estar rotulada cerca de la escotilla de medición y en la tabla de calibración del tanque.

3.1.4 Altura de referencia observada

Es la distancia real entre el punto de referencia y el fondo del tanque, verificada en el momento de la medición, la figura 17 muestra la altura de referencia de un tanque.

Figura 17. Altura de referencia



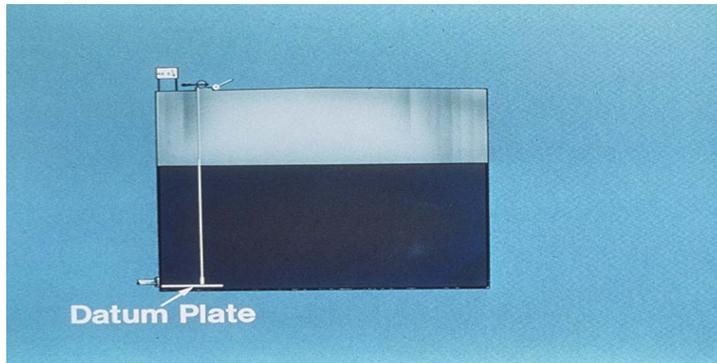
Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

3.1.5 Mesa o placa de medida

Es una placa metálica ubicada sobre o cerca del fondo del tanque, directamente bajo el punto de referencia.

Esta placa provee una superficie de contacto fija desde la cual pueden realizarse las mediciones de nivel de líquido, la figura 18 muestra donde se encuentra ubicada la placa o mesa de medición en un tanque.

Figura 18. Placa de medición



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

3.1.6 Tabla de calibración

Tabla que muestra la capacidad volumétrica de un tanque para distintos niveles de líquido medidos desde la placa de medida/Fondo del tanque o desde el punto de referencia.

Las tablas de calibración deben indicar lo siguiente:

- Capacidad volumétrica por unidad de altura
- Si se basan en altura o en vacíos
- Unidades lineales y de volumen
- Altura de referencia
- Ubicación del punto de referencia
- Ubicación de zona crítica
- correcciones por techo flotante
- Ubicación de mesa de medida
- Temperatura y densidad de referencia
- Volumen de fondo y volumen máximo de llenado
- Fecha de calibración

A continuación se presenta una tabla de calibración de un tanque atmosférico vertical que se encuentra instalado en una Planta del Pacífico de Guatemala:

Tabla I. Tabla de calibración volumétrica de un tanque atmosférico vertical



COMPANIA DE PETROLEOS Y ENERGIA, S. A.
 PUERTO SAN JOSE, ESCUINTLA, GUATEMALA

TANQUE
 203

Tamaño Nominal - 88' 0" Diámetro x 40' 0" Altura

Página 1 de 2

Altura de Referencia - 40' 3 7/8" - Localizada 2' 11" de la Pared.											Capacidades en Galones	
0	**	857	5	226 526	10	452 938	15	680 328	20	907 982	25	1 135 698
1	*	3 279	1	230 316	1	456 728	1	684 118	1	911 777		
2	*	6 735	2	234 105	2	460 518	2	687 908	2	915 572		
3		10 509	3	237 895	3	464 308	3	691 698	3	919 367		
4		14 298	4	241 524	4	468 097	4	695 487	4	923 162		
5		18 088	5	245 153	5	471 887	5	699 277	5	926 957		
6		21 877	6	248 782	6	475 677	6	703 067	6	930 752		
7		25 666	7	252 411	7	479 467	7	706 857	7	934 547		
8		29 456	8	256 040	8	483 257	8	710 647	8	938 342		
9		33 245	9	259 669	9	487 047	9	714 437	9	942 137		
10		37 034	10	263 298	10	490 836	10	718 227	10	945 932		
11		40 822	11	267 248	11	494 626	11	722 017	11	949 727		
1		44 611	6	271 037	11	498 416	16	725 822	21	953 522		
1		48 400	1	274 826	1	502 206	1	729 617	1	957 317		
2		52 188	2	278 616	2	505 996	2	733 412	2	961 112		
3		55 977	3	282 405	3	509 786	3	737 207	3	964 907		
4		59 766	4	286 194	4	513 575	4	741 002	4	968 702		
5		63 555	5	289 984	5	517 365	5	744 797	5	972 497		
6		67 345	6	293 773	6	521 155	6	748 592	6	976 292		
7		71 135	7	297 562	7	524 945	7	752 387	7	980 087		
8		74 926	8	301 352	8	528 735	8	756 182	8	983 882		
9		78 717	9	305 141	9	532 525	9	759 977	9	987 677		
10		82 508	10	308 930	10	536 314	10	763 772	10	991 472		
11		86 298	11	312 720	11	540 104	11	767 567	11	995 267		
2		90 089	7	316 509	12	543 894	17	771 362	22	999 062		
1		93 879	1	320 298	1	547 684	1	775 157	1	1 002 857		
2		97 670	2	324 088	2	551 474	2	778 952	2	1 006 652		
3		101 460	3	327 877	3	555 264	3	782 747	3	1 010 447		
4		105 251	4	331 666	4	559 053	4	786 542	4	1 014 242		
5		109 042	5	335 456	5	562 843	5	790 337	5	1 018 037		
6		112 832	6	339 245	6	566 633	6	794 132	6	1 021 832		
7		116 623	7	343 034	7	570 423	7	797 927	7	1 025 627		
8		120 413	8	346 824	8	574 213	8	801 722	8	1 029 422		
9		124 204	9	350 613	9	578 003	9	805 517	9	1 033 217		
10		127 995	10	354 402	10	581 792	10	809 312	10	1 037 012		
11		131 785	11	358 192	11	585 582	11	813 107	11	1 040 807		
3		135 576	8	361 982	13	589 372	18	816 902	23	1 044 602		
1		139 367	1	365 772	1	593 162	1	820 697	1	1 048 397		
2		143 157	2	369 562	2	596 952	2	824 492	2	1 052 192		
3		146 948	3	373 352	3	600 742	3	828 287	3	1 055 987		
4		150 738	4	377 141	4	604 531	4	832 082	4	1 059 782		
5		154 529	5	380 931	5	608 321	5	835 877	5	1 063 577		
6		158 318	6	384 721	6	612 111	6	839 672	6	1 067 372		
7		162 108	7	388 511	7	615 901	7	843 467	7	1 071 167		
8		165 897	8	392 301	8	619 691	8	847 262	8	1 074 962		
9		169 686	9	396 091	9	623 481	9	851 057	9	1 078 757		
10		173 476	10	399 880	10	627 270	10	854 852	10	1 082 552		
11		177 265	11	403 670	11	631 060	11	858 647	11	1 086 350		
4		181 054	9	407 460	14	634 850	19	862 442	24	1 090 146		
1		184 844	1	411 250	1	638 640	1	866 237	1	1 093 942		
2		188 633	2	415 040	2	642 430	2	870 032	2	1 097 738		
3		192 422	3	418 830	3	646 220	3	873 827	3	1 101 534		
4		196 212	4	422 619	4	650 009	4	877 622	4	1 105 330		
5		200 001	5	426 409	5	653 799	5	881 417	5	1 109 126		
6		203 790	6	430 199	6	657 589	6	885 212	6	1 112 922		
7		207 580	7	433 989	7	661 379	7	889 007	7	1 116 718		
8		211 369	8	437 779	8	665 169	8	892 802	8	1 120 514		
9		215 159	9	441 569	9	668 959	9	896 597	9	1 124 310		
10		218 948	10	445 358	10	672 748	10	900 392	10	1 128 106		
11		222 737	11	449 148	11	676 538	11	904 187	11	1 131 902		

** Volumen debajo de Placa de Fondo. * Volúmenes del Fondo basados en Investigación Física.
 * Fracciones no Aplicable de 0' 00" a 0' 02" y de 5' 03" a 5' 09".

Altura Segura de Llenado - 38' 00". Límite Máximo de Llenado Debido a Derramamiento - 38' 11".
 Un total de 961.7217 galones fue deducido de esta tabla entre 5' 03" y 5' 09" por un desplazamiento del techo flotante basar en una medida de 5,854 libras y una gravedad de 62.0 API. Las cantidades medidas sobre 5' 09" reflejan esta deducción pero serán ajustadas por gravedades API variantes a la temperatura del tanque de acuerdo a la siguiente tabla:

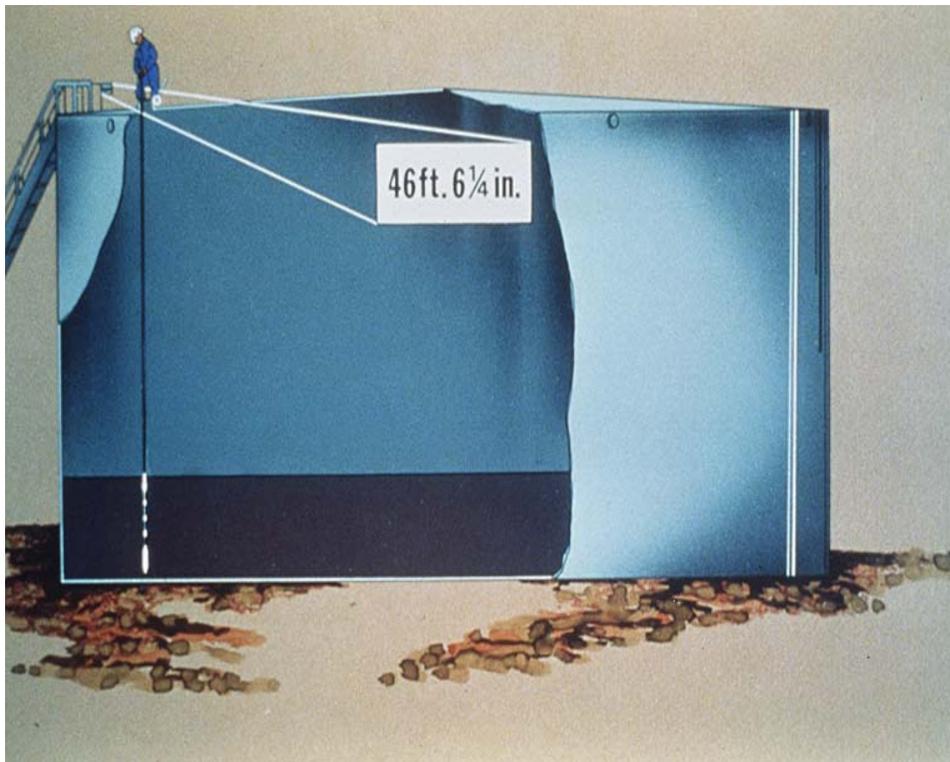
Gravedad observada	62.0 API	: No ajuste
Por cada 1.0 API debajo	62.0 API	: Sumar 4.98 galones
Por cada 1.0 API sobre	62.0 API	: Restar 4.98 galones

Fuente: Investigación de Campo

3.1.7 Sonda / altura del líquido

Es el nivel de líquido medido desde el fondo del tanque o placa de medida, hasta la superficie del líquido, en la figura 19 se muestra la medición del nivel de producto petrolero por medio del método de sonda.

Figura 19. Sonda / altura del líquido

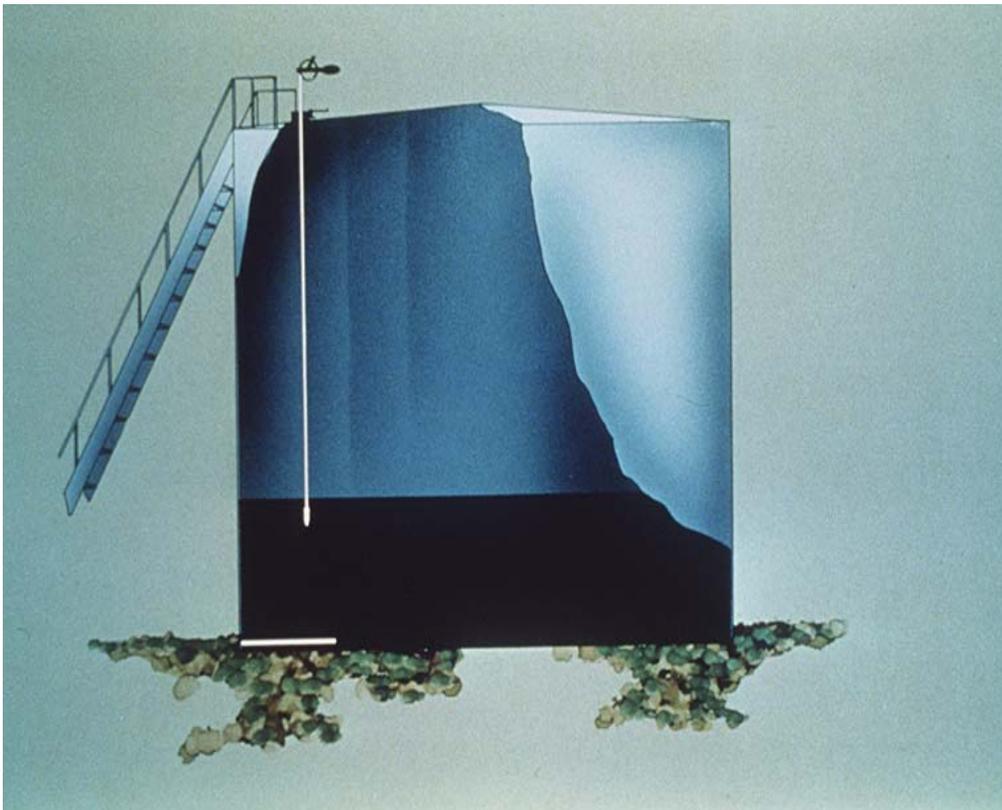


Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

3.1.8 Vacío

Es la distancia entre la superficie del líquido en un tanque y el punto de referencia situado en la escotilla del mismo, en la figura 20 se muestra la medición del nivel de producto petrolero utilizando el método de vacío.

Figura 20. Medición por vacío



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

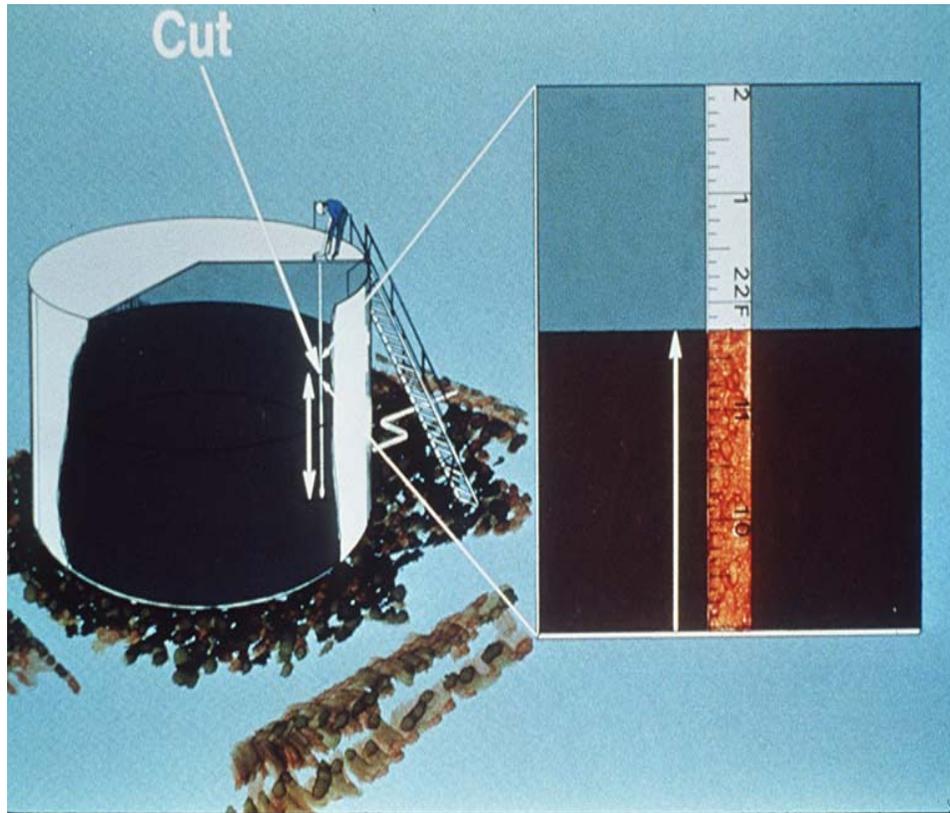
3.1.9 Zona crítica

En un tanque de techo flotante, es la distancia entre el punto donde los soportes del techo descansan completamente sobre el fondo del tanque y el punto donde el techo flota libremente.

3.1.10 Corte

Es la línea de demarcación sobre la escala graduada de la cinta de medición hecha por el producto petrolero que está siendo medido, la figura 21 muestra la línea de corte en la cinta de medición.

Figura 21. Corte del líquido en la cinta de medición



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

3.1.11 Agua libre:

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

3.1.12 Agua y sedimento en suspensión

Agua que se encuentra en emulsión y suspensión dentro del volumen de producto petrolero y sedimentos en suspensión. El sedimento es material no es producto petrolero.

3.2 Áreas de una planta o terminal de almacenamiento de productos petroleros

Las áreas que deben tener una planta o terminal de almacenamiento en Guatemala, según la Ley de Comercialización de Hidrocarburos y su Reglamento, son las siguientes:

- Área de tanques de almacenamiento de productos petroleros.
- Área de sistemas de tuberías de carga y descarga
- Área de recolección y tratamiento de afluentes y derrames de productos petroleros
- Área de oficinas administrativas
- Área de laboratorios

3.3 Normas utilizadas en la medición de productos petroleros

3.3.1 Normas para datos primarios

Para la medición de nivel:

- MPMS API capítulo 3.1 A
- ASTM D 1085

Para la medición de temperatura:

- MPMS API capítulo 7.1 para la utilización de termómetro de mercurio.
- MPMS API capítulo 7.3 para la utilización de termómetro electrónico.

Para la toma de muestras:

- MPMS API capítulo 8.1
- ASTM DE 4057
- NCH 60. Of96

3.3.2 Normas para datos secundarios

Para la calibración:

- MPMS API capítulo 2.2 A / ASTM D 1220
- MPMS API capítulo 2.2 B / ASTM D 4738

Para utilización de tablas para estandarizar mediciones:

- MPMS API capítulo 11.1 volumen 1-XIV
- ASTM D 1250
- IP-200
- ISO 91.1

Para el análisis de la gravedad API

- MPMS API capítulo 9.1 / ASTM D 1298

Para el análisis del porcentaje de agua y sedimentos:

- ASTM D 4007 / D 96 / D 1796
- ASTM D 4006
- ASTM D 473

Para cálculos:

- MPMS API capítulo 12

3.4 Instrumentación utilizada en la medición de productos petroleros

Los elementos utilizados en la toma de datos necesarios para el cálculo del volumen de producto petrolero almacenado en un tanque son los siguientes:

- Cinta metálica y plomada
- Pasta para medición de agua
- Pasta para medición de hidrocarburo
- Hidrómetro
- Termómetro
- Termohidrómetro
- Tomador de muestras de niveles
- Solvente
- Guaípe

3.5 Procedimiento para la medición del nivel de productos petroleros en tanques atmosféricos verticales según norma MPMS API 3.1A

Como se menciona anteriormente se debe medir el nivel de producto petrolero almacenado en un tanque y su nivel de agua libre. En las terminales o plantas de almacenamiento de productos petroleros de Guatemala suele utilizarse la medición por sonda o la medición de vacío.

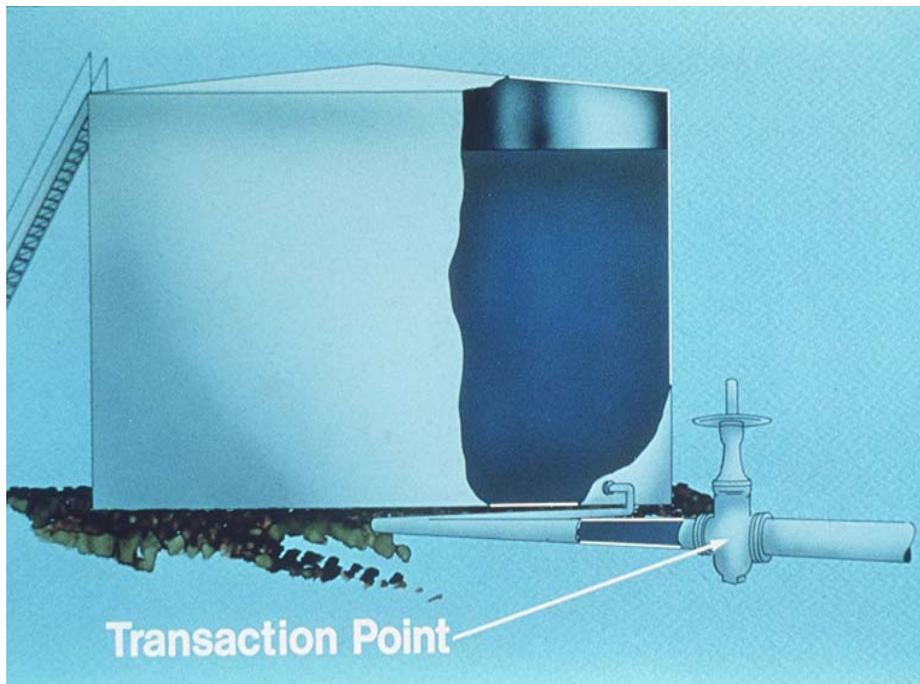
Antes de realizar la medición de nivel de producto petrolero almacenado en el tanque la persona encargada debe verificar lo siguiente:

Antes de llegar al tanque verificar en la tabla de calibración lo siguiente:

- Altura de referencia
- Máxima altura de llenado
- Ubicación del punto de referencia
- Configuración del tanque
- Condición de líneas y tuberías (si las tuberías tienen o no producto)

La figura 22 muestra las líneas y tuberías conectadas al tanque de almacenamiento.

Figura 22. Registro condición de líneas



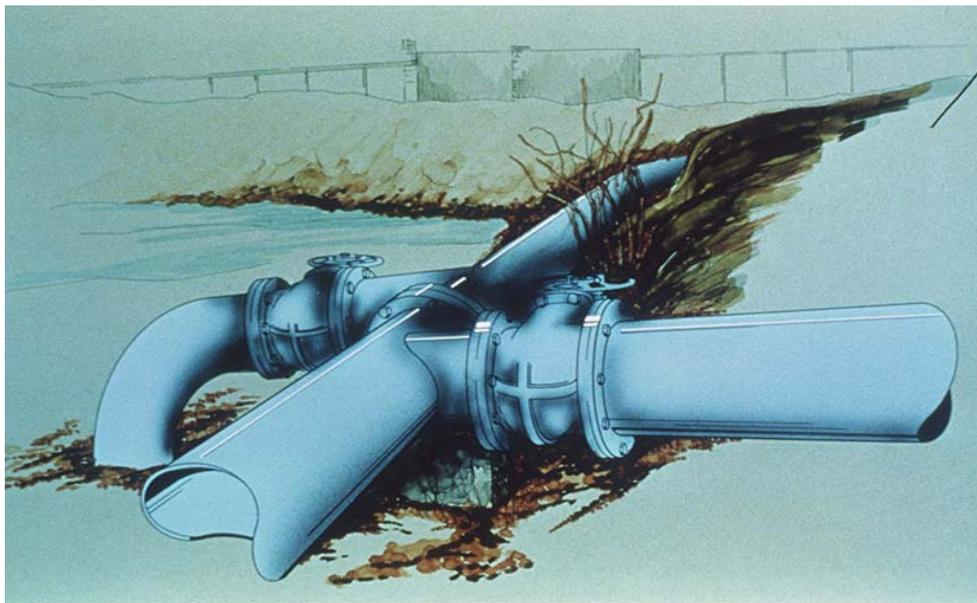
Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

Cuando se llegue al tanque hay que verificar lo siguiente:

- Examinar válvulas laterales
- Verificar el número del tanque
- Registrar lectura de ATG
- Verificar mezcladores

La figura 23 muestra las válvulas que se deben verificar antes de proceder a la medición del producto petrolero almacenado.

Figura 23. Condición de Válvulas



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

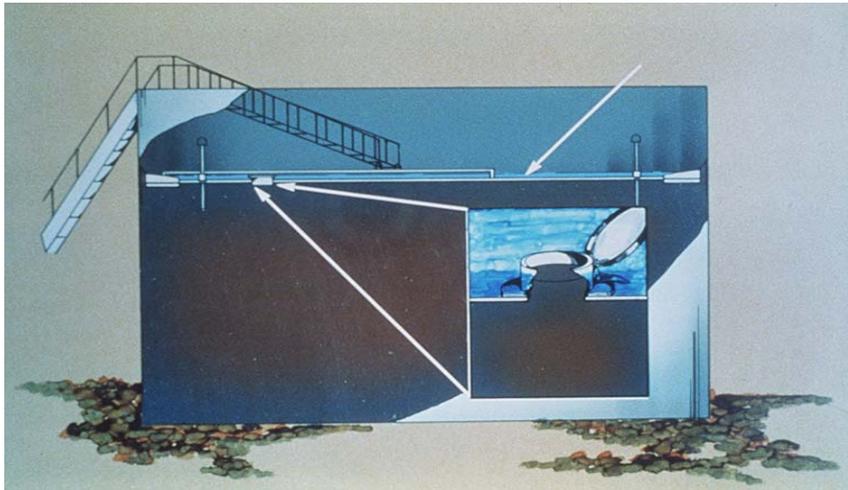
Al llegar a la escotilla del tanque verificar lo siguiente:

- Verificar la presencia de elementos extraños sobre el techo flotante (si fuese el caso)
- Verificar posición de soportes del techo flotante (si fuese el caso)
- Verificar placa de datos del tanque

- Ubicar Punto de Referencia
- Aplicar el método de medición elegido

La figura 24 muestra la configuración de un taque de techo flotante.

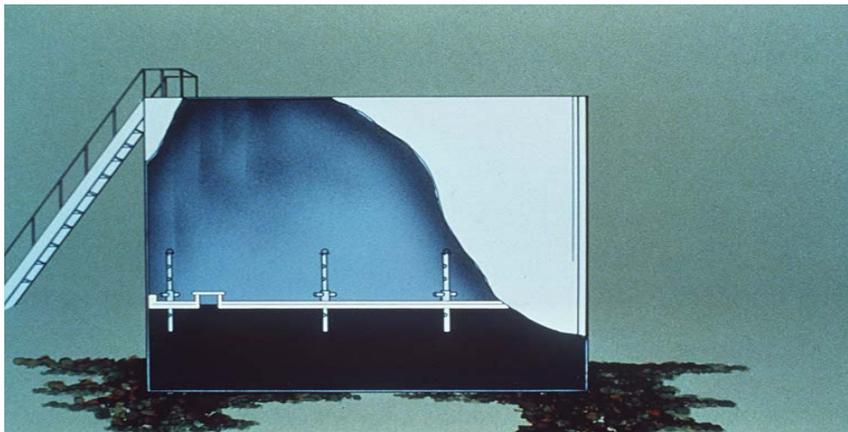
Figura 24. Tanque de techo flotante



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

La figura 25 muestra los soportes de un tanque de techo flotante.

Figura 25. Soportes de un tanque de techo flotante



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

Según sea el método de medición de nivel elegido, se debe tomar en cuenta estrictamente las siguientes recomendaciones.

- Bajar lentamente la cinta y plomada por la escotilla del estanque hasta que la plomada se encuentre a corta distancia del fondo del tanque o la mesa de medida, de acuerdo a la altura de referencia (AR).
- Luego, con la cinta adyacente al Punto de Referencia, continuar bajando la cinta con mucho cuidado hasta que la punta de la plomada toque levemente la Mesa de Medida (o fondo del tanque si no existe Mesa).
- Registrar la lectura de la cinta en el punto de referencia, la cual corresponde a la altura de referencia observada (ARO) y notar cualquier desviación con respecto a la AR informada del tanque. Si existe alguna diferencia puede deberse a un cambio real de la AR o bien puede ser una indicación de que la cinta no está en posición vertical o existe algún material que impide alcanzar el punto de medida.
- Rebobinar la cinta hasta observar el corte del producto.
- Leer la escala de la cinta en el corte de líquido y registrar esta medida.
- Repetir el procedimiento hasta obtener el número de lecturas repetidas y determinar la medida por sonda promedio.
- Usar la tabla de calibración para convertir la medida de sonda en el volumen observado correspondiente.

Este procedimiento debe de hacerse tomando en cuenta lo siguiente:

- Tomar tres (3) lecturas consecutivas dentro de un rango de 3 mm (1/8") para que las medidas sean lo más precisas.
- Si dos de las tres lecturas consecutivas son iguales, esta lectura es la que quedara registrada para realizar los cálculos correspondientes.
- Si las tres lecturas son distintas (dentro del rango), El promedio de estas lecturas quedara registrada para realizar los cálculos correspondientes.
- Todas las lecturas deben tomarse en cuenta.
- La precisión debe de ser de: 1 mm (1/8")

3.6 Procedimiento para la medición del nivel de agua libre en tanques atmosféricos verticales según, MPMS API 3.1 A

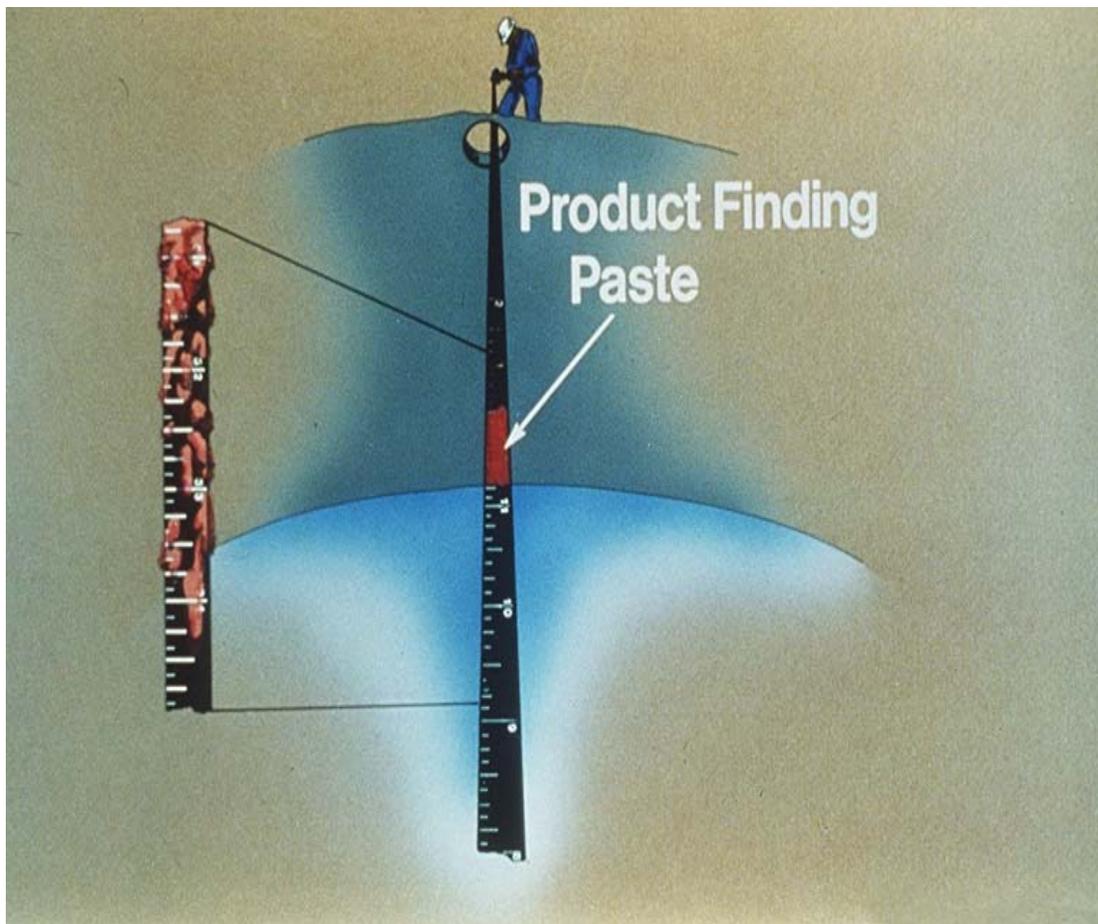
Para determinar el nivel de agua libre contenida en un tanque atmosférico vertical deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Verificar que la cinta y plomada estén limpias y secas
- Aplicar la pasta para la detección de agua libre (o para la detección de producto) de forma adecuada, en una película fina ya que si se aplica demasiada pasta se puede distorsionar la medida y si se aplica poca el corte puede resultar poco claro, además verificar las siguientes características de la pasta:
 - a) Claridad del cambio de color
 - b) Capacidad de "despojarse" del producto
 - c) Vida útil
 - d) Facilidad de aplicación

- e) Que sea lo suficientemente densa para no escurrirse durante su recorrido a través del producto.

La figura 26 muestra los resultados de aplicar pasta para la detección de agua o productos petroleros en exceso.

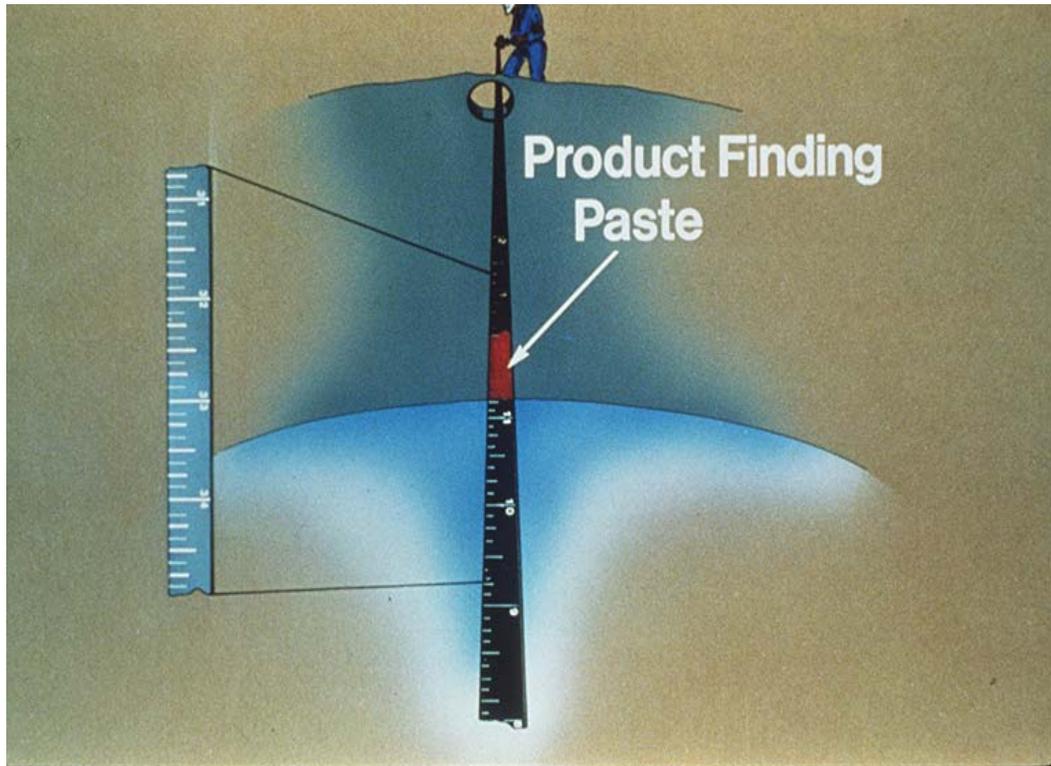
Figura 26. Aplicación de pasta en exceso



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

La figura 27 muestra los resultados de aplicar poca pasta para la detección de agua o productos petroleros

Figura 27. Aplicación de poca pasta



Fuente: **Manuel de entrenamiento/productos derivados del petróleo**

- Bajar la plomada hasta el fondo del tanque y mantenerla en posición vertical.

- Esperar el tiempo suficiente para que la pasta reaccione, según el producto almacenado en el tanque, deben tomarse los siguientes tiempos de inmersión:
 - a) Gasolinas y Kerosenes-----10 segundos
 - b) Diesel Oil-----20 segundos
 - c) Petróleo Crudo Liviano-----60 segundos
 - d) Fuel Oil y Crudo Pesado-----2-5 minutos

- Retirar la cinta y leer el corte (usar solvente si es necesario)

Este procedimiento debe de hacerse tomando en cuenta lo siguiente:

- Tomar tres (3) lecturas consecutivas dentro de un rango de 3 mm (1/8") para que las medidas sean lo precisas.
- Si dos de las tres lecturas consecutivas son iguales, esta lectura es la que quedara registrada para realizar los cálculos correspondientes.
- Si las tres lecturas son distintas (dentro del rango), El promedio de estas lecturas quedara registrada para realizar los cálculos correspondientes.
- Todas las lecturas deben tomarse en cuenta.
- La precisión debe de ser de: 1 mm (1/8")

3.7 Procedimiento para la medición de la temperatura de productos petroleros en tanques atmosféricos verticales, según normas MPMS API 7.1 & 7.3

La medición de la temperatura del producto, es uno de los datos que debe tomarse con la mayor precisión posible, debido a que si este dato presenta algún error en la medición influye en el cálculo del volumen total.

Hay que recordar que para tomar la temperatura del producto se puede utilizar el termómetro de mercurio o un termómetro electrónico.

Para poder lograr una temperatura promedio adecuada del producto almacenado hay que tomar en cuenta lo siguiente:

Si el nivel del producto almacenado es mayor de 3 metros (10 pies) se deben tomar como mínimo 3 lecturas de temperatura, en los siguientes niveles:

- Tercio nivel superior
- Tercio nivel medio
- Tercio nivel inferior

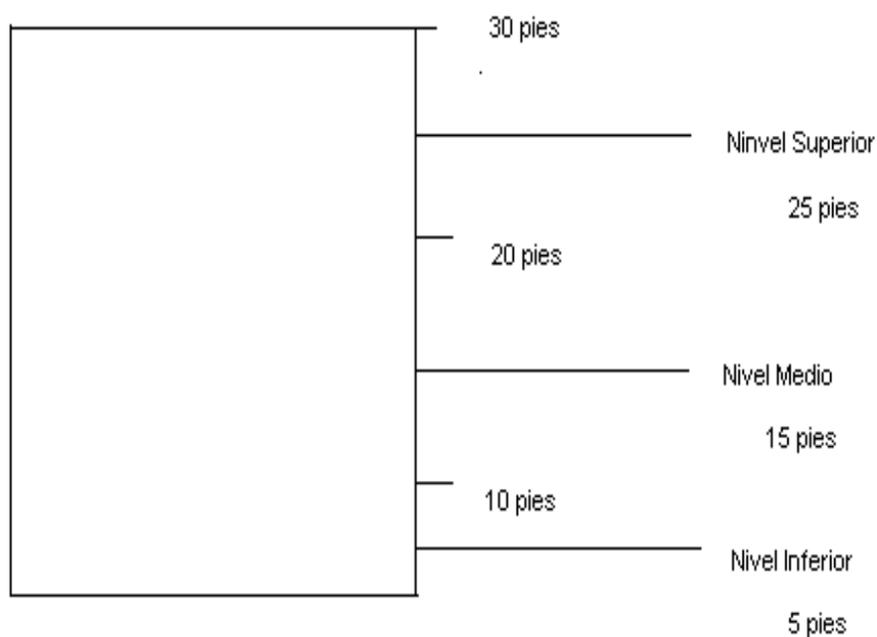
Y promediar las lecturas obtenidas en estos niveles para obtener el dato de la temperatura promedio del producto en el tanque.

Por ejemplo si en un tanque que contenga un producto petrolero cuyo nivel sea de 30 pies, la medición de la temperatura debe hacerse como mínimo en los siguientes niveles como se muestra en la figura 28.

- Nivel Superior-----25 pies
- Nivel Medio -----15 pies
- Nivel Inferior-----5 pies

La figura 28 muestra los niveles tercios medios de un tanque con un nivel total de producto de 30 pies.

Figura 28. Medición de la temperatura en tres niveles

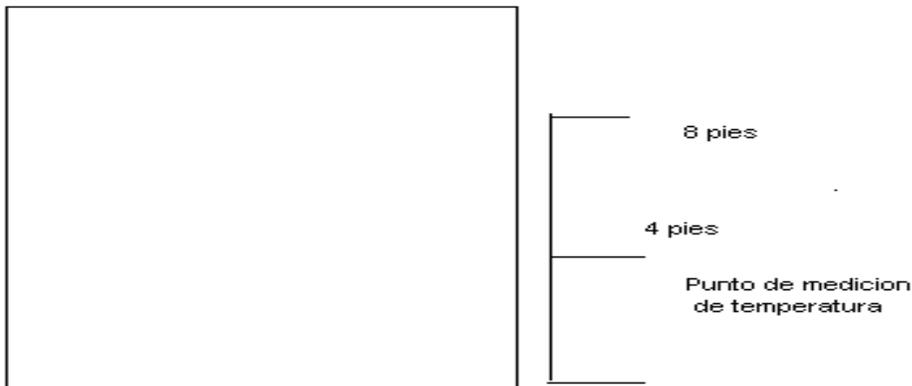


Fuente: **Investigación de campo**

Si el nivel del producto petrolero almacenado es menor a 3 metros (10 pies) se deben tomar como mínimo una lectura de temperatura, la cual podría realizarse en el nivel medio del producto, como se muestra en la figura 29.

Por ejemplo, si un tanque tiene un nivel de producto igual a 8 pies, se puede tomar como punto de medición de la temperatura el nivel medio, es decir, 4 pies, la figura 29 muestra el nivel medio de un tanque cuyo nivel total de producto almacenado es de 8 pies.

Figura 29. Nivel medio de un tanque



Fuente: **Investigación de campo**

El tiempo de inmersión de un termómetro de mercurio según la gravedad API del producto petrolero almacenado puede ser como se describe a continuación:

Tabla II. Tiempos de inmersión de un termómetro de mercurio

Gravedad API	Producto en movimiento		Producto Estático	
	Tiempo de inmersión para temperatura ambiente menor a 5 F	Tiempo de inmersión para temperatura ambiente mayor a 5 F	Tiempo de inmersión para temperatura ambiente menor a 5 F	Tiempo de inmersión para temperatura ambiente mayor a 5 F
mayor que 50	5	5	10	10
40-49	5	5	15	15
30-39	12	12	20	25
20-29	20	20	35	45
menor que 20	35	35	60	80

Fuente: Investigación de Campo

El tiempo descrito en la anterior tabla esta en minutos.

En la actualidad el tipo de termómetro de mercurio es muy poco utilizado, pues con el transcurrir del tiempo han sido sustituidos por los termómetros electrónicos, siendo estos de mayor precisión y de una lectura inmediata y puntual.

Con los termómetros electrónicos, para obtener una lectura de temperatura más precisa se recomiendan los siguientes tiempos de inmersión en el producto petrolero.

Tabla III. **Tiempo de inmersión de un termómetro electrónico en un producto petrolero**

Gravedad API	En movimiento	Estacionario
menor a 20	75 segundos	30 minutos
20-40	45 segundos	30 minutos
mayor 40	30 segundos	5 minutos

La estabilidad se alcanza si, con un termómetro electrónico en movimiento, la lectura varía en no más de 0.2 °F en 30 segundos.

Las lecturas se leen y deben registrarse con resolución de 0.1 °F y la temperatura promedio se aproxima a 1° ó 0.5° F.

Si se utiliza un termómetro de mercurio hay que seguir las siguientes recomendaciones:

- Calibrarlo antes de el uso inicial
- Calibrarlo una vez al año como mínimo.
- Compararlo con un termómetro certificado a 3 o más temperaturas.

Si se utiliza un termómetro electrónico hay que seguir las siguientes recomendaciones:

- Calibrarlo antes de el uso inicial
- Calibrarlo una vez al año como mínimo
- Compararlo con un termómetro certificado a 3 o más temperaturas
- Verificar la carga de las baterías

3.8 Procedimiento para el muestreo de productos petroleros en tanques según norma API 8.1

El objetivo principal de la toma de muestras es obtener una pequeña porción del producto petrolero almacenado, para determinar las características físicas y químicas de la muestra, ya que estas son representativas del producto total almacenado. Los factores más importantes a determinar son: La gravedad API, el porcentaje de agua con sedimentos y la calidad del producto petrolero.

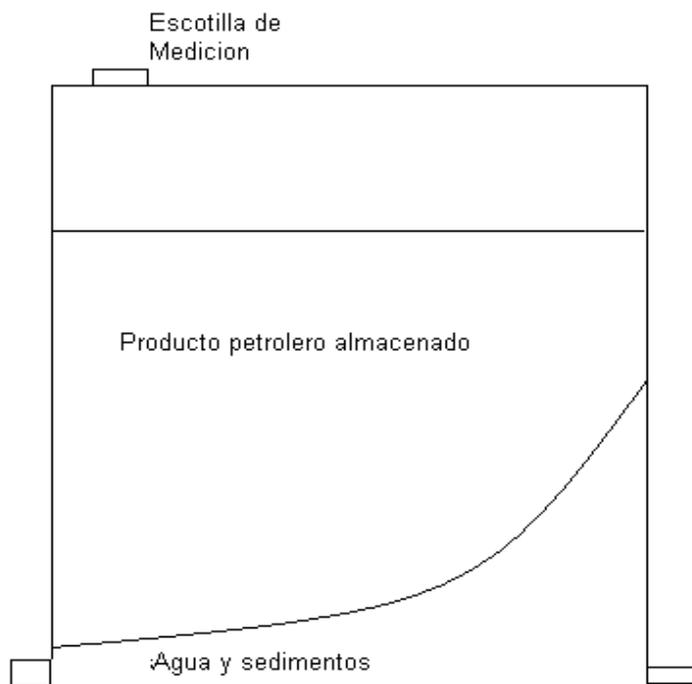
En las terminales o plantas de almacenamiento de productos petroleros se utilizan diferentes tipos de tomas de muestras según sea la necesidad y el objetivo y son las siguientes:

- Muestra de todos los niveles
- Muestra Corrida
- Muestra Puntual
- Muestra de Nivel
- Muestra Compuesta (de un tanque y multitanque)
- Muestra de Fondo

Según sea el método de toma de muestras utilizado, el mismo debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Suficiente tiempo de decantación para que los componentes pesados como el agua libre y sedimentos se separen adecuadamente. Por ejemplo cuando se termina de bombear un producto petrolero desde un buque hasta el tanque de almacenamiento, el mismo presenta cierta turbulencia, lo cual hace inadecuada la toma de muestras en ese instante, por lo cual el producto petrolero necesita cierto tiempo de reposo (decantación) para obtener una buena muestra representativa, la figura 30 muestra la separación de un producto petrolero almacenado en un tanque y agua que se filtra en el bombeo desde el buque.

Figura 30. Separación del producto petrolero almacenado con el agua y sedimentos



Fuente: **Investigación de campo**

- Tomar en consideración factores como la característica del producto, el tamaño del tanque, el diseño del tanque y la experiencia del personal para realizar una correcta toma de muestras.

3.9 Manejo de muestras de productos petroleros, según norma API 8.3

Después de obtener las muestras del producto petrolero almacenado, éstas deben ser transportadas en recipientes adecuados para no alterar sus propiedades, dicho envase debe cumplir con lo siguiente según la Norma API 8.3.6.1.

- a. Poder vaciarse en su totalidad, sin que tengan esquinas o bordes en donde pueden retenerse residuos productos petroleros.
- b. Los envases de forma cilíndrica son los más apropiados cuando a las muestras obtenidas se le realizaran pruebas para determinar el porcentaje de agua y sedimentos.
- c. No deben tener compartimientos internos o puntos muertos.
- d. Las superficies internas minimizar la corrosión, incrustación y residuos de agua y sedimentos.
- e. Deben permitir la transferencia de muestras de un envase a otro o la utilización de equipo analítico, manteniendo la integridad de la composición de la muestra.

- f. Deben tener un orificio con su respectiva tapa del tamaño suficiente para facilitar el llenado, inspección y limpieza.
- g. Deben permitir la preparación de una mezcla homogénea de la muestra previniendo la pérdida de algún contenido que afecte la representatividad de la muestra y la exactitud del análisis.
- h. Deben estar diseñados para evitar la contaminación de agua externa o cualquier otro material extraño.

Además de cumplir con lo anteriormente descrito, un envase debe tener un tamaño adecuado y la Norma API 8.3.6.2, indica que los envases utilizados para transportar muestras de productos petroleros deben ser lo suficientemente grandes para almacenar la muestra requerida dentro del 80 por ciento de la capacidad total para facilitar la mezcla y soportar la expansión térmica.

En cuanto al material del envase para transportar muestras de productos petroleros, la Norma API 8.3.6.3 indica que estos deben fabricarse normalmente de vidrio, metal o plástico; Debiendo tomar cuenta los análisis que se realizaran sobre la muestra, pues debe elegirse un envase adecuado pues el material del mismo puede afectar el resultado de los análisis.

Con respecto a los tapas de los embases la Norma API 8.3.6.4 indica que las tapas deben de estar fabricadas de un material que no deteriore o contamine la muestra.

Los envases deben limpiarse y dejarse libre de toda sustancia que puede que pueda contaminar el producto almacenado.

Antes de volver a usarse, los envases deben lavarse con un solvente apropiado, agua y jabón; el envase debe secarse utilizando una corriente de aire tibio en un ambiente libre de polvo.

Todo envase que sea utilizado para transportar muestras debe ser etiquetado adecuadamente con los siguientes datos, según la Norma API 8.3.7:

- Fecha y Hora
- Nombre de la ubicación donde fue tomada la muestra
- Número del tanque de donde se tomo la muestra
- Marca y grado del producto
- Referencia, símbolo o número de identificación
- Además de cumplir con leyes federales o del país, en este caso Guatemala.

Para el correcto manejo y composición de las muestras la Norma API 8.3.10.1 indica que es preferible que los análisis sobre las muestras se realicen directamente de los envases donde originalmente se colocó la porción representativa del producto petrolero.

Pero no todos los métodos de muestreo, transporte o de almacenaje permiten que se cumplan estas indicaciones.

El número de trasiegos entre operaciones de muestras y el envase final debe procurar minimizarse al máximo para no permitir que la muestra sufra modificaciones, pues cada trasiego incrementa el potencial de pérdida de los productos petroleros ligeros por evaporación, pérdida de agua de la muestra o contaminación de la misma por fuentes externas.

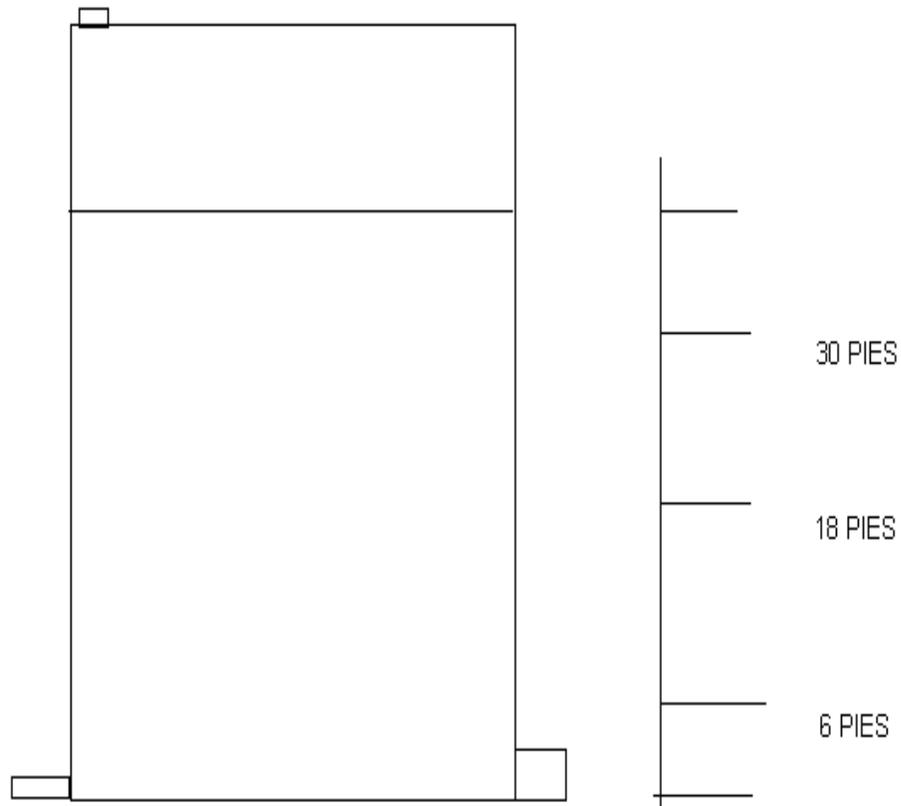
Cuando se requiere una muestra compuesta que se prepara de muestras obtenidas de un mismo tanque o diferentes tanques que contienen el mismo producto petrolero, la Norma API 8.3.10.2, indica que la muestra compuesta debe consistir en partes proporcionales de cada zona o nivel cuando la muestra compuesta es de un solo tanque.

Si la muestra compuesta es preparada de muestras obtenidas de varios tanques que contienen el mismo producto, las mismas se deben incluir en partes proporcionales a cada tanque muestreado.

Por ejemplo si se quiere una muestra compuesta de un galón de un producto petrolero almacenado en un solo tanque, que con un de producto de 36 pies y que las muestras quieran tomarse en 3 niveles se procederá de la siguiente manera:

- Tomar muestras en los niveles tercios del nivel total del producto, que en este caso serían los siguientes niveles: nivel superior 30 pies, nivel medio 18 pies y nivel inferior 6 pies, la figura 31 muestra los niveles tercios medios en los cuales se deben tomar muestras para un tanque que contiene un nivel total de producto petrolero de 30 pies.

- **Figura 31.** División del tanque en tres partes



Fuente: **Investigación de campo**

3.10 Gravedad api y el agua mas sedimentos

Con el análisis de las muestras de productos petroleros se pueden obtener muchas características físicas y químicas del mismo, pero en el caso de la medición de productos petroleros en los tanques de almacenamiento, los datos más importantes son la obtención de la gravedad API y el porcentaje de agua más sedimentos.

3.10.1 Determinación del porcentaje de agua mas sedimentos

Este dato se obtiene en los laboratorios de las terminales ó plantas de almacenamiento y se obtiene utilizando el método de centrifugación; basándose este método en una técnica de separación física del agua y del sedimento en emulsión y/o suspensión, teniendo como fundamento la diferencia de densidades de estos materiales con relación a los productos petroleros, en este método la cantidad de agua detectada es casi siempre menor al contenido real de la misma.

Existen normas que rigen este método, por ejemplo:

- ASTM 96/API 10.4
- ASTM D 1796
- ASTM D 4007/API 10.3

La Norma ASTM D 4007/API 10.3, indica que para obtener la cantidad de agua mas sedimentos, volúmenes iguales (50 ml) de muestra y tolueno que es un reactor químico, colocados en dos tubos de centrifugación, se agrega un agente demulsificante y se mezclan vigorosamente, se calientan en un baño a temperatura constante y luego se centrifugan manteniendo la temperatura de la muestra, es decir la centrifugación con calefacción.

Según sea la aplicación del método utilizado para determinar el porcentaje de agua más sedimentos, este método es el utilizado en los laboratorios del Ministerio de Energía Minas.

3.10.2 Gravedad API

- Es una escala numérica utilizada en la industria petrolera para expresar la Densidad Relativa (en vacío) de un líquido.
- Se mide por medio del método de utilización del hidrómetro graduado en Grados API y se expresa normalmente a 60°F.

El equipo necesario para poder utilizar este método y poder determinar la gravedad API según las Normas ASTM1298/MPMS API 9.1, es el siguiente:

- Hidrómetro de vidrio, graduado en unidades de Densidad, Densidad Relativa o Gravedad API, según se requiera, los hidrómetros de Densidad están usualmente calibrados a 15 °C, en tanto que los de Densidad Relativa y API lo están 60 °F.
- Termómetros de rango de graduación adecuadamente.
- Cilindro o probeta de vidrio, plástico o metal, cuyo DI sea 25 mm mayor que el DE del hidrómetro, y de una altura tal que el espacio entre el fondo del hidrómetro y el cilindro sea de a lo menos 25 mm.

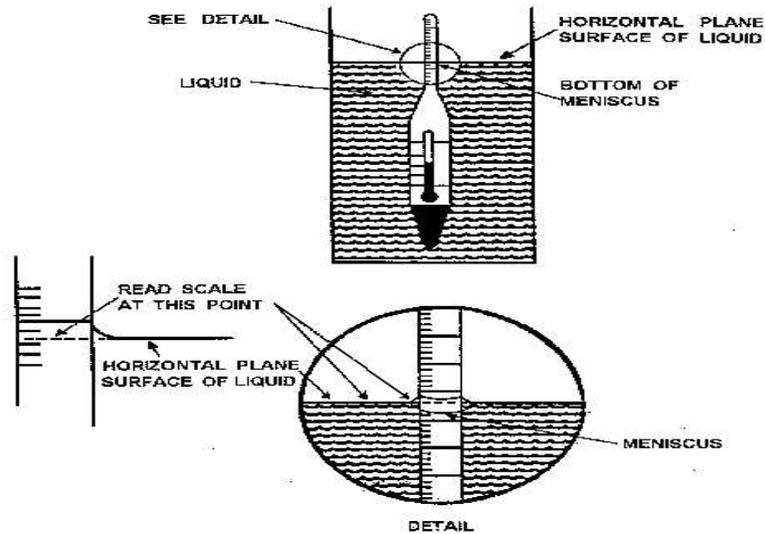
Las recomendaciones antes de empezar con el procedimiento de obtener la gravedad API son las siguientes:

- La determinación de la gravedad API es más exacta si se realiza a la temperatura a la cual fue el hidrómetro ha sido calibrado (15 °C ó 60 °F.).
- Se recomienda realizar la determinación dentro un rango de +/- 3 °C (+/- 5 °F) de la temperatura de referencia

El procedimiento de la determinación de la gravedad API es el siguiente:

- Transferir la muestra a la probeta, evitando la formación de burbujas de aire y minimizando la evaporación de fracciones volátiles.
- Introducir el hidrómetro y medir continuamente la temperatura con el termómetro de mercurio hasta que la misma se estabilice, registrar esta temperatura, con una resolución de 0.2°C (0.5 °F).
- Leer la escala del hidrómetro, una vez que éste se haya estabilizado en el producto petrolero con una resolución de 0.0001 para Densidad ó Densidad Relativa o de 0.05 para la gravedad API.
- La lectura correcta del hidrómetro es en el punto de la escala en la cual la superficie principal del líquido la corta. En el punto de corte, sin embargo, la superficie del producto petrolero se eleva ligeramente formando lo que se denomina “menisco”
- En productos petroleros transparentes la lectura se hace siguiendo la línea recta de la superficie principal, la figura 32 muestra la lectura del hidrómetro inmerso en productos petroleros limpios.

Figura 32. Lectura del hidrómetro en productos petroleros limpios



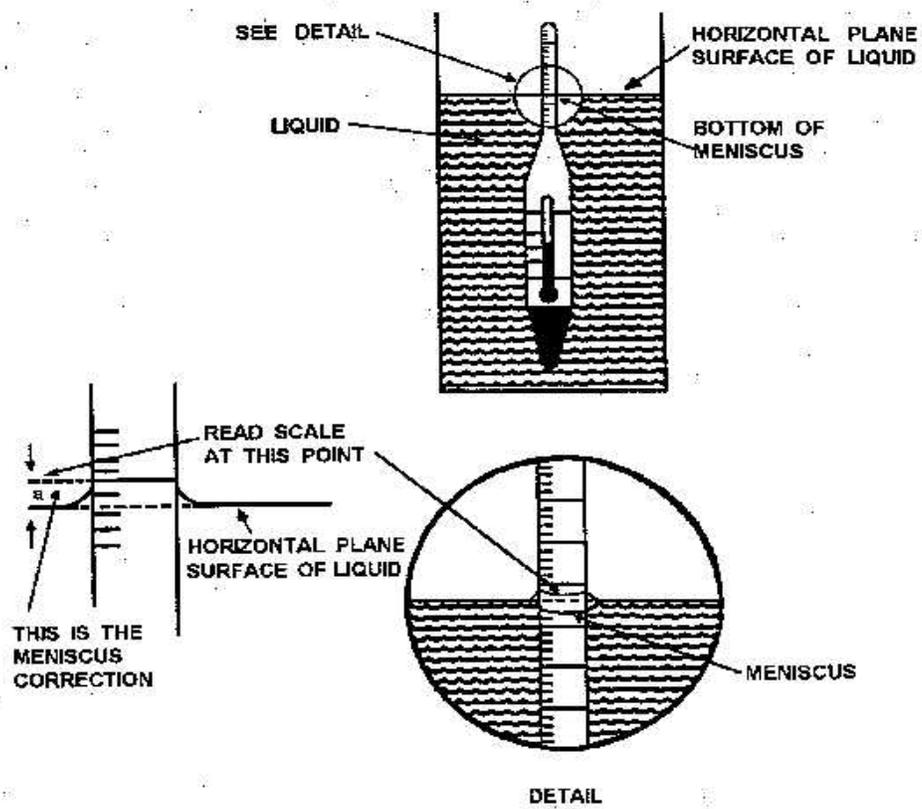
Hydrometer Reading for Transparent Fluids

29

Fuente: **Investigación de campo**

- En productos petroleros oscuros la lectura se hace en el punto de la escala donde se sitúa la parte superior del menisco por lo que es necesario aplicar una corrección, ya que los hidrómetros están calibrados para ser leídos en la superficie principal del producto petrolero. Generalmente esta corrección equivale a una subdivisión de la escala, la figura 33 muestra la lectura del hidrómetro inmerso en productos oscuros.

Figura 33. Lectura del hidrómetro en productos oscuros



Hydrometer Reading for Opaque Fluids

- Inmediatamente después de leer el valor en la recta del hidrómetro, verificar nuevamente la temperatura de la muestra agitando con el termómetro de mercurio, si esta lectura difiere de la lectura anterior por mas de 0.5 °C (1 °F) de debe repetir el procedimiento.
- La lectura final corregida de la escala del hidrómetro se registra con una resolución de 0.0001 para la Densidad y la Densidad Relativa, y de 0.1 ° para la gravedad API.
- La temperatura observada de la muestra corresponde al promedio de la temperatura registrada inmediatamente antes y después de la lectura del hidrómetro con una resolución de 0.5° C ó 1 °F.
- Para convertir la gravedad API a la temperatura de la muestra en una gravedad API a la temperatura estándar (15 °C ó 60 °F) se deben utilizar las tablas ASTM/API/IP apropiadas 53 A/B, 23 A/B, ó 5 A/B, estas tablas. Estas tablas permiten la conversión de una gravedad API del producto petrolero observado a una gravedad API estándar y se explicara su utilización en los ejemplos.

3.11 Explicación de los pasos a seguir para obtener los datos necesarios para el cálculo del volumen de producto petrolero almacenado en un tanque según, norma API 12.1.1

Como primer paso antes de proceder a realizar las mediciones necesarias para poder obtener los datos primarios y posteriormente calcular el volumen de producto petrolero almacenado dentro del tanque.

Hay que tomar todas las medidas de seguridad industrial y utilizar el equipo de protección personal descrito anteriormente y verificar la tabla de calibración volumétrica del tanque que almacena el producto.

Como segundo paso se procede a obtener el nivel de producto petrolero contenido dentro del tanque, utilizando la cinta metálica con la plomada en el extremo y la pasta para detectar productos petroleros.

Como tercer paso se precede a obtener el nivel de agua contenida dentro del tanque y de igual manera se utiliza la cinta metálica y la plomada, la diferencia consiste en la pasta utilizada pues, ésta debe ser adecuada para detectar agua.

Para obtener estos datos pueden utilizarse los métodos de medición de sonda ó el método de medición de vacío.

Como cuarto paso se procede a la toma de temperaturas, la cual depende del nivel de producto que exista dentro del tanque, pues si dicho nivel es menor de 10 pies, se procede a realizar una sola toma de temperatura en el punto medio del nivel del tanque, pero si el nivel del producto es superior a 10 pies, se procede a tomar temperaturas en las terceras parte del total del nivel del producto petrolero almacenado, es decir, en los tercios superior, medio e inferior, para posteriormente tomar una temperatura promedio como dato para los posteriores cálculos.

$$T \text{ promedio} = \frac{T1+T2+T3}{3}$$

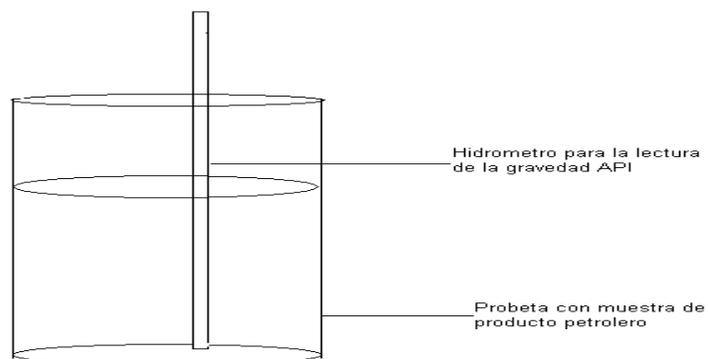
Hay que tomar en cuenta que las lecturas se leen y deben registrarse con resolución de 0.1 °F y la temperatura promedio se aproxima a 1° ó 0.5°.

Como quinto paso se procede a la obtención de muestras para determinar las propiedades físicas y químicas del producto petrolero almacenado dentro del tanque, las cuales serán analizadas en el laboratorio de la planta, empresas particulares ó del Ministerio de Energía y Minas, según sean las necesidades; dentro de la propiedades del producto petrolero que se determinan en los laboratorios se encuentra la gravedad API.

La gravedad API se obtiene introduciendo el hidrómetro dentro del producto petrolero, para que éste de una lectura de gravedad API.

La gravedad API leída en el hidrómetro se determina gravedad API observada, la cual es corregida posteriormente a una gravedad API estándar, es decir, a 60 ° F, para poder calcular el volumen total del producto petrolero almacenado, la figura 34 muestra un hidrómetro inmerso en producto petrolero para determinar la gravedad API.

Figura 34. Lectura de la gravedad API



Fuente: **Investigación de campo**

Como sexto paso teniendo la temperatura del producto petrolero dentro del tanque y la gravedad API observada, es decir la gravedad leída en el hidrómetro, se procede a realizar la corrección de la gravedad API observada por medio de las tablas de corrección volumétrica del tanque de almacenamiento, dichas tablas se encuentran en el Manual of Petroleum Measurement Standards (Manual de Normas de Medición de Petróleo).

Estos son los pasos que se deben seguir para la toma de datos primarios para que posteriormente se pueda calcular con una alta precisión el volumen de producto petrolero almacenando dentro del tanque.

3.12 Ejemplos de cálculos erivados de mediciones en las terminales de almacenamiento

El tanque que se toma como ejemplo se encuentra instalado en una terminal ubicada en las costas del Océano Pacífico de Guatemala.

3.12.1 Ejemplo del cálculo del volumen de producto petrolero dentro de un tanque de techo fijo

Paso 1: Se procede a revisar la tabla de calibración volumétrica del tanque que almacena el producto petrolero, brindando dicha tabla la siguiente información:

- Altura de referencia = 48 Pies 11 pulgadas $\frac{1}{4}$
- Capacidad máxima de llenado = 48 pies

- Ubicación del punto de referencia = En la escotilla del tanque
- Configuración del tanque = tanque de techo fijo
- Conducción de líneas y tuberías (en este caso no es indispensable ya que se calculará el volumen del producto dentro del tanque.)

Paso 2: Se procede a verificar el nivel del producto petrolero utilizando el método de sonda, obteniendo en las dos primeras medidas un nivel de 36' 8 1/16 " por lo cual ya no es necesario tomar una tercera medida, debido a que las primeras dos lecturas son similares, la figura 35 muestra la lectura en la cinta metálica del nivel de producto petrolero.

Figura 35. Lectura del nivel de producto petrolero



Fuente: **Investigación de campo**

Paso 3: Se procede a medir el nivel de agua almacenado en el tanque por medio del método de medición por sonda, obteniendo un nivel de 0´ 0 1/8´´.

Paso 4: Se procede a encontrar a encontrar el VTO (volumen total observado) y el VA (volumen de agua) en la tabla de calibración del tanque, que se presenta a continuación:

Tabla IV. **Tabla de calibración de un tanque atmosférico vertical**

Planta Puerto Quetzal--Tanque numero 12--Punto de Medición 48'08'3/4--Diámetro Nominal 100'00''Altura Nominal 40'00''1/2																			
Pies		Pies		Pies		Pies		Pies		Pies		Pies		Pies		Pies			
0	**5392	5	73146	10	140815	15	208501	20	276214	25	343940	30	411680	35	479431	40	547203	45	615001
1	*6581	1	74274	1	141943	1	209629	1	277343	1	345069	1	412809	1	480560	1	548332	1	616130
2	7708	2	75402	2	143071	2	210757	2	278472	2	346198	2	413938	2	481689	2	549461	2	617259
3	8836	3	76529	3	144199	3	211885	3	279600	3	347327	3	415067	3	482818	3	550590	3	618388
4	9963	4	77657	4	145327	4	213014	4	280729	4	348456	4	416196	4	483947	4	551719	4	619517
5	11091	5	78784	5	146456	5	214142	5	281858	5	349585	5	417325	5	485076	5	552848	5	620646
6	12218	6	79912	6	147584	6	215270	6	282987	6	350714	6	418454	6	486205	6	553977	6	621775
7	13346	7	81040	7	148712	7	216398	7	284116	7	351843	7	419583	7	487334	7	555106	7	622904
8	14474	8	82167	8	149712	8	217526	8	285245	8	352972	8	420712	8	488463	8	556235	8	624033
9	15601	9	83295	9	150968	9	218654	9	286374	9	354101	9	421841	9	489592	9	557364	9	625162
10	16728	10	84423	10	152096	10	219782	10	287503	10	355230	10	422970	10	490721	10	558493	10	626291
11	17855	11	85550	11	153224	11	220910	11	288632	11	356359	11	424099	11	491850	11	559622	11	627420
1	18982	6	86678	11	154352	16	222038	21	289761	26	357488	31	425228	36	492979	41	560751	46	628549
1	20108	1	87805	1	155480	1	223167	1	290890	1	358617	1	426357	1	494108	1	561880	1	629678
2	21236	2	88933	2	156608	2	224296	2	292019	2	359746	2	427486	2	495237	2	563009	2	630807

Continuación

3	22364	3	90061	3	157737	3	225424	3	293148	3	360875	3	428615	3	496366	3	564138	3	631936
4	23491	4	91188	4	158865	4	226553	4	294277	4	362004	4	429744	4	497495	4	565267	4	633065
5	24619	5	92316	5	159993	5	227682	5	295406	5	363133	5	430873	5	498624	5	566396	5	634194
6	25747	6	93444	6	161121	6	228810	6	296535	6	364262	6	432002	6	499753	6	567525	6	635323
7	26874	7	94571	7	162249	7	229939	7	297664	7	365391	7	433131	7	500882	7	568654	7	636452
8	28002	8	95699	8	163377	8	231068	8	298793	8	366520	8	434260	8	502011	8	569783	8	637581
9	29131	9	96826	9	164505	9	232196	9	299922	9	367649	9	435389	9	503140	9	570912	9	638710
10	30260	10	97954	10	165633	10	233325	10	301051	10	368778	10	436518	10	504269	10	572041	10	639839
11	31388	11	99082	11	166761	11	234454	11	302180	11	369907	11	437647	11	505398	11	573170	11	640968
2	32517	7	100209	12	167889	17	235528	22	303309	27	371036	32	438776	37	506527	42	574299	47	642097
1	33646	1	101337	1	169018	1	236711	1	304438	1	372165	1	439905	1	507656	1	575428	1	643226
2	34775	2	102464	2	170146	2	237840	2	305567	2	373294	2	441034	2	508785	2	576557	2	644355
3	35904	3	103592	3	171274	3	238968	3	306696	3	374423	3	442163	3	509914	3	577686	3	645484
4	37033	4	104720	4	172402	4	240097	4	307825	4	375552	4	443292	4	511043	4	578815	4	646613
5	38162	5	105847	5	173530	5	241226	5	308954	5	376681	5	444421	5	512172	5	579944	5	647742
6	39290	6	106975	6	174658	6	242354	6	310083	6	377810	6	445550	6	513301	6	581073	6	648871
7	40419	7	108103	7	175786	7	243483	7	311212	7	378939	7	446679	7	514430	7	582202	7	650000
8	41548	8	109230	8	176914	8	244612	8	312341	8	380068	8	447808	8	515559	8	583331	8	651129
9	42677	9	110358	9	178042	9	245740	9	313470	9	381197	9	448937	9	516688	9	584460	9	652258
10	43806	10	111485	10	179171	10	246869	10	314599	10	382326	10	450066	10	517817	10	585589	10	653387
11	44935	11	112613	11	180299	11	247998	11	315728	11	383455	11	451195	11	518946	11	586718	11	654516
3	46064	8	113741	13	181427	18	249126	23	316857	28	384584	33	452324	38	520075	43	587847	48	655645
1	47192	1	114869	1	182555	1	250255	1	317986	1	385713	1	453453	1	521204	1	588976		
2	48321	2	115997	2	183683	2	251384	2	319115	2	386842	2	454582	2	522333	2	590105		
3	49450	3	117125	3	184811	3	252512	3	320244	3	387971	3	455711	3	523462	3	591234		
4	50579	4	118253	4	185939	4	253641	4	321373	4	389100	4	456840	4	524591	4	592363		
5	51708	5	119381	5	187067	5	254770	5	322502	5	390229	5	457969	5	525720	5	593492		
6	52837	6	120509	6	188195	6	255898	6	323631	6	391358	6	459098	6	526849	6	594621		
7	53966	7	121637	7	189323	7	257027	7	324760	7	392487	7	460227	7	527978	7	595750		
8	55095	8	122765	8	190452	8	258156	8	325889	8	393616	8	461356	8	529107	8	596879		
9	56223	9	123894	9	191580	9	259284	9	327018	9	394745	9	462485	9	530236	9	598008	1/16	71
10	57352	10	128022	10	192708	10	260413	10	328147	10	395874	10	463614	10	531365	10	599137	1/8	141
11	58481	11	126150	11	193836	11	261542	11	329276	11	397003	11	464743	11	532494	11	600266	3/16	212
4	59610	9	127278	14	194964	19	262670	24	330405	29	398132	34	465872	39	533623	44	601395	1/4	282
1	60739	1	128406	1	196092	1	263799	1	331534	1	399261	1	467001	1	534752	1	602524	5/16	353
2	61868	2	129534	2	197220	2	264928	2	332663	2	400390	2	468130	2	535881	2	603653	3/8	423
3	62997	3	130662	3	198348	3	266056	3	333792	3	401519	3	469259	3	537010	3	604782	7/16	494
4	64125	4	131790	4	199476	4	267185	4	334921	4	402648	4	470388	4	538139	4	605911	1/2	564
5	65253	5	132918	5	200604	5	268314	5	336050	5	403777	5	471517	5	539268	5	607040	9/16	635
6	66381	6	134046	6	201733	6	269442	6	337179	6	404906	6	472646	6	540397	6	608169	5/8	706
7	67508	7	135175	7	202861	7	270571	7	338308	7	406035	7	473775	7	541526	7	609298	11/16	776
8	68636	8	136303	8	203989	8	271700	8	339437	8	407164	8	474904	8	542655	8	610427	3/4	847
9	69764	9	137431	9	205117	9	272828	9	340566	9	408293	9	476033	9	543784	9	611556	13/16	917
10	70891	10	138559	10	206245	10	273957	10	341695	10	409422	10	477162	10	544913	10	612685	7/8	988
11	72019	11	139687	11	207373	11	275086	11	342824	11	410551	11	478291	11	546042	11	613814	15/16	1058
Fecha de calibración 27-enero-2001-El tanque ha sido calibrado y calculado acorde con métodos API MPMS Capítulo 2.2A y 2.2B																			
El punto de medición se encuentra localizado a 50'' del cuerpo del tanque--El tanque fue calculado a 60 grados F																			

Fuente: Archivo Ministerio de Energía y Minas

Como se puede observar en la tabla de calibración volumétrica del tanque, para un nivel de 36'8' indica que hay un volumen de 502,011 galones de producto petrolero y para la fracción existe un volumen de 71 galones, lo que da como resultado un VTO (volumen total observado) de 502,082 galones.

Paso 5: Se procede a encontrar el VA (volumen de agua) en la tabla de calibración del tanque, verificándose que para un nivel de 0'1/8'', el VA es igual a 141 galones.

Paso 6: Se procede a calcular el VBO (volumen bruto observado), utilizando la siguiente fórmula:

$$VBO = VTO - VA$$

Entonces como VTO=502,082 galones y VA=141 galones, se obtiene el siguiente resultado:

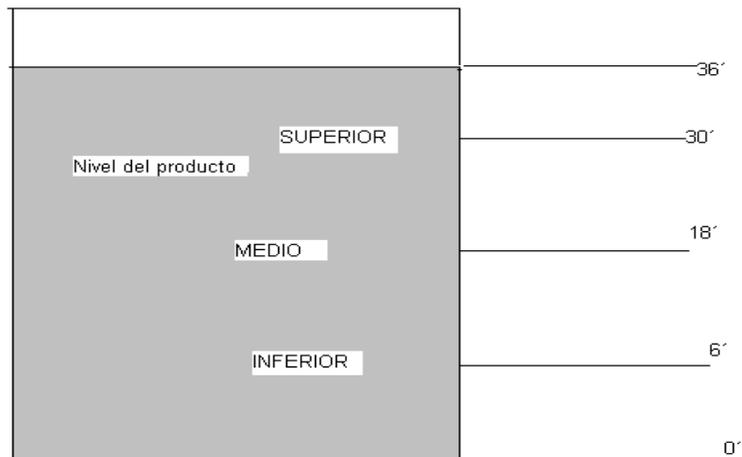
$$VBO = 502,082 - 141 = 501,941 \text{ galones}$$

Paso 7: Se procede a la toma de temperatura del producto petrolero en el tanque, como el nivel del producto es de 36'8 1/16'', entonces se deben tomar temperaturas en los niveles tercios medios que se indican a continuación:

- Nivel superior 30´
- Nivel medio 18´
- Nivel inferior 6´

Como se indica a continuación en la figura 36:

Figura 36. Niveles para toma de temperaturas



Fuente: **Investigación de campo**

Obteniendo las siguientes temperaturas:

Para 6´ una temperatura de 88.4 ° F

Para 18´ una temperatura de 88.5 ° F

Para 30´ una temperatura de 88.6 ° F

Por lo tanto se obtiene una temperatura promedio de:

$$T \text{ promedio} = (88.4+88.5+88.6) / 3 = 88.5 \text{ ° F}$$

Paso 8: Se procede a obtener la gravedad API observada, introduciendo un hidrómetro en una muestra de producto petrolero tomada del tanque, obteniendo como resultado una lectura de la gravedad API observada de 61.5.

Paso 9: Con la temperatura del producto y la gravedad API observada se procede a encontrar la gravedad API estándar (a 60 ° F) en las tablas API contenidas en el Manual Para la Medición de Productos Petroleros, en este caso se usaran las tablas siguientes:

- Tabla 5B. Para encontrar el factor de corrección volumétrica para productos refinados del petróleo, se corrige Gravedad API observada a Gravedad API a 60 °F, bajo la norma API MPMS capítulo 11.1 Volumen II equivalente ASTM D-1250, IP-200.
- Tabla 6B. Para encontrar el factor de corrección volumétrica por temperatura para productos refinados, se corrige el volumen a 60°F contra Gravedad 60 °F, bajo la norma API MPMS capítulo 11.1 Volumen-II equivalente ASTM D-1250, IP-200.

Se utiliza la tabla 5B para encontrar la gravedad API corregida de la siguiente manera:

En la fila superior se busca la gravedad API observada (la leída en el hidrómetro) y en la primera fila izquierda se busca la temperatura promedio del tanque, obteniendo una gravedad API de 57.9

Tabla V. 5B

TABLE 5B, GENERALIZED PRODUCTS
API CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE											TEMP. F
	60.0	60.5	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0	63.5	64.0	64.5	65.0	
CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F												
75.0	58.1	58.6	59.1	59.6	60.0	60.5	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0	75.0
75.5	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	60.5	61.0	61.4	61.9	62.4	62.9	75.5
76.0	58.0	58.5	58.9	59.4	59.9	60.4	60.9	61.4	61.9	62.3	62.8	76.0
76.5	57.9	58.4	58.9	59.4	59.9	60.3	60.8	61.3	61.8	62.3	62.8	76.5
77.0	57.8	58.3	58.8	59.3	59.8	60.3	60.8	61.2	61.7	62.2	62.7	77.0
77.5	57.8	58.3	58.8	59.2	59.7	60.2	60.7	61.2	61.7	62.1	62.6	77.5
78.0	57.7	58.2	58.7	59.2	59.7	60.1	60.6	61.1	61.6	62.1	62.6	78.0
78.5	57.7	58.1	58.6	59.1	59.6	60.1	60.6	61.0	61.5	62.0	62.5	78.5
79.0	57.6	58.1	58.6	59.0	59.5	60.0	60.5	61.0	61.5	62.0	62.4	79.0
79.5	57.5	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	60.4	60.9	61.4	61.9	62.4	79.5
80.0	57.5	58.0	58.4	58.9	59.4	59.9	60.4	60.9	61.3	61.8	62.3	80.0
80.5	57.4	57.9	58.4	58.9	59.3	59.8	60.3	60.8	61.3	61.8	62.2	80.5
81.0	57.4	57.8	58.3	58.8	59.3	59.8	60.2	60.7	61.2	61.7	62.2	81.0
81.5	57.3	57.8	58.3	58.7	59.2	59.7	60.2	60.7	61.1	61.6	62.1	81.5
82.0	57.2	57.7	58.2	58.7	59.2	59.6	60.1	60.6	61.1	61.6	62.0	82.0
82.5	57.2	57.6	58.1	58.6	59.1	59.6	60.1	60.5	61.0	61.5	62.0	82.5
83.0	57.1	57.6	58.1	58.5	59.0	59.5	60.0	60.5	60.9	61.4	61.9	83.0
83.5	57.0	57.5	58.0	58.5	59.0	59.4	59.9	60.4	60.9	61.4	61.8	83.5
84.0	57.0	57.5	57.9	58.4	58.9	59.4	59.9	60.3	60.8	61.3	61.8	84.0
84.5	56.9	57.4	57.9	58.4	58.8	59.3	59.8	60.3	60.8	61.2	61.7	84.5
85.0	56.9	57.3	57.8	58.3	58.8	59.3	59.7	60.2	60.7	61.2	61.6	85.0
85.5	56.8	57.3	57.7	58.2	58.7	59.2	59.7	60.1	60.6	61.1	61.6	85.5
86.0	56.7	57.2	57.7	58.2	58.6	59.1	59.6	60.1	60.6	61.0	61.5	86.0
86.5	56.7	57.1	57.6	58.1	58.6	59.1	59.5	60.0	60.5	61.0	61.4	86.5
87.0	56.6	57.1	57.6	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	60.4	60.9	61.4	87.0
87.5	56.5	57.0	57.5	58.0	58.5	58.9	59.4	59.9	60.4	60.8	61.3	87.5
88.0	56.5	57.0	57.4	57.9	58.4	58.9	59.3	59.8	60.3	60.8	61.3	88.0
88.5	56.4	56.9	57.4	57.9	58.3	58.8	59.3	59.8	60.2	60.7	61.2	88.5
89.0	56.4	56.8	57.3	57.8	58.3	58.7	59.2	59.7	60.2	60.6	61.1	89.0
89.5	56.3	56.8	57.3	57.7	58.2	58.7	59.2	59.6	60.1	60.6	61.1	89.5
90.0	56.2	56.7	57.2	57.7	58.1	58.6	59.1	59.6	60.0	60.5	61.0	90.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 60.0 TO 65.0

Fuente: API

Paso 10: Se procede a encontrar el FCV (factor de corrección de volumen), introduciendo un termómetro en la muestra para obtener una temperatura de referencia para encontrar el factor antes mencionado utilizando la tabla 6B de la siguiente manera:

Tabla VI. Tabla 6B

TABLE 6B, GENERALIZED PRODUCTS
VOLUME CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F											TEMP. F
	55.0	55.5	56.0	56.5	57.0	57.5	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	
	FACTOR FOR CORRECTING VOLUME TO 60 F											
75.0	0.9901	0.9901	0.9900	0.9900	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9898	0.9898	0.9897	75.0
75.5	0.9898	0.9898	0.9897	0.9897	0.9896	0.9896	0.9895	0.9895	0.9895	0.9894	0.9894	75.5
76.0	0.9895	0.9894	0.9894	0.9893	0.9893	0.9892	0.9892	0.9892	0.9891	0.9891	0.9890	76.0
76.5	0.9891	0.9891	0.9890	0.9890	0.9890	0.9889	0.9889	0.9888	0.9888	0.9887	0.9887	76.5
77.0	0.9888	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	0.9886	0.9885	0.9885	0.9884	0.9884	0.9883	77.0
77.5	0.9885	0.9884	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9882	0.9881	0.9881	0.9880	0.9880	77.5
78.0	0.9881	0.9881	0.9880	0.9880	0.9879	0.9879	0.9878	0.9878	0.9878	0.9877	0.9877	78.0
78.5	0.9878	0.9878	0.9877	0.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9875	0.9874	0.9874	0.9873	78.5
79.0	0.9875	0.9874	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	0.9872	0.9871	0.9871	0.9870	0.9870	79.0
79.5	0.9871	0.9871	0.9870	0.9870	0.9869	0.9869	0.9868	0.9868	0.9867	0.9867	0.9866	79.5
80.0	0.9868	0.9868	0.9867	0.9867	0.9866	0.9865	0.9865	0.9864	0.9864	0.9863	0.9863	80.0
80.5	0.9865	0.9864	0.9864	0.9863	0.9863	0.9862	0.9862	0.9861	0.9860	0.9860	0.9859	80.5
81.0	0.9862	0.9861	0.9860	0.9860	0.9859	0.9859	0.9858	0.9858	0.9857	0.9856	0.9856	81.0
81.5	0.9858	0.9858	0.9857	0.9857	0.9856	0.9855	0.9855	0.9854	0.9854	0.9853	0.9852	81.5
82.0	0.9855	0.9854	0.9854	0.9853	0.9853	0.9852	0.9851	0.9851	0.9850	0.9850	0.9849	82.0
82.5	0.9852	0.9851	0.9850	0.9850	0.9849	0.9849	0.9848	0.9847	0.9847	0.9846	0.9846	82.5
83.0	0.9848	0.9848	0.9847	0.9846	0.9846	0.9845	0.9845	0.9844	0.9843	0.9843	0.9842	83.0
83.5	0.9845	0.9844	0.9844	0.9843	0.9842	0.9842	0.9841	0.9841	0.9840	0.9839	0.9839	83.5
84.0	0.9842	0.9841	0.9840	0.9840	0.9839	0.9838	0.9838	0.9837	0.9836	0.9836	0.9835	84.0
84.5	0.9838	0.9838	0.9837	0.9836	0.9836	0.9835	0.9834	0.9834	0.9833	0.9832	0.9832	84.5
85.0	0.9835	0.9834	0.9834	0.9833	0.9832	0.9832	0.9831	0.9830	0.9830	0.9829	0.9828	85.0
85.5	0.9832	0.9831	0.9830	0.9830	0.9829	0.9828	0.9828	0.9827	0.9826	0.9826	0.9825	85.5
86.0	0.9828	0.9828	0.9827	0.9826	0.9826	0.9825	0.9824	0.9824	0.9823	0.9822	0.9821	86.0
86.5	0.9825	0.9824	0.9824	0.9823	0.9822	0.9822	0.9821	0.9820	0.9819	0.9819	0.9818	86.5
87.0	0.9822	0.9821	0.9820	0.9820	0.9819	0.9818	0.9817	0.9817	0.9816	0.9815	0.9814	87.0
87.5	0.9818	0.9818	0.9817	0.9816	0.9816	0.9815	0.9814	0.9813	0.9813	0.9812	0.9811	87.5
88.0	0.9815	0.9814	0.9814	0.9813	0.9812	0.9811	0.9811	0.9810	0.9809	0.9808	0.9808	88.0
88.5	0.9812	0.9811	0.9810	0.9810	0.9809	0.9808	0.9807	0.9806	0.9806	0.9805	0.9804	88.5
89.0	0.9809	0.9808	0.9807	0.9806	0.9805	0.9805	0.9804	0.9803	0.9802	0.9801	0.9801	89.0
89.5	0.9805	0.9804	0.9804	0.9803	0.9802	0.9801	0.9800	0.9800	0.9799	0.9798	0.9797	89.5
90.0	0.9802	0.9801	0.9800	0.9799	0.9799	0.9798	0.9797	0.9796	0.9795	0.9795	0.9794	90.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 55.0 TO 60.0

En la fila superior se busca la gravedad API corregida (a 60 ° F), es decir 57.9 y en la primera columna de la izquierda se busca la temperatura leída en el termómetro introducido en la muestra del producto petrolero, siendo esta de 87.5 ° F.

Se puede observar que la temperatura de 87.5 °F si aparece en la columna izquierda, pero en la fila superior no aparece la gravedad API de 57.9, por lo tanto hay que interpolar, como se muestra a continuación:

Tabla VII. Parte de la tabla 6B

Temperatura en ° F	Gravedad API a 60 ° F	
	57.5	58
87.5	0.9815	0.9814

Fuente: **API**

Como se tiene una gravedad API corregida es de 57.9, la misma se encuentra entre 57.5 y 58.0 por lo cual hay que interpolar para encontrar el valor del factor de corrección de volumen que se encuentra entre 0.9815 y 0.9814, realizando los siguientes cálculos.

Tabla VIII. Parte de la tabla B para interpolar

Temperatura en ° F	Gravedad API a 60 ° F		
	57.5 = C	57.9 = B	58 = A
87.5	0.9815 = E	x	0.9814 = D

Fuente: **API**

Se obtiene el factor de corrección interpolando con la siguiente fórmula:

$$\frac{A - B}{A - C} = \frac{D - X}{D - E}$$

Sustituyendo valores se obtiene el siguiente resultado:

$$\frac{58 - 57.9}{58 - 57.5} = \frac{0.9814 - X}{0.9814 - 0.9815}$$

Obteniendo un valor de FCV (factor de corrección de volumen) igual a 0.98142

Paso 11: Se procede a encontrar el VBS (volumen bruto estándar) con la fórmula siguiente:

$$VBS = VBO * FCV$$

Teniendo los valores de VBO = 501,941 galones

$$FCV = 0.98142$$

Se sustituyen los valores y se obtiene el siguiente resultado:

$$VBS = (501,941) (0.98142) = 492,614.93 \text{ galones}$$

Siendo éste el volumen de producto petrolero almacenado dentro del tanque

Volumen de producto petrolero almacenado en el tanque = **492,614.93** galones, si el resultado se desea en barriles se utiliza la siguiente conversión:

$$\text{Volumen en Barriles} = 492614.93 / 42 = \mathbf{117,289.92}$$

3.12.2 Ejemplo del cálculo del volumen de producto petrolero dentro de un tanque de techo flotante

Paso 1: Se procede a revisar la tabla de calibración volumétrica del tanque que almacena el producto petrolero, tomando en cuenta que en esta ocasión el tanque es de techo flotante, brindando dicha tabla la siguiente información:

- Altura de referencia = 40 Pies exactos
- Capacidad máxima de llenado = 88 pies
- Ubicación del punto de referencia = En la escotilla del tanque
- Configuración del tanque = tanque de techo flotante
- Conducción de líneas y tuberías (en este caso no es indispensable pues se calculará el volumen del producto dentro del tanque.)

Paso 2: Se procede a verificar el nivel del producto petrolero utilizando el método de sonda, obteniendo en las dos primeras medidas un nivel de 33' 5 1/8 " por lo cual ya no es necesario tomar una tercera medida debido a que las primeras dos lecturas son similares.

Paso 3: Se procede a medir el nivel de agua almacenado en el tanque por medio del método de medición por sonda, obteniendo un nivel de 0' 0 1/16".

Paso 4: Se procede a encontrar a encontrar el VTO (volumen total observado) y el VA (volumen de agua) en la tabla de calibración del tanque.

Obteniéndose para el nivel de producto petrolero los siguientes resultados:

Para un nivel de 33'5' un volumen de **1, 519,186** galones

Para la fracción de 1/16 se obtienen **474** galones,

Lo que representa un VTO (volumen total observado) de **1, 519,657** galones.

Estos datos fueron sacados de la tabla de calibración del tanque atmosférico vertical con techo flotante que se muestra a continuación:

Tabla IX. Tabla de calibración de un tanque con techo flotante

3103
TANQUE
203

SGS COMPANIA DE PETROLEOS Y ENERGIA, S. A.
PUERTO SAN JOSE, ESCUINTLA, GUATEMALA

Tamaño Nominal - 88' 0" Diámetro x 40' 0" Altura Pagina 1 de 2

Altura de Referencia - 40' 8 7/8" - Localizada 2' 11" de la Pared.											Capacidades en Galones		
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20	25
0	857	1	226 526	10	452 938	15	680 326	20	907 882	25	1 135 598		
1	3 279	1	230 316	1	456 728	1	684 118	1	911 777				
2	6 735	2	234 105	2	460 518	2	687 908	2	915 572				
3	10 509	3	237 895	3	464 308	3	691 698	3	919 367				
4	14 298	4	241 524	4	468 097	4	695 487	4	923 162				
5	18 088	5	245 153	5	471 887	5	699 277	5	926 957				
6	21 877	6	248 782	6	475 677	6	703 067	6	930 752				
7	25 666	7	252 411	7	479 467	7	706 857	7	934 547				
8	29 456	8	256 040	8	483 257	8	710 647	8	938 342				
9	33 245	9	259 669	9	487 047	9	714 437	9	942 137				
10	37 034	10	263 298	10	490 836	10	718 227	10	945 932				
11	40 822	11	267 248	11	494 626	11	722 017	11	949 727				
1	44 611	6	271 037	11	498 416	16	725 807	21	953 522				
2	48 400	1	274 826	1	502 206	1	729 597	1	957 317				
3	52 188	2	278 616	2	505 996	2	733 387	2	961 112				
4	55 977	3	282 405	3	509 786	3	737 177	3	964 907				
5	59 766	4	286 194	4	513 575	4	740 967	4	968 702				
6	63 555	5	289 984	5	517 365	5	744 757	5	972 497				
7	67 345	6	293 773	6	521 155	6	748 547	6	976 292				
8	71 135	7	297 562	7	524 945	7	752 337	7	980 087				
9	74 926	8	301 352	8	528 735	8	756 127	8	983 882				
10	78 717	9	305 141	9	532 525	9	759 917	9	987 677				
11	82 508	10	308 930	10	536 314	10	763 707	10	991 472				
12	86 298	11	312 720	11	540 104	11	767 497	11	995 267				
1	90 089	7	316 509	12	543 894	17	771 287	22	999 062				
2	93 879	1	320 298	1	547 684	1	775 077	1	1 002 857				
3	97 670	2	324 088	2	551 474	2	778 867	2	1 006 652				
4	101 460	3	327 877	3	555 264	3	782 657	3	1 010 447				
5	105 251	4	331 666	4	559 053	4	786 447	4	1 014 242				
6	109 042	5	335 456	5	562 843	5	790 237	5	1 018 037				
7	112 832	6	339 245	6	566 633	6	794 027	6	1 021 832				
8	116 623	7	343 034	7	570 423	7	797 817	7	1 025 627				
9	120 413	8	346 824	8	574 213	8	801 607	8	1 029 422				
10	124 204	9	350 613	9	578 003	9	805 397	9	1 033 217				
11	127 995	10	354 402	10	581 792	10	809 187	10	1 037 012				
12	131 785	11	358 192	11	585 582	11	812 977	11	1 040 807				
1	135 576	8	361 982	13	589 372	18	816 767	23	1 044 602				
2	139 367	1	365 772	1	593 162	1	820 557	1	1 048 397				
3	143 157	2	369 562	2	596 952	2	824 347	2	1 052 192				
4	146 948	3	373 352	3	600 742	3	828 137	3	1 055 987				
5	150 738	4	377 141	4	604 531	4	831 927	4	1 059 782				
6	154 529	5	380 931	5	608 321	5	835 717	5	1 063 577				
7	158 318	6	384 721	6	612 111	6	839 507	6	1 067 372				
8	162 108	7	388 511	7	615 901	7	843 297	7	1 071 167				
9	165 897	8	392 301	8	619 691	8	847 087	8	1 074 962				
10	169 686	9	396 091	9	623 481	9	850 877	9	1 078 757				
11	173 476	10	399 880	10	627 270	10	854 667	10	1 082 552				
12	177 265	11	403 670	11	631 060	11	858 457	11	1 086 347				
1	181 054	9	407 460	14	634 850	19	862 247	24	1 090 142				
2	184 844	1	411 250	1	638 640	1	866 037	1	1 093 937				
3	188 633	2	415 040	2	642 430	2	869 827	2	1 097 732				
4	192 422	3	418 830	3	646 220	3	873 617	3	1 101 527				
5	196 212	4	422 619	4	650 009	4	877 407	4	1 105 322				
6	200 001	5	426 409	5	653 799	5	881 197	5	1 109 117				
7	203 790	6	430 199	6	657 589	6	884 987	6	1 112 912				
8	207 580	7	433 989	7	661 379	7	888 777	7	1 116 707				
9	211 369	8	437 779	8	665 169	8	892 567	8	1 120 502				
10	215 158	9	441 569	9	668 959	9	896 357	9	1 124 300				
11	218 948	10	445 358	10	672 748	10	900 147	10	1 128 095				
12	222 737	11	449 148	11	676 538	11	903 937	11	1 131 890				

** Volumen debajo de Placa de Fondo. * Volumenes del Fondo basados en Investigación Física.
 * Fracciones no Aplicable de 0' 00" a 0' 02" y de 5' 03" a 5' 09".

Altura Segura de Llenado - 38' 00". Límite Máximo de Llenado Debido a Derramamiento - 38' 11".
 Un total de 961.7217 galones fue deducido de esta tabla entre 5' 03" y 5' 09" por un desplazamiento del techo flotante basa en una medida de 5,854 libras y una gravedad de 62.0 API. Las cantidades medidas sobre 5' 09" reflejan esta deducción pero serán ajustadas por gravedades API variantes a la temperatura del tanque de acuerdo a la siguiente tabla:

Gravedad observada	62.0 API : No ajuste
Por cada 1.0 API debajo	62.0 API : Sumar 4.98 galones
Por cada 1.0 API sobre	62.0 API : Restar 4.98 galones

Fuente: Archivo Ministerio de Energía y Minas

Continuación

103
TANQUE
203



COMPANIA DE PETROLEOS Y ENERGIA, S. A.

PUERTO SAN JOSE, ESCUINTLA, GUATEMALA

Tamano Nominal - 88' 0" Diametro x 40' 0" Altura Pagina 2 de 2

Altura de Referencia - 40' 8 7/8" - Localizada 2' 11" de la Pared.											Capacidades en Galones	
25	30	35	40	45	50							
1	1 135 698	1 363 461	1 591 390	1	1							
2	1 139 494	1 367 257	1 595 190	2	2							
3	1 143 290	1 371 053	1 598 991	3	3							
4	1 147 086	1 374 849	1 602 791	4	4							
5	1 150 882	1 378 645	1 606 591	5	5							
6	1 154 678	1 382 441	1 610 391	6	6							
7	1 158 474	1 386 237	1 614 191	7	7							
8	1 162 270	1 390 033	1 617 992	8	8							
9	1 166 066	1 393 829	1 621 792	9	9							
10	1 169 862	1 397 625	1 625 592	10	10							
11	1 173 659	1 401 421	1 629 392	11	11							
12	1 177 455	1 405 217	1 633 193	12	12							
13	1 181 251	1 409 013	1 636 993	13	13							
14	1 185 047	1 412 809	1 640 793	14	14							
15	1 188 843	1 416 605	1 644 593	15	15							
16	1 192 639	1 420 401	1 648 393	16	16							
17	1 196 435	1 424 197	1 652 194	17	17							
18	1 200 231	1 427 993	1 655 994	18	18							
19	1 204 027	1 431 789	1 659 794	19	19							
20	1 207 823	1 435 585	1 663 594	20	20							
21	1 211 619	1 439 381	1 667 394	21	21							
22	1 215 415	1 443 177	1 671 195	22	22							
23	1 219 211	1 446 973	1 674 995	23	23							
24	1 223 007	1 450 769	1 678 795	24	24							
25	1 226 803	1 454 565	1 682 595	25	25							
26	1 230 599	1 458 361	1 686 396	26	26							
27	1 234 395	1 462 157	1 690 196	27	27							
28	1 238 191	1 465 953	1 693 996	28	28							
29	1 241 987	1 469 749	1 697 796	29	29							
30	1 245 783	1 473 545	1 701 596	30	30							
31	1 249 579	1 477 341	1 705 397	31	31							
32	1 253 375	1 481 137	1 709 197	32	32							
33	1 257 171	1 484 933	1 712 997	33	33							
34	1 260 967	1 488 729	1 716 797	34	34							
35	1 264 764	1 492 525	1 720 598	35	35							
36	1 268 560	1 496 321	1 724 398	36	36							
37	1 272 356	1 500 117	1 728 198	37	37							
38	1 276 152	1 503 913	1 731 998	38	38							
39	1 279 948	1 507 709	1 735 798	39	39							
40	1 283 744	1 511 505	1 739 599	40	40							
41	1 287 540	1 515 301	1 743 399	41	41							
42	1 291 336	1 519 097	1 747 199	42	42							
43	1 295 132	1 522 893	1 750 999	43	43							
44	1 298 928	1 526 689	1 754 799	44	44							
45	1 302 724	1 530 485	1 758 600	45	45							
46	1 306 520	1 534 281	1 762 400	46	46							
47	1 310 316	1 538 077	1 766 200	47	47							
48	1 314 112	1 541 873	1 770 000	48	48							
49	1 317 908	1 545 669		49	49							
50	1 321 704	1 549 465		50	50							
51	1 325 500	1 553 261		51	51							
52	1 329 296	1 557 057		52	52							
53	1 333 092	1 560 853		53	53							
54	1 336 888	1 564 649		54	54							
55	1 340 684	1 568 445		55	55							
56	1 344 480	1 572 241		56	56							
57	1 348 276	1 576 037		57	57							
58	1 352 072	1 579 833		58	58							
59	1 355 869	1 583 629		59	59							
60	1 359 665	1 587 425		60	60							

Cabezal Líquido Calculado @ 62.0 API.
 Volúmenes Corregidos por una Temperatura del Acero de 85 F.

Altura Segura de Llenado - 38' 00".
 Límite Máximo de Llenado Debido a Derramamiento - 38' 11".



Medido en : 13 Noviembre 2000
 Calculado por : G.D.B
 Archivo No. : 20001967/M960
 Calculado de Acuerdo a MPMS
 Ch. 2.2A/95 y Ch. 2.2B/89

Fuente: Archivo Ministerio de Energía y Minas

Paso 5: Se procede a encontrar el VA (volumen de agua) en la tabla de calibración del tanque, verificándose que para un nivel de 0'1/16'', el VA es igual a 237 galones.

Pasó 6: Se procede a calcular el VBO (volumen bruto observado), utilizando la siguiente fórmula:

$$VBO = VTO - VA$$

Entonces como VTO= galones y VA= galones, se obtiene el siguiente resultado:

$$VBO = 1, 519,657 - 237 = 1519420 \text{ galones}$$

Paso 7: Se procede a la toma de temperatura del producto petrolero en el tanque, como el nivel del producto es de 33'5 1/8'', entonces se deben tomar temperaturas en los niveles tercios medios que se indican a continuación:

- Nivel superior 27.5'
- Nivel medio 16.5'
- Nivel inferior 5.5'

Obteniendo las siguientes temperaturas:

Para 6´ una temperatura de 76.4 ° F

Para 18´ una temperatura de 76.5 ° F

Para 30´ una temperatura de 76.6 ° F

Por lo tanto, se obtiene una temperatura promedio de:

$$T \text{ promedio} = (76.4+76.5+76.6) /3 = 76.5 \text{ ° F}$$

Paso 8: Se procede a obtener la gravedad API observada, introduciendo un hidrómetro en una muestra de producto petrolero tomada del tanque, obteniendo como resultado una lectura de la gravedad API observada de 62.0

Paso 9: Con la temperatura del producto y la gravedad API observada se procede a encontrar la gravedad API estándar (a 60 ° F) como se indicó en el ejemplo 1

Se utiliza la tabla 5B para encontrar la gravedad API corregida de la siguiente manera:

En la fila superior se busca la gravedad API observada (la leída en el hidrómetro) y en la primera fila izquierda se busca la temperatura promedio del tanque, obteniendo una gravedad API de 59.9

Tabla X. Tabla 5B

TABLE 5B, GENERALIZED PRODUCTS
API CORRECTION TO 60 F

TEMP. F.	API GRAVITY AT OBSERVED TEMPERATURE CORRESPONDING API GRAVITY AT 60 F											TEMP. F.
	60.0	60.5	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0	63.5	64.0	64.5	65.0	
75.0	58.1	58.6	59.1	59.6	60.0	60.5	61.0	61.5	62.0	62.5	63.0	75.0
75.5	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	60.5	61.0	61.4	61.9	62.4	62.9	75.5
76.0	58.0	58.5	58.9	59.4	59.9	60.4	60.9	61.4	61.9	62.3	62.8	76.0
76.5	57.9	58.4	58.9	59.4	59.9	60.3	60.8	61.3	61.8	62.3	62.8	76.5
77.0	57.8	58.3	58.8	59.3	59.8	60.3	60.8	61.2	61.7	62.2	62.7	77.0
77.5	57.8	58.3	58.8	59.2	59.7	60.2	60.7	61.2	61.7	62.1	62.6	77.5
78.0	57.7	58.2	58.7	59.2	59.7	60.1	60.6	61.1	61.6	62.1	62.6	78.0
78.5	57.7	58.1	58.6	59.1	59.6	60.1	60.6	61.0	61.5	62.0	62.5	78.5
79.0	57.6	58.1	58.6	59.0	59.5	60.0	60.5	61.0	61.5	62.0	62.4	79.0
79.5	57.5	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	60.4	60.9	61.4	61.9	62.4	79.5
80.0	57.5	58.0	58.4	58.9	59.4	59.9	60.4	60.9	61.3	61.8	62.3	80.0
80.5	57.4	57.9	58.4	58.9	59.3	59.8	60.3	60.8	61.3	61.8	62.2	80.5
81.0	57.4	57.8	58.3	58.8	59.3	59.8	60.2	60.7	61.2	61.7	62.2	81.0
81.5	57.3	57.8	58.3	58.7	59.2	59.7	60.2	60.7	61.1	61.6	62.1	81.5
82.0	57.2	57.7	58.2	58.7	59.2	59.6	60.1	60.6	61.1	61.6	62.0	82.0
82.5	57.2	57.6	58.1	58.6	59.1	59.6	60.1	60.5	61.0	61.5	62.0	82.5
83.0	57.1	57.6	58.1	58.5	59.0	59.5	60.0	60.5	60.9	61.4	61.9	83.0
83.5	57.0	57.5	58.0	58.5	59.0	59.4	59.9	60.4	60.9	61.4	61.8	83.5
84.0	57.0	57.5	57.9	58.4	58.9	59.4	59.9	60.3	60.8	61.3	61.8	84.0
84.5	56.9	57.4	57.9	58.4	58.8	59.3	59.8	60.3	60.8	61.2	61.7	84.5
85.0	56.9	57.3	57.8	58.3	58.8	59.3	59.7	60.2	60.7	61.2	61.6	85.0
85.5	56.8	57.3	57.7	58.2	58.7	59.2	59.7	60.1	60.6	61.1	61.6	85.5
86.0	56.7	57.2	57.7	58.2	58.6	59.1	59.6	60.1	60.6	61.0	61.5	86.0
86.5	56.7	57.1	57.6	58.1	58.6	59.1	59.5	60.0	60.5	61.0	61.4	86.5
87.0	56.6	57.1	57.6	58.0	58.5	59.0	59.5	60.0	60.4	60.9	61.4	87.0
87.5	56.5	57.0	57.5	58.0	58.5	58.9	59.4	59.9	60.4	60.8	61.3	87.5
88.0	56.5	57.0	57.4	57.9	58.4	58.9	59.3	59.8	60.3	60.8	61.3	88.0
88.5	56.4	56.9	57.4	57.9	58.3	58.8	59.3	59.8	60.2	60.7	61.2	88.5
89.0	56.4	56.8	57.3	57.8	58.3	58.7	59.2	59.7	60.2	60.6	61.1	89.0
89.5	56.3	56.8	57.3	57.7	58.2	58.7	59.2	59.6	60.1	60.6	61.1	89.5
90.0	56.2	56.7	57.2	57.7	58.1	58.6	59.1	59.6	60.0	60.5	61.0	90.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 60.0 TO 65.0

219

Fuente: API

Paso 10: Se procede a encontrar el FCV (factor de corrección de volumen), introduciendo un termómetro en la muestra para obtener una temperatura de referencia para encontrar el factor antes mencionado utilizando la tabla 6B de la siguiente manera:

Tabla XI. Tabla 6B

TABLE 6B, GENERALIZED PRODUCTS
VOLUME CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F										TEMP. F	
	55.0	55.5	56.0	56.5	57.0	57.5	58.0	58.5	59.0	59.5		60.0
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME TO 60 F												
75.0	0.9901	0.9901	0.9900	0.9900	0.9900	0.9899	0.9899	0.9898	0.9898	0.9898	0.9897	75.0
75.5	0.9898	0.9898	0.9897	0.9897	0.9896	0.9896	0.9895	0.9895	0.9895	0.9894	0.9894	75.5
76.0	0.9895	0.9894	0.9894	0.9893	0.9893	0.9892	0.9892	0.9891	0.9891	0.9891	0.9890	76.0
76.5	0.9891	0.9891	0.9890	0.9890	0.9890	0.9889	0.9889	0.9888	0.9888	0.9887	0.9887	76.5
77.0	0.9888	0.9888	0.9887	0.9887	0.9886	0.9886	0.9885	0.9885	0.9884	0.9884	0.9883	77.0
77.5	0.9885	0.9884	0.9884	0.9883	0.9883	0.9882	0.9882	0.9881	0.9881	0.9880	0.9880	77.5
78.0	0.9881	0.9881	0.9880	0.9880	0.9879	0.9879	0.9878	0.9878	0.9878	0.9877	0.9877	78.0
78.5	0.9878	0.9878	0.9877	0.9877	0.9876	0.9876	0.9875	0.9875	0.9874	0.9874	0.9873	78.5
79.0	0.9875	0.9874	0.9874	0.9873	0.9873	0.9872	0.9872	0.9871	0.9871	0.9870	0.9870	79.0
79.5	0.9871	0.9871	0.9870	0.9870	0.9869	0.9869	0.9868	0.9868	0.9867	0.9867	0.9866	79.5
80.0	0.9868	0.9868	0.9867	0.9867	0.9866	0.9865	0.9865	0.9864	0.9864	0.9863	0.9863	80.0
80.5	0.9865	0.9864	0.9864	0.9863	0.9863	0.9862	0.9862	0.9861	0.9860	0.9860	0.9859	80.5
81.0	0.9862	0.9861	0.9860	0.9860	0.9859	0.9859	0.9858	0.9858	0.9857	0.9856	0.9856	81.0
81.5	0.9858	0.9858	0.9857	0.9857	0.9856	0.9855	0.9855	0.9854	0.9854	0.9853	0.9852	81.5
82.0	0.9855	0.9854	0.9854	0.9853	0.9853	0.9852	0.9851	0.9851	0.9850	0.9850	0.9849	82.0
82.5	0.9852	0.9851	0.9850	0.9850	0.9849	0.9849	0.9848	0.9847	0.9847	0.9846	0.9846	82.5
83.0	0.9848	0.9848	0.9847	0.9846	0.9846	0.9845	0.9845	0.9844	0.9843	0.9843	0.9842	83.0
83.5	0.9845	0.9844	0.9844	0.9843	0.9842	0.9842	0.9841	0.9841	0.9840	0.9839	0.9839	83.5
84.0	0.9842	0.9841	0.9840	0.9840	0.9839	0.9838	0.9838	0.9837	0.9836	0.9836	0.9835	84.0
84.5	0.9838	0.9838	0.9837	0.9836	0.9836	0.9835	0.9834	0.9834	0.9833	0.9832	0.9832	84.5
85.0	0.9835	0.9834	0.9834	0.9833	0.9832	0.9832	0.9831	0.9830	0.9830	0.9829	0.9828	85.0
85.5	0.9832	0.9831	0.9830	0.9830	0.9829	0.9828	0.9828	0.9827	0.9826	0.9826	0.9825	85.5
86.0	0.9828	0.9828	0.9827	0.9826	0.9826	0.9825	0.9824	0.9824	0.9823	0.9822	0.9821	86.0
86.5	0.9825	0.9824	0.9824	0.9823	0.9822	0.9822	0.9821	0.9820	0.9819	0.9819	0.9818	86.5
87.0	0.9822	0.9821	0.9820	0.9820	0.9819	0.9818	0.9817	0.9817	0.9816	0.9815	0.9814	87.0
87.5	0.9818	0.9818	0.9817	0.9816	0.9816	0.9815	0.9814	0.9813	0.9813	0.9812	0.9811	87.5
88.0	0.9815	0.9814	0.9814	0.9813	0.9812	0.9811	0.9811	0.9810	0.9809	0.9808	0.9808	88.0
88.5	0.9812	0.9811	0.9810	0.9810	0.9809	0.9808	0.9807	0.9806	0.9806	0.9805	0.9804	88.5
89.0	0.9809	0.9808	0.9807	0.9806	0.9805	0.9805	0.9804	0.9803	0.9802	0.9801	0.9801	89.0
89.5	0.9805	0.9804	0.9804	0.9803	0.9802	0.9801	0.9800	0.9800	0.9799	0.9798	0.9797	89.5
90.0	0.9802	0.9801	0.9800	0.9799	0.9799	0.9798	0.9797	0.9796	0.9795	0.9795	0.9794	90.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 55.0 TO 60.0

Fuente: API

En la fila superior se busca la gravedad API corregida (60 °F), es decir 59.9 y en la primera columna de la izquierda se busca la temperatura leída en el termómetro introducido en la muestra del producto petrolero tomada, siendo ésta de 77 ° F.

Se puede observar que la temperatura de 77 ° F si aparece en la columna izquierda, pero en la fila superior no aparece la gravedad API de 59.9, por lo tanto hay que interpolar, como se muestra a continuación:

Tabla XII. Parte de la tabla 6B

Temperatura en ° F	Gravedad API a 60 ° F	
	59.5	60
77	0.9884	0.9883

Fuente: **API**

Como se tiene una gravedad API corregida es de 59.9, la misma se encuentra entre 59.5 y 60.0 por lo cual hay que interpolar para encontrar el valor del factor de corrección de volumen que se encuentra entre 0.9884 y 0.9883, realizando los siguientes cálculos.

Tabla XIII. Parte de la tabla B para interpolar

Temperatura en ° F	Gravedad API a 60 ° F		
	59.5 = C	59.9 = B	60 = A
87.5	0.9884 = E	x	0.9883 = D

Fuente: **API**

Se obtiene el factor de corrección interpolando con la siguiente fórmula:

$$\frac{A - B}{A - C} = \frac{D - X}{D - E}$$

Sustituyendo valores se obtiene el siguiente resultado:

$$\frac{60 - 59.9}{60 - 59.5} = \frac{0.9883 - X}{0.9883 - 0.9884}$$

Obteniendo un valor de FCV (factor de corrección de volumen) igual a 0.98831

Paso 11: Se procede a encontrar el VBS (volumen bruto estándar) con la fórmula siguiente:

$$VBS = VBO * FCV$$

Teniendo los valores de VBO = 1, 519,657 galones

$$FCV = 0.98831$$

Se sustituyen los valores y se obtiene el siguiente resultado:

$$VBS = (1, 519,657) (0.98831) = 1501892.21 \text{ galones}$$

Siendo éste el volumen de producto petrolero almacenado dentro del tanque

Volumen de producto petrolero almacenado en el tanque = 1501892.21 galones, si el resultado se desea en barriles se utiliza la siguiente conversión:

$$\text{Volumen en Barriles} = 1501892.21 / 42 = \mathbf{35759.33}$$

Paso 12: Se procede a aplicar al VBS el FCT (factor de corrección de techo) que indica las tablas.

La tabla de calibración del tanque indica lo siguiente:

- Por cada 1.0 API debajo 62 sumar 4.98 galones
- Por cada 1.0 API sobre 62 restar 4.98 galones

Como la gravedad API corregida es 59.9.

Entonces la diferencia entre la gravedad API observada y la corregida será 2.1.

Por lo tanto lo que se debe de sumar al VBS (volumen bruto estándar) es:

Galones a sumar por corrección de techo flotante = $2.1 * 4.98 = 10.458$

Por lo cual se obtendría un volumen total de producto almacenado en el tanque de: 1501902.66 galones = 35,759.58 Barriles

3.13 Consecuencias de errores cometidos en la medición y cálculo del volumen de un producto petrolero almacenado en un tanque

3.13.1 Consecuencias en la medición del nivel de producto petrolero

Ejemplo 1: Si se tiene un tanque con las condiciones iniciales siguientes:

Tanque con un diámetro	:	30 metros.
Nivel inicial de producto	:	15,867 mm.
T° Inicial	:	70 °F
API 60°F inicial	:	35.0

Y se le cargan 1220 m³ de Diesel, teniendo un al finalizar la carga las condiciones finales siguientes:

Nivel Final : **17,600 mm**
T° Final : **70 °F**
API 60°F Iniciales : **35.0**

Tomando un extracto de la tabla de calibración del referido tanque se obtienen los siguientes volúmenes para los niveles descritos:

Tanque de 30m de Diámetro
Extracto de la Tabla de Calibración

<u>Sonda (mm)</u>	<u>Volumen (m3)</u>	<u>Sonda (mm)</u>	<u>Volumen (m3)</u>
15,865	11, 216,560	17,600	12, 443,200
15,866	11, 217,260	17,601	12, 443,910
15,867	11, 217,970	17,602	12, 444,610
15,868	11, 218,680	17,603	12, 445,320
15,869	11, 219,380	17,604	12, 446,030
15,870	11, 220,090	17,605	12, 446,740

Si se tuviera una medición con un error de 5mm en la lectura del nivel final del producto petrolero almacenado se tendrían los siguientes resultados:

Error de 5mm en la Medición de Nivel

- Versión Exacta:

Tabla XIV. Extracto de tabla de calibración de un tanque

Altura (mm)	VBO (m3)	API 60°F	T° (°F)	T-6B	VBS (m3)
15,867	11,217,970	35	70	0,9954	11,166,367
17,600	12,443,200	35	70	0,9954	12385961
	1,225,230				1,219,594

Fuente: **SGS**

- Medición Errada de Nivel:

Tabla XV. Extracto de tabla de calibración de un tanque

Altura (mm)	VBO (m3)	API 60°F	T° (°F)	T-6B	VBS (m3)
15,867	11,217,970	35	70	0,9954	11,166,367
17,605	12,446,740	35	70	0,9954	12,389,485
	1,228,770				1,223,118

Fuente: **SGS**

Se puede observar que un error de 5mm en la medición del nivel de producto petrolero produce un excedente de 3,540 m³, lo cual representa un excedente de 0.29 %.

3.13.2 Consecuencias de errores cometidos en la lectura de la temperatura del producto petrolero

Ejemplo 2: Si se tiene un tanque con las condiciones iniciales del tanque del ejemplo 1, es decir:

Tanque con un diámetro : **30 metros.**
Nivel Inicial de Producto : **15,867 mm.**
T° Inicial : **70 °F**
API 60°F Inicial : **35.0**

Y se le cargan 1220 m³ de Diesel, teniendo un al finalizar la carga las condiciones finales siguientes:

Nivel Final : 17,600 mm
T° Final : 69 °F
API 60°F Iniciales : 35.0

Si se tuviera una medición con un 1 °F en la lectura final de la temperatura del producto petrolero almacenado se tendrían los siguientes resultados:

- Versión exacta

Tabla XVI. Extracto de tabla de calibración de un tanque

Altura (mm)	VBO (m3)	API 60°F	T° (°F)	T-6B	VBS (m3)
15,867	11,217,970	35	70	0,9954	11,166,367
17,600	12,443,200	35	70	0,9954	12385961
	1,225,230				1,219,594

Fuente: **SGS**

- Versión Errada

Tabla XVII. Extracto de tabla de calibración de un tanque

Altura (mm)	VBO (m3)	API 60°F	T° (°F)	T-6B	VBS (m3)
15,867	11,217,970	35	70	0,9954	11,166,367
17,600	12,443,200	35	69	0,9958	12,390,939
	1,225,230				1,224,572

Fuente: **SGS**

Se puede observar que un error de **1 °F** en la medición de la temperatura del producto petrolero produce un excedente de 4,978 m³, lo cual representa un excedente de 0.41 %.

3.13.3 Consecuencia de errores cometidos en la lectura de la gravedad api del producto petrolero

Ejemplo 3: Si se tiene un tanque con las condiciones iniciales del ejemplo 1y2, es decir:

Tanque con un diámetro	:	30 metros.
Nivel Inicial de Producto	:	15,867 mm.
T° Inicial	:	70 °F
API 60°F Inicial	:	35.0

Y se le cargan 1220 m³ de Diesel, teniendo un al finalizar la carga las condiciones finales siguientes:

Nivel Final	:	17,600 mm
T° Final	:	70 °F
API 60°F Iniciales	:	34.8

Si se tuviera una medición con un error de **0.2 ° en la Graveda API** del producto petrolero almacenado se tendrían los siguientes resultados:

- Versión exacta

Tabla XVIII. Extracto de tabla de calibración de un tanque

Altura (mm)	VBO (m3)	API 60°F	T° (°F)	T-6B	VBS (m3)
15,867	11,217,970	35	70	0,9954	11,166,367
17,600	12,443,200	35	70	0,9954	12385961
	1,225,230				1,219,594

Fuente: **SGS**

- Versión errada

Tabla XIX Extracto de tabla de calibración de un tanque

Altura (mm)	VBO (m3)	API 60°F	T° (°F)	T-6B	VBS (m3)
15,867	11,217,970	35	70	0,9954	11,166,367
17,600	12,443,200	35	69	0,9958	12,390,939
	1,225,230				1,219,594

Fuente: **SGS**

Se puede observar que un error en la lectura de la gravedad API repercute en menor porcentaje en los cálculos finales del volumen de producto petrolero almacenado.

Con este ejemplo se demuestra que un error en la lectura de la temperatura del producto petrolero almacenado en el tanque produce mayor error en el cálculo del volumen total del producto petrolero.

CONCLUSIONES

1. Se analizó que los aspectos relacionados a la medición de petróleo y sus derivados en las plantas de almacenamiento, en el Departamento de Ingeniería y Operaciones del Ministerio de Energía y Minas carecían de un instrumento teórico-técnico que indicara los lineamientos a seguir, según las normas internacionales que se refieren al manejo de petróleo y sus derivados.
2. La mayoría de mediciones que se realizan en los tanques atmosféricos verticales de las terminales que carecen de fundamentos teóricos, debido a que el adiestramiento del personal se hace de forma empírica, sin saber dicho personal que debe realizarse dicha medición bajo distintas normas internacionales que rigen esta práctica.
3. Es necesario que el personal técnico que realiza las mediciones de productos petroleros en las plantas o terminales de almacenamiento posean las bases teóricas necesarias para obtener un volumen de producto petrolero más exacto.
4. Dentro de las terminales de almacenamiento se utiliza el equipo de protección personal pero en ocasiones por molestias provocadas por el clima (lluvia o calor) se dejan de utilizar ciertos accesorios como mascarillas, arnés para prevenir caídas, etc. Los instrumentos que se utilizan para medir se calibran correctamente aplicando las normas internacionales que regulan el manejo de petróleo y productos petroleros.

5. Las terminales de almacenamiento cuentan con áreas específicas para cada una de las actividades que allí se realizan (área de tuberías de carga y descarga, área de tanques de almacenamiento, área de laboratorios, etc.), pero la rotulación preventiva existente en cada una de las áreas se encuentra parcial o totalmente deteriorada y el personal en ocasiones ignora lo indicado en ellas.

6. En las terminales de almacenamiento de productos petroleros, la medición de los tanques atmosférico vertical en ocasiones no se realiza bajo las normativas que rigen el manejo del producto descrito provocando cierta variación entre una medición y otra.

RECOMENDACIONES

Al personal técnico del Ministerio de Energía y Minas:

1. Que todo personal técnico sea instruido bajo los procedimientos dictados en la normativa descrita en el presente manual, para llevar un mejor control de las mediciones en las terminales de almacenamiento.
2. Brindar toda ayuda con respecto al tema, a toda entidad o persona individual que a sí lo requiera, utilizando la normativa a la que se hace referencia en este manual, debido a que en Guatemala la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros incluye a una gran cantidad de empresas y trabajadores nacionales y extranjeros.
3. A todo el personal técnico encargado de llevar a cabo las mediciones en las terminales o plantas de almacenamiento, respetar los procedimientos que indican las normas internacionales indicada en este manual, ya que la aplicación correcta de dichos procedimientos brindara resultados más exactos en la medición.

Al personal técnico de las plantas de almacenamiento de petróleo y sus derivados:

4. Al personal que labora en las terminales de almacenamiento prestar toda la colaboración en cuanto a la aplicación de los procedimientos descritos en este manual, debido a que la industria del petróleo se rige y reconoce las normas descritas en este trabajo, con lo cual se busca una mayor exactitud en las mediciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos. **Ley de Comercialización de Hidrocarburos y su Reglamento.**
Decreto 109-97. Guatemala: noviembre 1997.
2. Comisión Guatemalteca de Normas, COGUANOR NGO 51 020. **Manual de petróleo y productos petroleros.**
Guatemala: Octubre 1997.
3. Nacional Fire Protección Asociación, 30. **Líquidos inflamables y combustibles,** Edición 1996.
4. Nacional Fire Protección Asociación, 30 A. **Líquidos inflamables y combustibles,** Edición 2000.
5. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. **Guía ambiental sobre manejo de petróleo y sus derivados.**
Guatemala: Septiembre 2003.
6. SGS
Guía para medición de tanques en tierra
Guatemala: Enero 2006

APÉNDICES

APÉNDICE 1

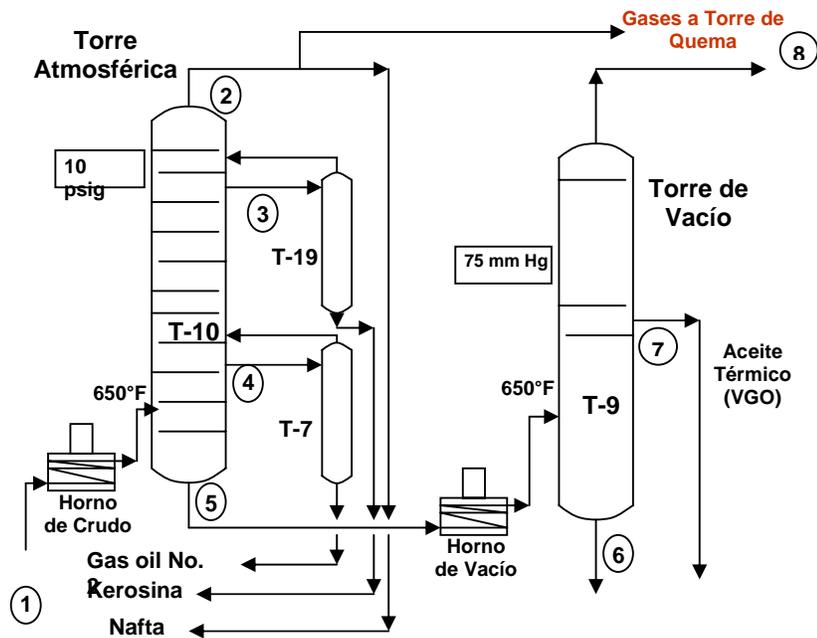
PROCESO DE DESTILACIÓN DE CRUDO EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD, PETÉN

El diagrama siguiente es una simplificación del proceso de destilación de crudo en la refinería hasta obtener el Asfalto como producto final:

El crudo pasa primero por un tren de precalentamiento donde aprovecha el calor de los mismos productos de la planta.

Este calentamiento se lleva a cabo en **Intercambiadores de calor**.

Figura. 37 Diagrama de destilación para obtener asfalto



Fuente: Archivo técnico Ministerio de Energía y Minas

Figura 38. Intercambiador de calor I-18 existente en la Refinería la Libertad



Fuente: **Archivo Técnico Ministerio de Energía y Minas**

El crudo luego pasa por un **Desalinador**. En este equipo se le remueven sales al petróleo lavándolo con agua. Evita que más adelante, mas caliente, produzca corrosión.

Figura 39. Desalinador V-30 existente en la Refinería la libertad



Fuente: **Archivo técnico del Ministerio de Energía y Minas**

El crudo ya libre o casi libre de sales pasa luego a una **Torre Desgasificadora** donde se le separan gases livianos.

Del fondo de esta torre pasa al segundo tren de precalentamiento donde el crudo absorbe calor del Asfalto que se produce.

Después el crudo, que a estas alturas ya va caliente, entra al **Horno de crudo** donde incrementa su temperatura a 650 °F.

Figura 40. Horno C-106 existente en la Refinería la Libertad



Fuente: **Archivo Técnico Ministerio de Energía y Minas**

A continuación el crudo entra a la **Torre Atmosférica** donde se efectúa la separación de las fracciones en base a sus distintos puntos de ebullición.

Figura 41. Torre Atmosférica



Fuente: **Archivo Técnico Ministerio de Energía y Minas**

De la parte superior de la torre salen los vapores de nafta que se enfrían y luego se reinyectan al oleoducto, de arriba hacia abajo, el siguiente producto es la kerosina que pasa al Despojador de kerosina, donde se purifica por medio de vapor para luego ir a almacenaje ó reinyectarse al oleoducto.

El siguiente producto es el Gas oil # 2, Este pasa al Despojador de Gas oil donde se purifica por medio de vapor y de aquí es enfriado y se almacena.

Del fondo de la torre, sale el Crudo reducido, pasa a un Horno para calentarse otra vez a 650 °F y entra a la Torre de vacío donde por medio del vacío se logra separar una fracción "liviana". Del fondo el la torre de vacío se obtiene el Asfalto, siendo este el producto final.

Para despachar a los camiones cisterna se tiene que mantener a una temperatura de 300 °F. Para que el calor no se pierda los tanques se encuentran enchaquetados.

En la parte superior de las Torres de proceso se produce gas con alto contenido de H₂S que por razones de Seguridad y Medio Ambiente es eliminado en la torre de quema.

El Gas oil almacenado se dirige hacia la Unidad Desulfurizadora, donde se reduce el contenido del azufre de 3.5% a 1.5%.

Esto se logra por medio de una planta de extracción líquido - líquido. Donde un solvente entra en contacto con el gas oil y le extrae el azufre.

El solvente se regenera luego, para volverse a usar y el azufre se va al crudo.

Algunas de las ventajas de asfalto obtenido en la refinería:

- Una materia prima constante de excelentes propiedades: El Crudo Xan, un crudo asfáltico de 16°API producido en Guatemala.
- Certificados de calidad donde se garantizan las especificaciones del mismo de acuerdo a normas internacionales.
- Un laboratorio con tecnología de punta que está inscrito en el programa de Referencia llamado Proficiency Sample Program, de la AASHTO Material Reference Laboratory (AMRL).
- Un almacenamiento de 1,500,000 gal de Asfalto y una capacidad de producción de 3,000 bbl/día para garantizar el suministro del mismo.

APÉNDICE 2

Figura 42. Tanques para almacenar Asfalto en la Refinería la Libertad

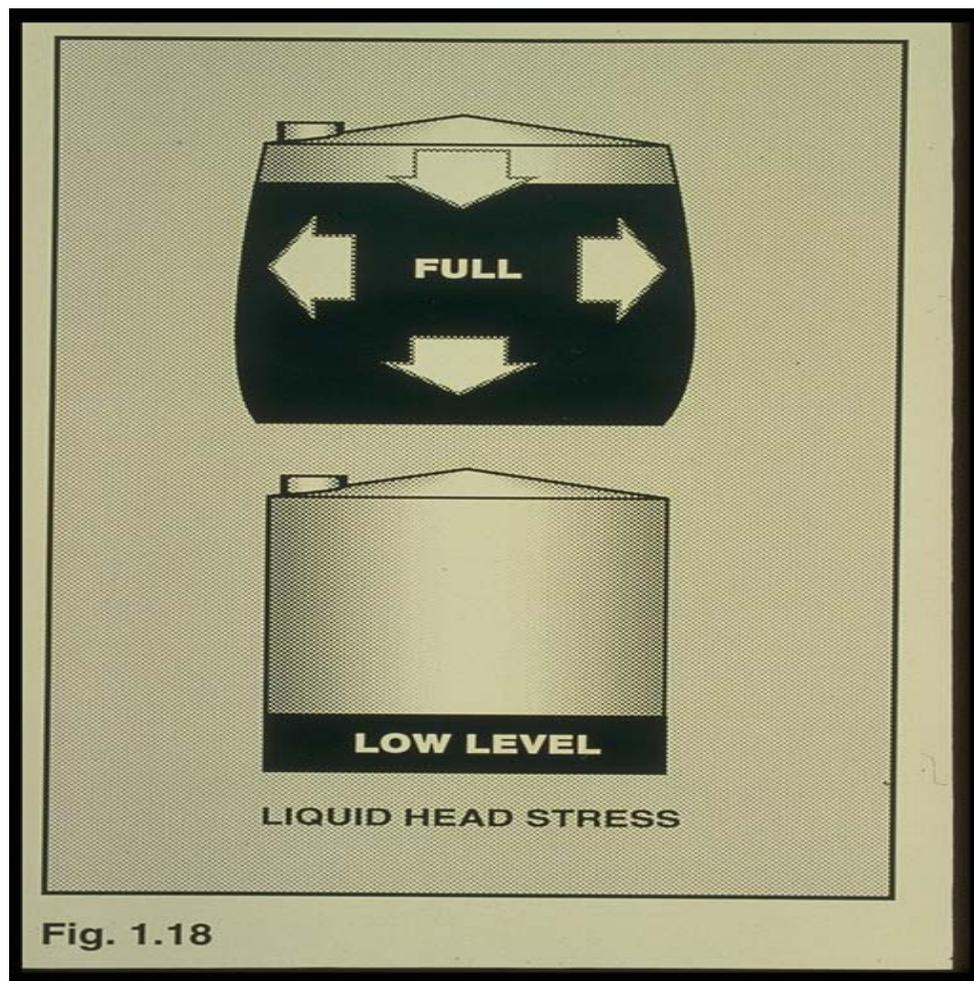


Fuente: Archivo Técnico Ministerio de Energía y Minas

ANEXOS

Los tanques atmosféricos verticales sufren en ocasiones una expansión de las paredes debido al peso del producto que almacenan, como se muestra en la figura 36.

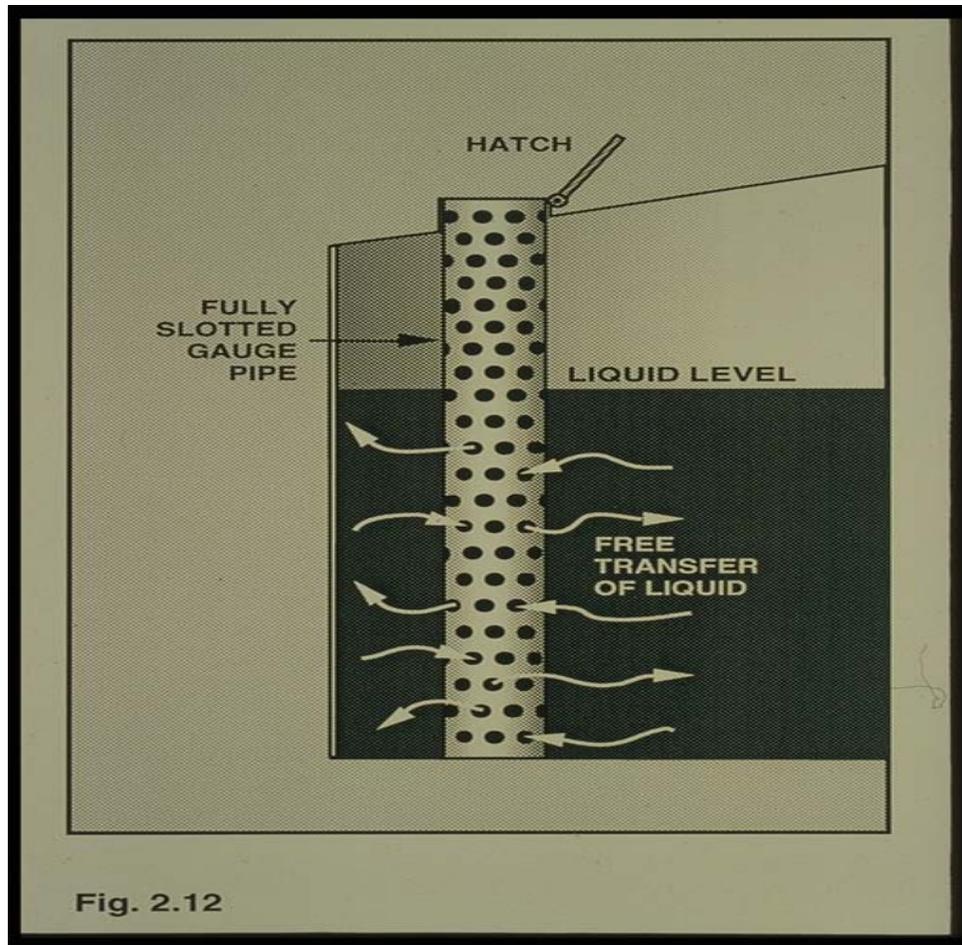
FIGURA 43. Expansión de las paredes debido al peso del líquido



Fuente: Archivo Técnico Ministerio de Energía y Minas

Algunos atmosféricos verticales poseen una tubería de sondaje interna para la medición del producto petrolero por este método.

Figura 44. Detalle de la configuración de un tubo de sondaje de un tanque



Fuente. Archivo Técnico Ministerio de Energía y Minas