



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS EN LA INGENIERÍA CARRERA
DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“ELABORACIÓN DE UNA GUÍA PARA MEDICIÓN ESTÁTICA DE PETRÓLEO E
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO”**

TESINA

AUTOR:

BUNCE VILLACIS MÓNICA JEANETH

TUTOR:

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“ELABORACIÓN DE UNA GUÍA PARA MEDICIÓN ESTÁTICA DE
PETRÓLEO E HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN TANQUES DE
ALMACENAMIENTO”**

TESINA

AUTOR:

BUNCE VILLACIS MÓNICA JEANETH

TUTOR:

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, Mg.

**LA LIBERTAD – ECUADOR
2020**



Santa Elena, 28 de septiembre 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.
Director (e) de la Carrera de Petróleo
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**ELABORACIÓN DE UNA GUÍA PARA MEDICIÓN ESTÁTICA DE PETRÓLEO E HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: Mónica Jeaneth Bunce Villacis
N. de Cedula: 0503687030
Correo: villacismonica1996@hotmail.com
Firma:

Tutor: Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.
N. de Cedula: 0913412367
Correo: cportilla@upse.edu.ec
Firma:

ÍNDICE DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	vi
INDICE DE TABLAS	vi
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	2
El problema	2
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Objetivos.....	3
1.2.1. Objetivo General	3
1.2.2. Objetivos Específicos.....	3
1.3. Justificación.....	4
CAPITULO II	5
2. Marco Teórico.....	5
2.1. Generalidades.....	5
2.2. Tanque de almacenamiento	6
2.2.1. Partes de un tanque de almacenamiento.....	6
2.2.2. Clasificación de tanques de almacenamiento.....	9
2.2.3. Calibración	13
2.2.4. Problemas en los tanques de almacenamiento.....	14
2.3. Equipos de medición	15
2.3.1. Cinta de medición.....	15
2.3.2. Pasta de medición	17
2.3.3. Medidores automáticos de tanques (ATG)	17
2.4. Medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos.....	18
2.4.1. Referencias normativas	19
2.5. Medición manual.....	20
2.5.1. Medición de vacío	20
2.5.2. Medición de fondo	21
2.5.3. Medición del nivel de agua libre.....	22
2.5.4. Medición de temperatura	23
2.6. Medición automática.....	23
2.6.1. Medición al vacío	24

2.6.2.	Medición al fondo	24
2.7.	Liquidación de tanques	24
2.8.	Medidas preventivas a posibles riesgos	24
2.8.1.	Descargas de electricidad estática	24
2.8.2.	Producto en el aire.....	25
CAPITULO III.....		26
3.	Desarrollo.....	26
3.1.	Flujograma de proceso para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos..	27
3.1.1.	Equipo de protección personal.....	28
3.1.2.	Revisión de equipos de medición y tanques de almacenamiento.....	28
3.1.3.	Selección de tipo de medición	29
3.1.4.	Lecturas	33
3.1.5.	Determinación de volumen neto.....	33
3.2.	Metodología para el levantamiento de información.....	36
CAPITULO IV		37
4.	Conclusiones y recomendaciones.....	37
4.1.	Conclusiones.....	37
4.2.	Recomendaciones	37
CAPÍTULO V.....		39
Bibliografía.....		39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Elementos de un Tanque de almacenamiento.....	8
Figura 2. Clasificación de tanques de almacenamiento por su forma	9
Figura 3. Tanque cilíndrico vertical con techo cónico.....	10
Figura 4. Tanque cilíndrico vertical tapa cóncava	10
Figura 5. Tanque cilíndrico con techo flotante	11
Figura 6. Tanque cilíndrico vertical con techo flotante interno (Domo Geodésico).....	11
Figura 7. Tanque esférico.....	12
Figura 8. Clasificación de tanques de almacenamiento por el producto almacenado.....	12
Figura 9. Cinta de medición	15
Figura 10. Medición de vacío	21
Figura 11. Medición de fondo	22
Figura 12. Termómetro electrónico digital.....	23
Figura 13. Flujograma del proceso de medición estática de petróleo e hidrocarburo líquido en tanques de almacenamiento	27

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Normas de calibración para tanques de almacenamiento.....	14
Tabla 2. Características de la Cinta de medición.....	16
Tabla 3. Rangos de tolerancia de transferencia de custodia	18
Tabla 4. Normas API para la medición estática en tanques	20
Tabla 5. Equipo de protección personal	28
Tabla 6. Coeficientes lineales de expansión	35

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Elaboración de una guía para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento.

Autor: Bunce Villacis, Mónica Jeaneth

Tutor: Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

RESUMEN

En la industria hidrocarburífera la medición estática se define como la medida de volumen, temperatura y propiedades físicas del hidrocarburo, encontradas en un tanque de almacenamiento ya sea de petróleo, derivados o GLP. Proceso en el cual se puede determinar el nivel de fluidos dentro de un tanque de almacenamiento, este proceso puede determinar si existen pérdidas por vaporización, fugas por corrosión de los materiales, el nivel de agua libre, la cantidad de sedimentos almacenados, en el fondo del tanque.

El presente trabajo de investigación presenta la elaboración de una guía para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos, aplicando las normas API – MPMS por sus siglas en inglés (Manual of Petroleum Measurement Standards). Entre las normas que deben ser evaluadas se menciona la norma “API 3.1A Y API 3.1B”, las cuales hacen referencia a los diferentes métodos de medición estática para la determinación del nivel de líquido como son la medición manual y automática, de igual forma las medidas preventivas en caso de presentarse un problema operacional.

Se busca sintetizar la información de los procedimientos y equipos de medición (cinta de medición, plomada, medidores automáticos de tanques, entre otros) utilizadas para la medición con la finalidad de mejorar los resultados al momento de determinar el volumen neto de un tanque de almacenamiento.

Además, de una breve descripción de los tanques de almacenamiento, su funcionamiento, estructura, como también las normas de calibración para una correcta contabilización de hidrocarburos.

Palabras claves: Medición Estática – Tanque – Sistema – Procedimientos.

INTRODUCCIÓN

La medición estática determina la cantidad de hidrocarburos líquidos que se encuentra en un tanque de almacenamiento, proceso que se puede realizar por medición manual o automática. Se debe tomar en consideración algunos aspectos antes de entrar en los detalles específicos de la medición estática de tanques de almacenamiento. Todos los líquidos se expanden al aumentar su temperatura y se contraen si su temperatura disminuye. Este es un aspecto fundamental en la medición de petróleo e hidrocarburos y líquidos.

En general, el petróleo y sus derivados se venden en unidades de volumen, usualmente barriles o metros cúbicos. Debido que el volumen varía con la temperatura, es necesario calcular dichos volúmenes a una temperatura estándar (o de referencia), con el fin de mantener la consistencia del producto a medir. Las temperaturas estándar que se usan en la industria del petróleo son 60°F o 15°C (BZ Consulting, 2016).

En el primer capítulo se describe el planteamiento del problema, la justificación del tema escogido y los objetivos que se clasifican en generales y en específicos los cuales enuncian hacia dónde va dirigido el presente trabajo. El capítulo dos, hace referencia a todo el marco teórico, este capítulo incluye conceptos generales de los términos más utilizados para un mejor entendimiento, descripción de los tanques de almacenamiento, tipos de mediciones estáticas, equipos de medición utilizados, y medidas preventivas a posibles riesgos operacionales.

En el tercer capítulo, se diseña un flujograma del proceso de medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos, describiendo todos los procedimientos y recomendaciones para garantizar una mejor precisión en la toma de lecturas del nivel del producto, y brindar una mayor comprensión a toda la información recopilada, adicionalmente se detalla la metodología utilizada en el presente trabajo.

El último capítulo está compuesto por las conclusiones y recomendaciones. Las cuales hacen referencia a los objetivos planteados y facilitar oportunidades de mejora encontradas durante la realización de este trabajo.

CAPITULO I

El problema

1.1. Planteamiento del problema

Los tanques de almacenamiento de petróleo e hidrocarburos líquidos pueden generar varios problemas técnicos al momento de realizar la medición estática, dichos problemas se detallan a continuación:

Las pérdidas de evaporación en el aire afectan la cuantificación de los hidrocarburos, para evitar eso se emplean techos flotantes que pueden ser exteriores o interiores. Para que un techo flotante pueda circular libremente, la pared del cilindro debe ser circular, con pequeñas tolerancias en las deformaciones para evitar que se trabe el mecanismo de movimiento con el nivel del líquido (Godoy, 2006).

La combinación de vapores inflamables en bajas concentraciones con el aire, puede inducir a mareos, pérdida de conciencia y en el peor escenario causar la muerte del personal técnico destinado a la medición de tanques. Por tal motivo, la seguridad y salud en el trabajo es importante considerar a la hora del diseño de la guía de medición estática de hidrocarburos.

Otro punto importante para considerar al momento de proceder a la medición estática es la omisión de los pasos a cumplir en el proceso para obtener las lecturas correspondientes, provocando una mala interpretación de las lecturas, teniendo como consecuencia problemas serios en el sistema.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Elaborar una guía para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos, analizando los estándares vigentes con el fin de brindar una mayor exactitud y eficiencia en la medición, así como también acciones preventivas en caso de problemas operacionales.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Analizar las normas API - MPMS para la medición estática de hidrocarburos en tanques.
- Identificar los diferentes tanques de almacenamiento como también su estructura, funcionamiento y clasificación.
- Conocer los diferentes equipos de medición y métodos empleados para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos.
- Determinar riesgos operacionales.

1.3. Justificación

En la actualidad el petróleo es el recurso natural no renovable más importante de los países industrializados porque es fuente de energía, aporta a la economía y el desarrollo. Por más de cien años el petróleo y sus derivados representan el 2.5% del PIB mundial lo que significa un tercio de la energía primaria que se utiliza en el mundo (Bembibre, 2011).

El proceso de exploración, explotación, producción, refinación, almacenamiento, transporte y comercialización de petróleo y sus derivados, cada vez demandan un mejor control en cada una de sus fases para garantizar la eficiencia de todos sus procesos.

El almacenamiento de hidrocarburo es un proceso que requiere atención y precisión, para garantizar la seguridad y rentabilidad del negocio. Para llevar un correcto control de hidrocarburos en los tanques de almacenamiento se requiere de una correcta medición. Existen dos tipos de mediciones, la medición estática (volumen) y dinámica (caudal).

La presente guía, se enfocará netamente a la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos, permitiendo sintetizar la información de los procesos que conlleva dicha medición, garantizando así la precisión y mejorando el control, de acuerdo a los lineamientos ya establecidos para el óptimo desenvolvimiento operacional al momento de cuantificar el petróleo e hidrocarburos líquidos.

CAPITULO II

Marco Teórico

2.1. Generalidades

A continuación, definiremos los conceptos más empleados en esta guía con la finalidad de facilitar su comprensión:

Aforo: Profundidad del líquido en un tanque de almacenamiento.

Altura de Referencia: Es la altura “oficial” del tanque, medida desde el fondo, o desde la placa de medida, hasta el punto de referencia, cuando se calibra el tanque.

Altura de Referencia Observada: Es la altura, entre el punto de referencia y el fondo del tanque, medida al momento de efectuar la medición de nivel de líquido.

Calibración: Proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia o estándar.

Equipo de medición: Instrumento de medición, material de referencia o equipos auxiliares, necesarios para llevar a cabo un proceso de medición.

Punto de referencia de la medición: Es el punto, situado en el techo del tanque (normalmente sobre la escotilla de medición), desde el cual se ejecuta la medición.

Medición: La medición es la acción de medir, sirve para determinar magnitudes de un objeto en relación a otro objeto que sirve de patrón.

Medición directa: La medición directa se obtiene mediante la aplicación de instrumento de medida.

Medición indirecta: La medición indirecta se obtiene a partir de otras magnitudes relacionadas entre sí aplicando una determinada función matemática.

Medición estática: La medición estática es la determinación de la cantidad de hidrocarburos líquidos que se encuentra en un tanque de almacenamiento, proceso que se lo puede realizar por medición manual o medición automática.

Transferencia de custodia: Hace referencia al uso de sistemas de instrumentación que permite asegurar que la cantidad de un producto transferido entre dos o más partes sea la correcta.

Tabla de calibración del tanque: Es la tabla que indica el volumen que corresponde a cada altura de líquido medida en el tanque. Una Tabla de calibración puede calcularse y confeccionarse.

Volumen Bruto Estándar (GSV): Es el volumen total de producto y S&W, excluyendo al agua libre, corregido por un “factor de corrección de volumen, VCF”, a la temperatura estándar de 60°F o 15°C.

Volumen Bruto Observado (GOV): Es el volumen total de producto y S&W presente en el tanque, a la temperatura observada, excluyendo el agua libre.

Volumen Estándar: Son los volúmenes que son corregidos por la temperatura, ya que estos son registrados a la temperatura estándar la cual se establece en 60°F O 15°C.

Volumen Neto Estándar (NSV): Es el volumen total de petróleo crudo, sin agua libre (FW) ni agua y sedimentos en suspensión (S&W), a la temperatura estándar.

Volumen Observado: Se define como los volúmenes que no son corregidos por efecto de la temperatura, ya que son registrados a la temperatura observada del producto en el tanque.

2.2. Tanque de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento son recipientes de acero que están regidos por la relación producción – consumo, condiciones ambientales y el tipo de fluido a almacenar con unas condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso.

2.2.1. Partes de un tanque de almacenamiento

Existe una gran variedad de tanques de almacenamiento para productos derivados del hidrocarburo como también para el petróleo, todo depende de las necesidades básicas que se requieran en la industria petrolera, generalmente están equipados con accesorios estandarizados para su correcto funcionamiento. A continuación, se mencionan los más representativos:

Punto de referencia: Distancia vertical entre el punto de referencia y el fondo del tanque o la placa del nivel cero en el fondo del tanque.

Boca de aforo: Abertura en el techo del tanque, a través de la cual se toman las medidas y muestras para el aforo.

Boquilla de cuerpo: Permite la entra y salida del producto.

Cámara de espuma: Su función es la inyección superficial de espuma contraincendios

Entrada del hombre: Permite el acceso del personal de mantenimiento y la toma de medición al caso del tanque.

Escaleras y plataformas: Medio por el cual permite al personal acceder al tanque para efectuar operaciones en el mismo.

Desfogues o respiradores: Permite que los gases del petróleo crudo puedan liberarse cuando este llegue a la presión de escape.

Drenaje: Conducto por el cual se eliminan los excesos de fluidos dentro del tanque de almacenamiento.

Plataforma de aforo: Estructura instalada en la parte superior del tanque, sitio donde se efectúan los aforos de forma segura.

Plato de medición: Plato fijo localizado en el fondo del tanque, se encuentra directamente debajo del punto de referencia del líquido.

Sello del techo del tanque: Su función es disminuir las perdidas por evaporación al exterior, reduciendo el daño ambiental y el riesgo de posibles mezclas explosivas

Válvula de presión y vacío: Su función es liberar el exceso de presión o vacío que se pueden generar en el interior del tanque.

Válvula de emergencia: Permite liberar el exceso de presión que se puede generar en el interior del tanque.

Tubo de aforo: Es un tubo perforado, se encuentra ubicado desde el fondo del tanque hasta la boca de aforo, es utilizado para introducir la cinta de medición.

Transmisor indicador de presión: Su función es medir la presión del líquido almacenado en el tanque.

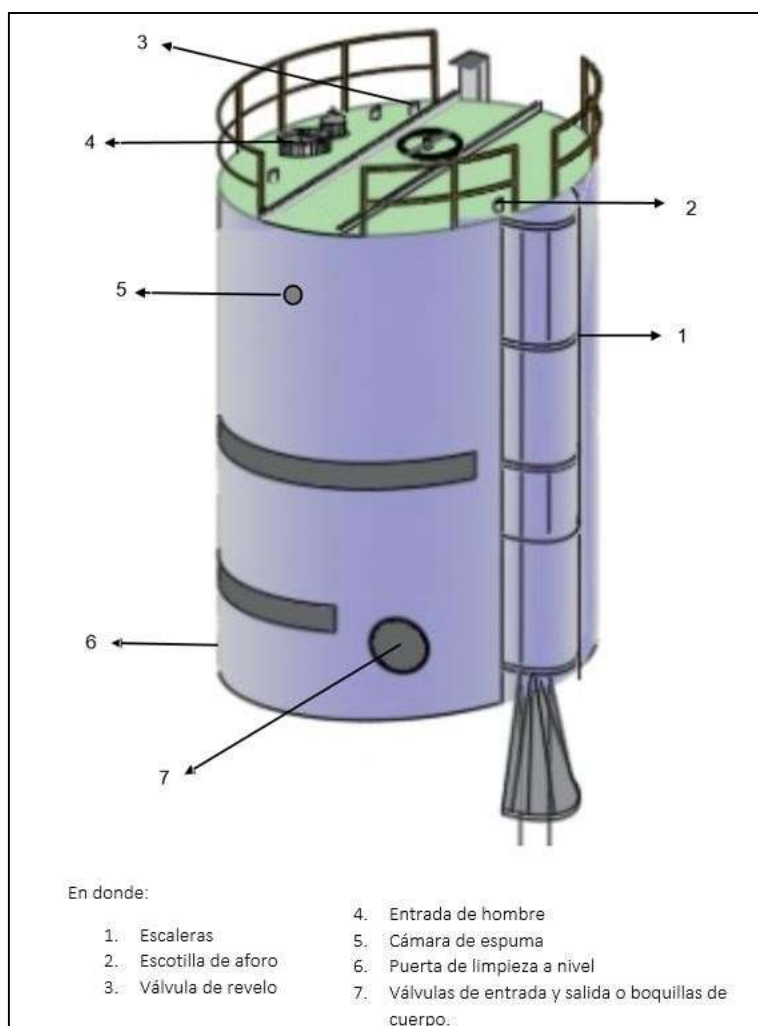


Figura 1. Elementos de un Tanque de almacenamiento

Fuente: Elaboración propia

2.2.2. Clasificación de tanques de almacenamiento

2.2.2.1. Por su forma

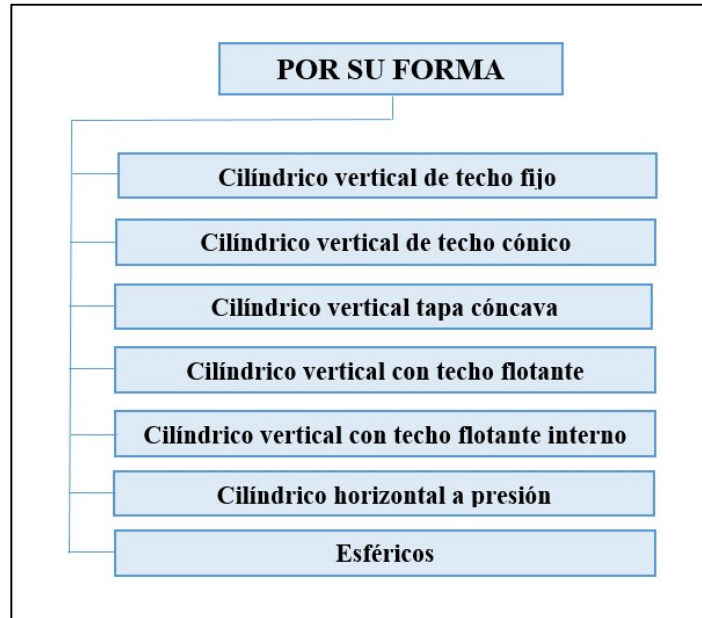


Figura 2. Clasificación de tanques de almacenamiento por su forma

Fuente: Elaboración propia

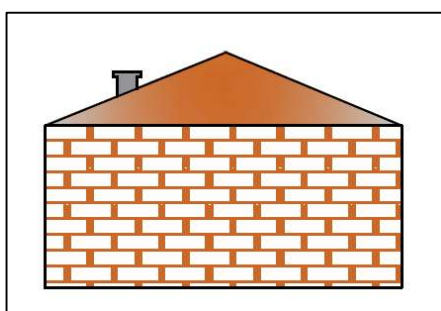
Cilíndrico vertical de techo fijo: Este tipo de tanque es ideal para almacenar productos como diésel, asfalto, petróleo y lubricante. Una desventaja de este tipo de tanques son las pérdidas por evaporación, las principales causas se dan por la variación de la temperatura, agitación, llenado y descarga del tanque al igual que el color del tanque.

Se ha observado que el color con el cual el tanque de almacenamiento es pintado influye en las pérdidas por vaporización, siendo el color negro el de mayores pérdidas anuales (1.24%) y color aluminio (0.83%) las de menores pérdidas; esto es para hidrocarburos con densidad de 0.8370 (gr/c) o 37.55 °API (Alberto, 2015).

Cilíndrico vertical con techo cónico: Por la forma de construcción, el techo es fijo y tiene forma cónica. Estos tanques no soportan presiones ni vacíos, por lo tanto, están

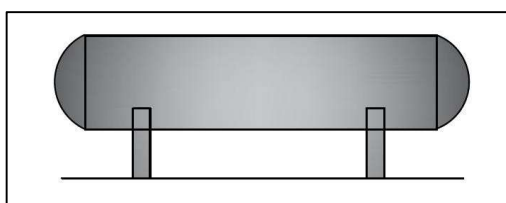
equipados de respiradores y/o válvulas de presión y vacío. Poseen líneas de espuma contraincendios y el techo esta sostenido por un soporte que puede llegar al fondo del tanque o se encuentra apoyado sobre las paredes de este.

Este tipo de tanque no tiene tendencia a producir vapores a temperaturas ambiente, es ideal para almacenar crudo, diésel, jet fuel ya que la presión interior del tanque no sobrepasa la presión atmosférica.



*Figura 3. Tanque cilíndrico vertical con techo cónico
Fuente: Elaboración propia*

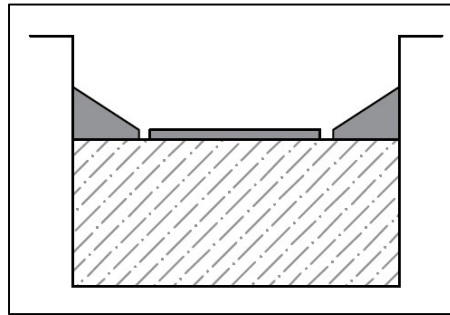
Cilíndrico vertical tapa cóncava: Se utilizan para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir con tendencia a emitir vapores a la temperatura ambiente. Como mecanismo de seguridad se instala un juego de válvulas de seguridad.



*Figura 4. Tanque cilíndrico vertical tapa cóncava
Fuente: elaboración propia*

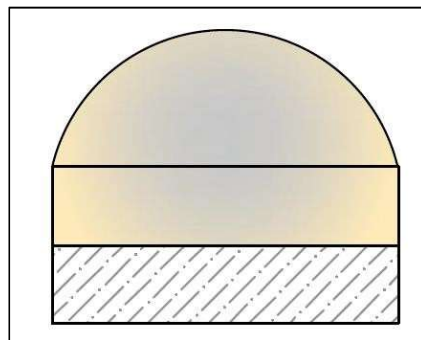
Cilíndrico vertical con techo flotante: En estos tanques el techo flota sobre la superficie del producto, eliminando así el espacio para la formación de gases. Este tipo de tanque son los más eficientes para el servicio de corriente ya que se reducen las pérdidas de evaporación y no genera

electricidad estática. Es ideal para almacenar fluidos volátiles tales como la gasolina, nafta, crudo ligero entre otras.



*Figura 5. Tanque cilíndrico con techo flotante
Fuente: Elaboración propia*

Cilíndrico vertical con techo flotante interno (Domo Geodésico): Este tipo de tanque tiene una cúpula de aluminio externa, colocada sobre las paredes de este. Su diseño minimiza aún más las pérdidas por evaporación de los componentes más livianos y volátiles, su principal ventaja es evitar la acumulación de aguas de lluvias sobre el techo flotante.

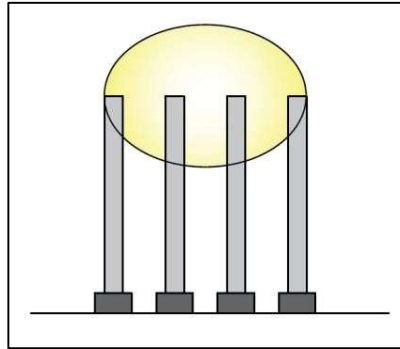


*Figura 6. Tanque cilíndrico vertical con techo flotante interno (Domo Geodésico)
Fuente: Elaboración propia*

Cilíndrico horizontal a presión: Posee un armazón cilíndrico (casquete), la presión de trabajo puede ser desde 15 Psi a 1000 Psi o mayor.

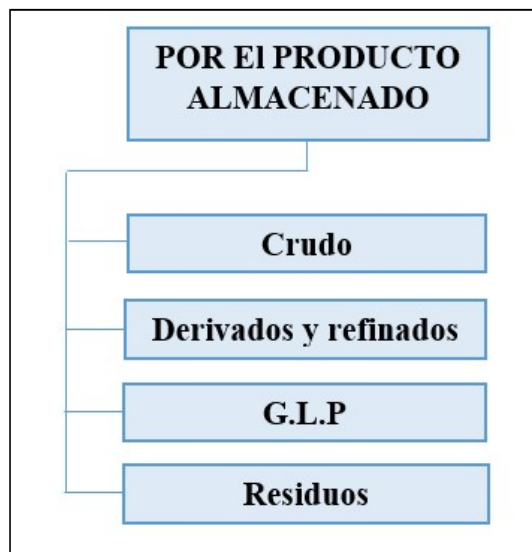
Esféricos: Son tanques utilizados para el almacenamiento de productos de gases licuados

de petróleo (GLP) tales como el propano, butano y otras mezclas. Su forma facilita que se soporte presiones sobre los 25 Psi.



*Figura 7. Tanque esférico
Fuente: Elaboración propia*

2.2.2.2. Por el producto almacenado



*Figura 8. Clasificación de tanques de almacenamiento por el producto almacenado
Fuente: Elaboración propia*

Para almacenar crudo se utiliza generalmente tanque de techo cónico y tamaño grande ya que permite una operación estable durante varios días, en cambio para los productos derivados su forma es variable ya que va a depender del producto que se maneje y de la presión de vapor o volatilidad de este.

2.2.3. Calibración

Las dimensiones de un tanque cumplen un papel importante al momento de determinar el volumen total del tanque o capacidades parciales a diferentes niveles de líquido a condiciones de operación existente. La cantidad de producto almacenado en un tanque medido desde un punto de referencia se determina mediante las tablas de aforo y siguiendo las normas de calibración.

NORMA	DESCRIPCIÓN
API Cap. 2.2A	<p>Calibración de Tanques Cilíndrico – Verticales por el Método del Encintado Manual</p> <p>El método por el cual se determinan las dimensiones de un tanque, necesarias para calcular la tabla de aforo de este. En cada anillo se miden las circunferencias por medio de una cinta metálica graduada y calibrada contra una cinta patrón. El número de mediciones por anillo depende de las uniones y arreglo de las láminas de los anillos del tanque.</p>
API Cap. 2.2B	<p>Calibración de Tanques Cilíndrico – Verticales usando el método de la línea de referencia óptica</p> <p>Este capítulo hace referencia a los procesos de medición y cálculo para determinar los diámetros de tanques verticales cilíndricos soldados por el medio o por el fondo, o tanques cilíndricos verticales, con una superficie exterior lisa con techo fijo o techo flotante.</p> <p>El método de línea de referencia óptica es un método alternativo al de strapping para la determinación del diámetro del tanque.</p>
API Cap. 2.2C	<p>Calibración de Tanques Cilíndrico – Verticales Usando el Método de la Triangulación Óptica</p> <p>El método describe la calibración de tanques cilíndricos verticales por medio de la triangulación óptica usando teodolitos.</p>

<p>API Cap. 2.2D</p>	<p>Calibración de Tanques Cilíndrico – Verticales usando el Método Electro – Óptico para la determinación de distancias internas</p> <p>Este método es de uso interno y utiliza una estación total laser para medir los radios desde el interior del tanque. También se puede aplicar esta técnica par tanques horizontales.</p>
<p>API Cap. 2.2E</p>	<p>Calibración de Tanques Cilíndrico – Horizontales. Método Manual</p> <p>Representa los métodos manuales para la calibración de tanques cilíndricos horizontales nominales, instalados en una locación fija. Es aplicable a tanques horizontales hasta 4m (13 pies) de diámetro y 30m (100 pies) de largo.</p>
<p>API Cap. 2.2F</p>	<p>Calibración de Tanques Cilíndrico – Horizontales. Método Electro – Óptico de Medición de Distancias Internas</p> <p>Esta norma aplica para tanques cilíndricos horizontales teniendo diámetros mayores a 2m (6 pies) por medio de mediciones internas usando un instrumento electro óptico de medida de distancia y para la subsecuente compilación de tablas de capacidad de tanques. Este método es conocido como el método electro óptico interno de medida (EODR).</p>

Tabla 1. Normas de calibración para tanques de almacenamiento

Fuente: (American Petroleum Institute, 1995)

2.2.4. Problemas en los tanques de almacenamiento

Fugas: Se puede presentar fugas por evaporación durante los cambios de temperatura en el tanque en situaciones como: llenado y vaciado del tanque, durante las operaciones o a lo largo del día. Este tipo de problemas se pueden presentar en el mismo tanque, en las válvulas de conexión o en las líneas de transferencia.

Incrustaciones: Las incrustaciones se producen por la acumulación de depósitos como óxidos, ceras, alquitrán, parafinas, agua y azufre en el interior del tanque causando una variación al momento de proceder a la medición de este, por ello es necesario realizar una minuciosa limpieza a los tanques que presenten este tipo de problemas para así mejorar la precisión en las respectivas mediciones.

2.3. Equipos de medición

2.3.1. Cinta de medición

La cinta de medición es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos ya sea petróleo, hidrocarburo líquido o agua libre dentro de un tanque, son utilizadas para realizar medición directa e indirecta. En la Tabla 2 se detallan las características de una cinta de medición.

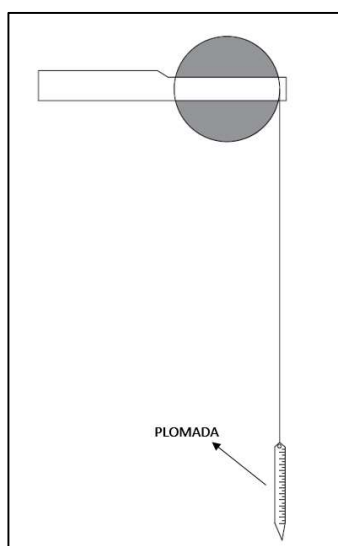


Figura 9. Cinta de medición

Fuente: Elaboración propia

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Material	Acero inoxidable, o en una aleación de cromo y plata, con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque, resistente a líquidos corrosivos.
Longitud	Acorde a la altura del tanque.
Escala	Metros, centímetros y milímetros.
Gancho	Brinda soporte y fijación para la plomada.
Plomada	Material resistente a la chispa y a la corrosión con longitudes que oscilan entre 15, 30 y 45 centímetros. Peso mínimo 20 onzas (56.8 grs). El ojo de la plomada debe ser totalmente circular.
Carrete	Utilizado para enrollar o desenrollar la cinta.

Tabla 2. Características de la Cinta de medición

Fuente: (Ecopetrol, 2008)

2.3.1.1. Tipos de cinta de medición

Cinta de Medición de Vacío: El “Cero” de la escala se encuentra en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, para este tipo de cinta se requiere la plomada de forma rectangular, la cual debe tener su polo a tierra.

Cinta de Medición de Fondo: El “Cero” se encuentra en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta. La escala para la cinta va de forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada, para este tipo de cinta se requiere la plomada de forma cilíndrica terminada en cono, la cual debe tener su polo a tierra.

2.3.2. Pasta de medición

Tienen la propiedad de ser afectadas por el agua y no por el petróleo, esta pasta es usada para detectar la existencia de agua en el fondo del tanque de productos derivados del petróleo como también para la medición de estos al dejar una marca visible en la cinta al cambiar de color.

A continuación, se describen los diferentes tipos de pastas utilizadas para la medición:

Pasta para medición de agua: Se utilizan con las varillas de medición, plumadas y cintas para indicar la interfase petróleo y agua libre. La pasta reacciona al entrar en contacto con el agua libre mas no con el petróleo.

Pasta para medición de gasolina: Se utiliza en la medición del petróleo muy ligero, este tipo de petróleo tiene gravedad API mayor a 31.1°API y tienden a ser más volátiles e inflamables. Por ello se aplica la pasta de gasolina, ya que al entrar en contacto con el petróleo cambia de color o se disuelve, generando así la lectura.

2.3.3. Medidores automáticos de tanques (ATG)

Son dispositivos mecánicos y/o electrónicos que miden y visualizan de forma continua los niveles de líquido, estos dispositivos son recomendados para el control de inventarios.

El ATG es un dispositivo que debe soportar presión, temperatura y demás condiciones que se presenten. Estos dispositivos deberán tener una respuesta dinámica para monitorear el nivel de líquido durante los flujos máximos de llenado o vaciado del tanque. Todas las piezas del ATG que estén en contacto con el producto o sus vapores deben ser compatibles con estos para evitar la contaminación del producto y la corrosión del dispositivo

Para que el ATG pueda usarse de manera regular se debe hacer un ajuste inicial, la lectura del ATG debe ser igual al nivel promedio del tanque determinado por la medición del nivel de referencia. Este procedimiento confirma si la precisión instalada del ATG es la correcta, esto se realiza comparando el ATG con las mediciones manuales (Emerson, 2017).

La precisión del ATG va a depender de las condiciones que se esté trabajando, en la

siguiente tabla se muestran los rangos de tolerancia en condiciones de transferencia de custodia o inventarios.

REQUERIMIENTO	TRANSFERENCIA DE CUSTODIA	INVENTARIO
Calibración de fabrica	1 mm (1/16 de pulgada)	3 mm (1/8 de pulgada)
Efecto de instalación	3 mm (1/8 de pulgada)	-
Verificación inicial	4mm (3/16 de pulgada)	25 mm (1 de pulgada)
Verificación posterior	4mm (3/16 de pulgada)	25 mm (1 de pulgada)
Frecuencia de la verificación	Mensual	Trimestral

Tabla 3. Rangos de tolerancia de transferencia de custodia

Fuente: (Ecopetrol, 2008)

2.4. Medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos

La finalidad de medir un tanque es poder determinar el nivel exacto de líquido en su interior, antes y después del llenado y/o vacío del producto que se almacene. En la medición estática existen dos tipos de medición, la medición manual y la medición automática.

Incertidumbre de las mediciones

La incertidumbre está relacionada a la precisión de los equipos de medición que se utilicen, calibración de los tanques, correcto procedimiento en la toma de lecturas, condiciones variables de operación, entre otros. Es importante tomar en cuenta la incertidumbre en cada proceso de medición, dado que desde un punto de vista económico su consideración puede lograr reducir costos de operación y aumentar ingresos económicos.

Errores en la medición estática de hidrocarburos

- Cambio en la altura de referencia vs la tabla de aforo por asentamiento de tanque.
- Cambio en el peso del techo flotante no reportado en la tabla de aforo.

- Errores en la lectura de la temperatura, causado por el uso de equipo no adecuado o mal uso.
- Cinta de medición no calibrada, ni certificada por un patrón primario.
- Determinación errada del corte de agua libre en el tanque.
- Cambio en las condiciones operativas.
- Cambios en las propiedades físicas del líquido.
- Errores inherentes en el ATG.

2.4.1. Referencias normativas

Existen varias normas internacionales y nacionales vigentes, creadas con el objetivo de servir como guía tanto para usuarios como para fabricantes de equipos de medición de tanques cumpliendo así con las exigencias de la industria y de los entes de fiscalización gubernamentales.

Las pautas incorporadas en el capítulo 3.1A y capítulo 3.1B del Manual de estándares de medición de petróleo (MPMS) de API desempeñan un papel importante para una buena práctica en la medición estática de hidrocarburos.

American Petroleum Institute (API)

Es la asociación comercial más grande de Estados Unidos para la industria del petróleo y el gas natural. Representa a aproximadamente 650 sociedades de la industria del petróleo involucradas en la producción, refinación y la distribución, entre otras áreas.

API se encarga de hablar en el nombre de la industria del petróleo y el gas natural con el fin de causar un impacto sobre la política pública en apoyo de la industria. Otras de sus funciones son brindar apoyo en áreas como la negociación, la investigación, la educación y la certificación de los estándares de la industria (Emerson, 2017).

Una característica principal de API es que proporcionan datos muy útiles basados en la experiencia de problemas diarios de la medición de tanques y como resolverlos. En la siguiente tabla se mencionan algunos de los estándares más importantes de API en MPMS:

CAPITULO	DESCRIPCIÓN
3.1A	Practica estándar para la medición manual de petróleo y productos petrolíferos.
3.1B	Practica estándar para la medición de nivel de hidrocarburo líquidos en tanques estacionarios mediante la medición automática de tanques.
3.3	Practica estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento presurizados estacionarios mediante la medición automática de tanques.
3.6	Medición de hidrocarburos líquidos mediante sistemas híbridos de medición de tanques.

Tabla 4. Normas API para la medición estática en tanques

Fuente: (American Petroleum Institute, 2005)

2.5. Medición manual

Para la medición estática de forma manual se emplea la norma 3.1A para medir manualmente el nivel de líquido de petróleo y productos del petróleo en tanques de techo fijo no presurizados, tanques de techo flotante y contenedores de tanques marinos, comprende el procedimiento para medir el nivel de agua que puede hallarse en conjunto con el petróleo o los productos petrolíferos.

Para la medición estática de forma manual se tiene dos métodos los cuales se describen a continuación con su respectivo procedimiento y recomendaciones de uso.

2.5.1. Medición de vacío

Este método es utilizado comúnmente en la medición de tanques de techo fijo y techo flotante que poseen en su diseño un tubo de aforo el cual se lo toma como punto de referencia. La

medición al vacío consiste en medir la distancia que existe entre la superficie del líquido hasta la marca de referencia, obteniendo así la altura del líquido.

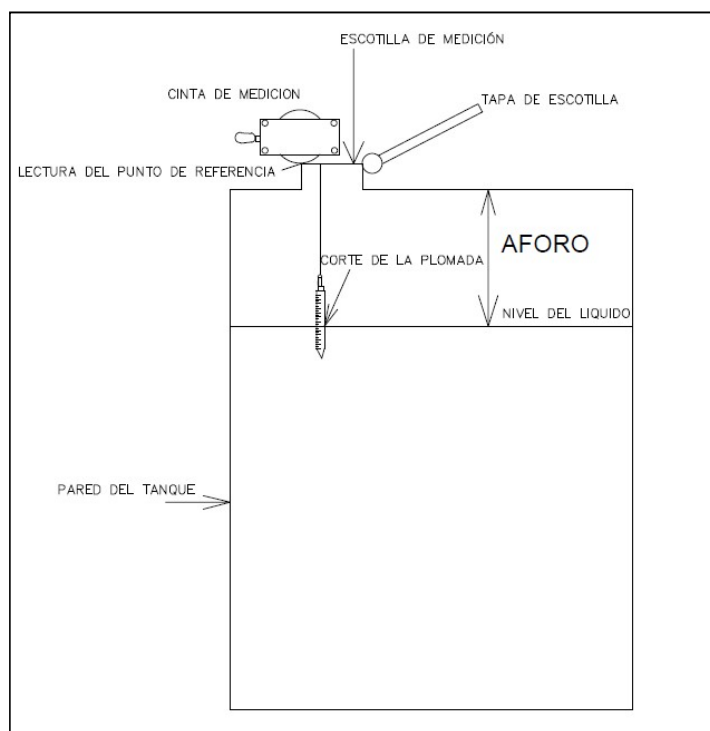


Figura 10. Medición de vacío

Fuente: Elaboración propia

2.5.2. Medición de fondo

Consiste en medir la distancia existente desde el plato de medición que se encuentra en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición, obteniendo así la altura del líquido en forma directa.

Se debe tomar en cuenta que para la medición de crudos livianos puede ser necesario el uso de crema o pasta indicadora para detectar el sitio exacto de corte ya que se puede producir un cambio de coloración en la interfase.

2.5.4. Medición de temperatura

La determinación de temperatura es una variable que tiene gran impacto en la cuantificación del volumen de hidrocarburo, para ello se recomienda utilizar termómetros electrónicos digitales (PETs), ya que por sus características posee una incertidumbre tolerable dentro del rango.



Figura 12. Termómetro electrónico digital

Fuente: (Control, s.f.)

También se puede hacer uso de termómetros de mercurio de vidrio, tomando en cuenta que este posee una incertidumbre mayor a los termómetros digitales.

2.6. Medición automática

Para la medición estática de forma automática se emplea la norma 3.1B donde se hace uso de medidores automáticos de tanques (ATG). Este estándar especifica un requisito de precisión muy libre cuando el sistema de medición se utiliza solo con fines de inventario o transferencia de custodia.

2.6.1. Medición al vacío

Los ATG basados en mediciones al vacío están diseñados para medir la distancia del punto de referencia del ATG a la superficie del líquido.

2.6.2. Medición al fondo

Los ATG basados en mediciones de fondo están diseñados para medir directamente la altura del líquido. Estos son menos propensos a problemas de estabilidad del tanque que pueden causar errores de medición, para disminuir la incertidumbre se requiere un punto de referencia en el tanque que sea estable.

2.7. Liquidación de tanques

La liquidación de tanques es un procedimiento donde se emplean los datos obtenidos de la medición estática de hidrocarburos con el fin de obtener un volumen neto a condiciones estándar de cualquier hidrocarburo o producto que se encuentre en un tanque de almacenamiento, para ello se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Mediciones manuales de nivel de producto
- Nivel de agua libre
- Temperatura
- Gravedad API
- Porcentaje de agua y sedimento (S%W)

2.8. Medidas preventivas a posibles riesgos

La seguridad y salud es otro punto importante dentro de la industria hidrocarburífera, la medición estática de hidrocarburos en los tanques de almacenamiento puede parecer una actividad sencilla de realizar sin embargo se debe considerar varios aspectos para evitar posibles riesgos.

2.8.1. Descargas de electricidad estática

Teniendo en cuenta que el petróleo tiene características estáticas acumulativas se debe considerar las siguientes recomendaciones para eliminar los riesgos de descargas de electricidad

estática en el aforo de tanques de almacenamiento:

- La barandilla de la escalera de acero debe estar en contacto con el suelo, al igual que la plataforma y soporte de un tanque cuando el personal sube a aforarlo.
- Las cuerdas y cables utilizados para suspender los instrumentos de medición en el tanque deben ser de algodón de manera que no logre retener o transferir carga eléctrica.
- No se debe utilizar cuerdas, cordones o artículos de ropa hecho de fibra sintética, ya que puede generar electricidad estática.

2.8.2. Producto en el aire

Los vapores del petróleo tienden a mezclarse con el oxígeno del aire en especial el ácido sulfhídrico, una baja concentración de este puede causar pérdida de conocimiento o la muerte. Al momento de aforar el tanque de almacenamiento se debe tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Conocer el tipo de fluido que se va a medir
- Monitorear la exposición de vapores
- Utilizar equipo de protección personal
- Precauciones de rescate de emergencia.

CAPITULO III

Desarrollo

Con el fin de mejorar la comprensión de los procesos para una correcta medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos se ha realizado un flujograma. El flujograma se utiliza para representar de forma visual una línea de pasos o acciones que implica un determinado proceso.

3.1. Flujograma de proceso para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos

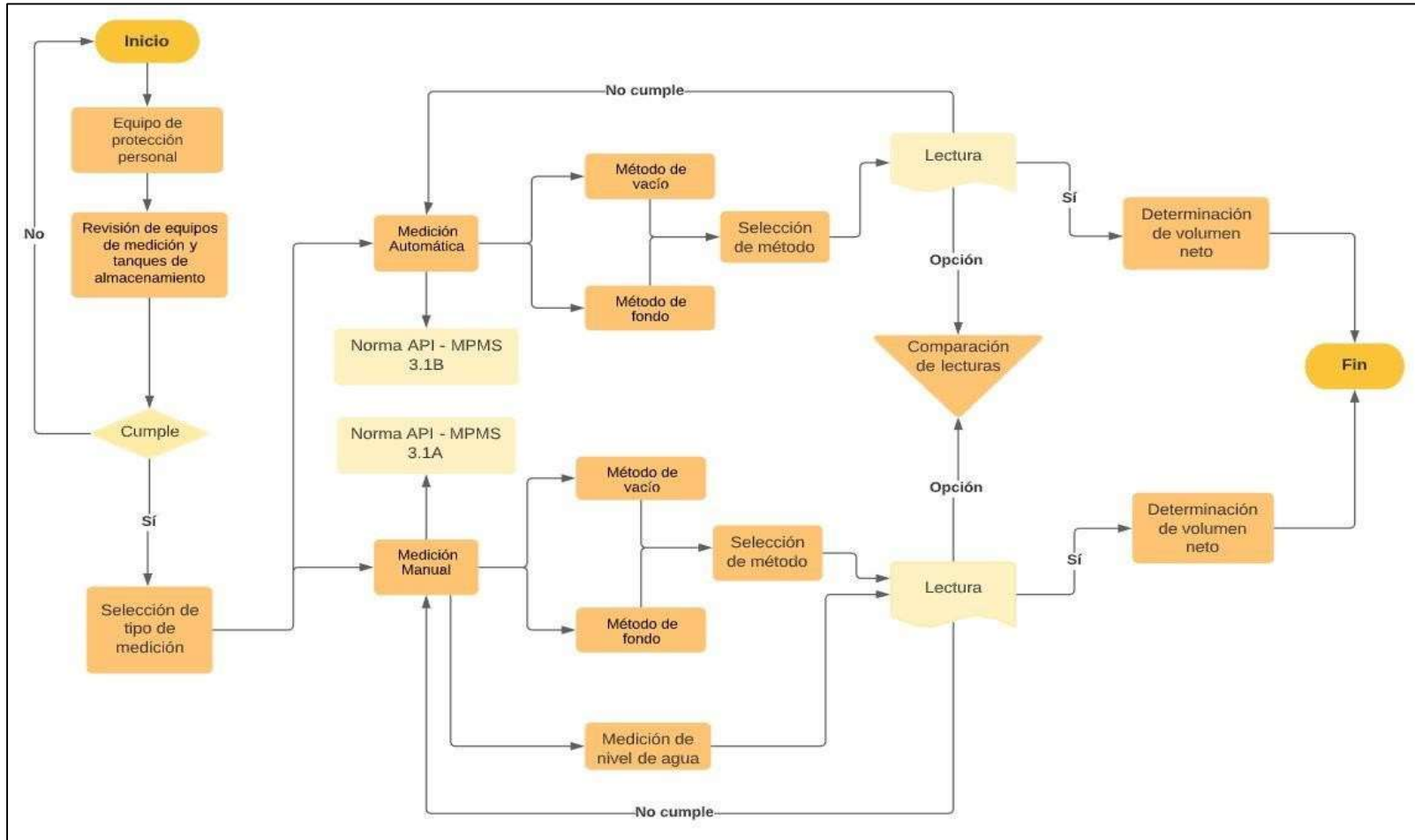


Figura 13. Flujograma del proceso de medición estática de petróleo e hidrocarburo líquido en tanques de almacenamiento

Fuente: Elaboración propia

Para proceder a realizar la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos se requiere una serie de pasos para que la incertidumbre sea la menor posible y se logre una mayor precisión. A continuación, se describen:

3.1.1. Equipo de protección personal

Antes de empezar el proceso de medición, el personal técnico calificado debe hacer uso del equipo de protección personal asignado a la actividad de la siguiente manera:

ACTIVIDAD	EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL “EPPS”
Medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ropa de trabajo (tipo jean) 2. Casco 3. Gafas 4. Mascarilla (protección vapores orgánicos) 5. Guantes (Nailon y nitrilo) 6. Botas punta reforzada

Tabla 5. Equipo de protección personal

Fuente: Elaboración propia

3.1.2. Revisión de equipos de medición y tanques de almacenamiento

Los equipos de medición a utilizar se describen en el capítulo II literal 2.3, donde se detalla características y formas de uso. Es importante que los equipos de medición se encuentren en buenas condiciones y contar con el certificado de verificación y de calibración vigente.

Los tanques de almacenamiento deben encontrarse en buen estado y contar con las tablas de calibración, las válvulas de los tanques deben estar cerradas para evitar errores en la medición. Finalmente, el fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de reposo es decir estático.

3.1.3. Selección de tipo de medición

3.1.3.1. Medición manual

Se utiliza para tanques de techo fijo no presurizado, tanques de techo flotante y contenedores de tanques marinos. Con este tipo de medición también se puede realizar la toma de lectura para determinar el nivel del agua. La medición manual posee dos métodos los cuales se describen a continuación:

Procedimiento por método de vacío

- a. Bajar la cinta de medición hasta que toque la superficie del líquido.
- b. Esperar hasta que la plomada se estabilice.
- c. Extraer la cinta y registrar la lectura de la cinta en el punto de referencia.
- d. Realizar 3 medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 milímetros.
- e. Finalmente se calcula la altura del producto aplicando la siguiente ecuación.

$$\text{Altura del liquido} = \text{Alt. ref (BM)} - \text{lectura de cinta} - \text{punto de corte indicado en la plomada}$$

Recomendaciones

- Si dos de las tres medidas son iguales, se puede reportar como válida teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera medida no sobrepase 1 milímetro.
- Si las tres medidas son diferentes y su diferencia una con otra es de 1 milímetro, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- Dado el caso que las 3 medidas sean diferentes y superiores a 3 milímetros, se recomienda revisar que las válvulas del tanque se encuentren cerradas y que el fluido haya estado en reposo de una a dos horas dependiendo el fluido y realizar nuevamente la medición.
- La toma de lecturas reiterativas individuales se mide desde el mismo punto de referencia.

Procedimiento por método de fondo

- a. Bajar la cinta de medición hasta la que la plomada toque el plato de medición.
- b. Mantener la cinta firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.
- c. Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, repetir el procedimiento para obtener 3 medidas consecutivas, la diferencia no debe pasar los 3 milímetros.

Recomendaciones

- Se sugiere no usar este método cuando se presentan sedimentos o alguna obstrucción de impida llegar al plato de medición en el fondo del tanque.
- Si dos de las tres medidas son iguales, se puede reportar como válida teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera medida no sobrepase 1 milímetro.
- Si las tres medidas son diferentes y su diferencia una con otra es de 1 milímetro, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- Para tanques de crudo que tengan una capacidad menor a 100 Bbls, se acepta un margen de discrepancia de 5 milímetros.
- Se recomienda para aceites pesados o de alta viscosidad mantener la plomada de 1 – 5 minutos.

Procedimiento para nivel de agua

- a. Aplicar la pasta detectora de agua sobre la plomada en capas delgadas sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- b. Realizar contacto con la tierra de la cinta de medición para disipar la corriente estática que pueda existir.
- c. Abrir la escotilla y bajar la cinta despacio en el producto hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.

- d. Mantener la cinta firme, el tiempo suficiente para que la pasta reaccione con el líquido y se pueda realizar el corte en la cinta.
- e. El tiempo estimado para que la plomada permanezca en el lugar es: aceites ligeros por lo menos 10 segundos y para aceites pesados o alta viscosidad de 1 a 5 minutos.
- f. Recoger la cinta hasta la marca de corte.
- g. Registrar la lectura, se recomienda escribir el corte continuo, este procedimiento se debe realizar por 3 veces consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 milímetros.

Recomendaciones

- Si dos de las tres medidas son iguales, se puede reportar como válida teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera medida no sobrepase 1 milímetro.
- Si las tres medidas son diferentes y su diferencia una con otra es de 1 milímetro, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- Para tanques de crudo que tengan una capacidad menor a 100 Bbls, se acepta un margen de discrepancia de 5 milímetros.

3.1.3.2. Medición automática

Procedimiento por método de vacío

- a. El tanque de almacenamiento debe encontrarse en total reposo y con un nivel entre uno y dos tercios de su capacidad, registre la lectura estable del ATG antes de realizar las mediciones manuales de referencia. Verificar si la presencia de aforar sobre la parte superior del tanque afecta la lectura del ATG, si la lectura varía en más de 1 mm (1/16 pulgadas) evaluar la causa antes de continuar.
- b. Medir la altura de referencia del tanque en el punto de acceso oficial de medición hasta que tres medidas consecutivas coincidan dentro de un rango

- de 1 mm (1/16 de pulgadas) o que cinco medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 3 mm (1/18 de pulgadas). Calcular el valor promedio de las mediciones consecutivas para obtener la altura de referencia y comparar
- c. con la altura de referencia de calibración. En caso de que la altura de referencia medida y de calibración difieran por más de 2 mm (1/8 de pulgada), puede representar problemas con el procedimiento de verificación inicial.
 - d. Determinar la medición manual del aforo al vacío de referencia del contenido del tanque desde el mismo punto de acceso de medición (utilizando la misma cinta y plomada de medición) hasta que tres medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 1 mm (1/16 de pulgada) o que cinco medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 4 mm (3/16 de pulgada). Calcular el valor del promedio de las mediciones consecutivas.
 - e. Determinar la medición de fondo equivalente restando la medición al vacío manual promedio a la altura de referencia del tanque promedio medida.
 - f. Registrar la lectura del ATG y verificar que no haya ocurrido ningún cambio durante la medición manual.
 - g. Comparar la lectura del ATG con la medición equivalente calculada. En caso de que las dos lecturas no coincidan dentro de la resolución del ATG, ajuste el ATG de manera que la lectura sea la misma a la medición de fondo equivalente.

Procedimiento por método de fondo

- a. El tanque de almacenamiento debe encontrarse en total reposo y con un nivel entre un tercio o dos tercios de la capacidad total. Registre la lectura estable del ATG antes de realizar la medición manual de referencia, si la lectura del ATG varía en más de 1 mm (1/16 de pulgada), evalúe la causa antes de proceder.
- b. Determinar el nivel de contenido del tanque mediante las mediciones a fondo manuales de referencia hasta que tres medidas consecutivas coincidan dentro de un rango de 1 mm (1/16 de pulgada) o que cinco medidas consecutivas

coincidan dentro de un rango de 4 mm (3/16 pulgada).

- c. Promediar las medidas del punto b.
- d. Registrar la lectura del ATG después de realizar las mediciones a fondo de referencia manuales, verificar que no haya ningún cambio.
- e. Compare la lectura del ATG con la medición promedio a fondo manual de referencia. Si las dos mediciones no coinciden (dentro de la resolución del ATG) ajuste el ATG para que la lectura sea la misma que la medición promedio a fondo manual de referencia.

3.1.4. Lecturas

Se registran las lecturas, para mejorar la precisión es recomendable realizar una comparación de lecturas entre los dos tipos de medición manual y automática.

3.1.5. Determinación de volumen neto

Se procede a realizar los cálculos para determinar el volumen neto.

- a. Se determinan los volúmenes con las tablas de calibración y las alturas tanto de líquido como del agua.
- b. Se calcula el volumen total observado (TOV).

$$TOV = \text{Volumen correspondiente a la altura del liquido (m}^3\text{)}$$

- c. Se calcula el volumen de agua libre (FW).

$$FW = \text{Volumen correspondiente a la altura del agua en el tanque (m}^3\text{)}$$

En caso de que el tanque sea de tipo techo flotante se realiza el respectivo ajuste. Se toma como referencia 35° API y se determina con alguna correlación la densidad del crudo junto con la temperatura del líquido.

$$\text{Diferencia} = \text{Densidad obtenida @ temperatura del liquido} - 35^\circ \text{ API}$$

Si API < 35, se adicionan 24.59 barriles por cada grado API
Si API >35, se restan 24.59 barriles por cada grado API

$$FRA = Diferencia * \pm 24.59 \text{ barriles}$$

d. Cálculo del volumen grueso observado (GOV).

$$GOV = [(TOV - FW) CTSh] \pm FRA$$

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

Donde:

CTSh = Corrección por temperatura en la carcasa del tanque

α = Coeficiente lineal de expansión del material de la carcasa del tanque,

(Ver. Tabla 6)

ΔT = Delta de temperatura de la carcasa del tanque, dada por:

$$\Delta T = TSh - Tbase$$

TSh = Temperatura de lámina del tanque

Tbase = Temperatura de lámina del tanque a la cual se calcularon los volúmenes de la tabla de aforo.

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

$$TSh = \frac{(7 * Tl) + T_{\alpha}}{8}$$

Donde:

Tl = Temperatura del liquido

T_{α} = Temperatura ambiente a la sombra

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

TIPO DE ACERO	COEFICIENTE POR °F	COEFICIENTE POR °C
Carbón templado	0.00000620	0.0000112
Acero inoxidable 304	0.00000960	0.0000173
Acero inoxidable 316	0.00000883	0.0000159
Acero inoxidable 17 – 4 PH	0.00000600	0.0000108

Tabla 6. Coeficientes lineales de expansión

Fuente: (Ecopetrol, 2008)

- e. Cálculo del volumen estándar grueso (GSV)

$$GSV = GOV * CTL$$

Donde:

CTL = Es la corrección por efecto de temperatura en el líquido o factor de corrección de volumen (VCF).

- f. Cálculo del volumen estándar neto (NSV)

$$NSV = GSV * CSW$$

Donde:

$$CSW = 1 - \left(\frac{\%S\&W}{100} \right)$$

- g. Cálculo del volumen de agua y sedimento (S&W)

$$S\&W_{VOL} = GSV - NSV$$

- h. Cálculo del volumen neto de aceite y agua (VAP)

$$VAP = FW + S\&W_{VOL}$$

3.2. Metodología para el levantamiento de información

Este trabajo de investigación es de tipo documental por lo que se propone realizar una recopilación de información bibliográfica para analizar las normas vigentes y los procedimientos a seguir para la medición estática de hidrocarburos mejorando su precisión y disminuyendo la incertidumbre.

Los métodos de investigación que se emplearon son el método inductivo y analítico, ya que se partirá del análisis de las normas para proceder a la descripción de los procedimientos logrando así relacionar correctamente la información de forma sistemática para un mejor entendimiento y aplicación.

CAPITULO IV

Conclusiones y recomendaciones

4.1. Conclusiones

En conclusión, se desarrolló una guía para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos en los tanques de almacenamiento, considerando las normas API en MPMS 3.1A y 3.1B, especificando los pasos del proceso en un flujograma que detalla las condiciones, equipos de medición, métodos de medición y demás aspectos considerados para la toma de lecturas correspondientes a la medición estática.

Dentro del análisis de los métodos para la medición estática de petróleo e hidrocarburos líquidos, el método manual es el método más utilizado especialmente por su confiabilidad y su bajo costo. Además de ser usada como referencia para la correcta instalación de los medidores automáticos de tanques (ATG).

Con relación a los tanques de almacenamiento se resume que es importante tener en cuenta su capacidad, estructura y cuenta con el correcto funcionamiento de todos los componentes para que no afecte en la toma de lectura de la medición.

Los riesgos operacionales, los equipos de medición, así como su eficacia se detallan y se describen en el capítulo II. Es muy importante que todos los equipos cumplan con la debida verificación y calibración, esta acción influye en la precisión de los resultados.

4.2. Recomendaciones

Revisar que la escala numérica de la cinta de medición se encuentre visible para una mejor toma de lectura.

Las cintas de medición recomendadas para medir el nivel de agua libre son de 30 o 45 centímetros (12 o 18 pulgadas), ya que reducen los errores en la medición al corte de agua.

Se recomienda que una vez terminado el uso de la cinta se proceda a lavar con queroseno.

Se Debe verificar periódicamente la referencia del indicador de altura en el tanque para las condiciones de apertura y cierre. En caso de existir un cambio en la altura de referencia, se sugiere realizar la medición a fondo para el método manual.

Se recomienda no realizar por ningún concepto la medición estática, cuando existan tormentas eléctricas, ya que podría generar riesgos operacionales al personal técnico a la hora de medir.

Se debe analizar el tipo de fluido que se procede a medir, en caso de que exista presencia de elementos nocivos como el ácido sulfhídrico, se debe utilizar un equipo de respiración apropiado para evitar incidentes.

CAPÍTULO V

Bibliografía

1. Alberto, C. (2015). *Medición Estática de Tanques de Almacenamiento*. Ciudad Universitaria, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
2. American Petroleum Institute. (1995). *Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank*. American Petroleum Institute.
3. American Petroleum Institute. (2005). *Manual de Estándares de Medición de Petróleo*. American Petroleum Institute.
4. Ardila Pena, C. A. (2012). Análisis Y Cuantificación De Pérdidas Volumétricas Identificables De Hidrocarburos En La Operación Típica Del Oleoducto Velásquez 26 (Puerto Boyacá)-El Sauce (Barrancabermeja) (Doctoral disertación, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. Química).
5. Armendáris Velásquez, C. C. (2012). Descripción de los tipos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos y sistemas de transferencia de custodia (Bachelor's tesis, UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL. FACULTAD: CIENCIAS DE LA INGENIERÍA).
6. Bembibre, C. (06 de 06 de 2011). *Importancia.org*. Obtenido de www.importancia.org/petroleo.php
7. BZ Consulting. (17 de 01 de 2016). *Informativo Técnico N1. Medición de nivel en tanques de tierra*. Obtenido de <http://bzconsulting.cl/bzconsulting/wp-content/uploads/2017/01/InformativoTecnico-N1-Medicion-de-Nivel-en-Tanques-de-Tierra.pdf>
8. Control, H. (s.f.). *HR Control*. Obtenido de HR Control: <https://hrcontrol.com.pe/4924/termometro-digital-para-la-industria-petrolera/>
9. Chang Granados, R. (2007). Estudio de mediciones en tanques de almacenamiento de hidrocarburos (Doctoral dissertation, Universidad de San Carlos de Guatemala).
10. De la Cadena Ramos, C. A., & Larrea Esparza, P. X. (2012). Diseño de un tanque de almacenamiento de petróleo tipo techo flotante de 100000 barriles de capacidad para la empresa TESCA Ingeniería del Ecuador (Bachelor's tesis, QUITO, 2012.)

11. Ecopetrol. (2008). *Manual de Medición de Hidrocarburos*. Institucional .
12. Emerson. (2017). *La guía del ingeniero para la medición de tanques*. Emerson Process Management.
13. Godoy, L. (2006). *Daños en tanques de almacenamiento de combustible debido al huracán Rita*. Rev.Int. de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil,29.
14. García Bohórquez, G. A., Mancipe Silva, G., & Molano Pineda, D. A. (2009). Prestación de servicios de inspección a 180 sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos para transferencia de custodia (Doctoral dissertation, Universidad Piloto de Colombia).
15. Malo, J. M., Uruchurtu, J., Meza, B., & López, L. F. (2003). Evaluación de la problemática de corrosión en fondos de tanques de almacenamiento de petróleo crudo. Boletín IIE, enero-marzo del.
16. Torres Triana, Y. A. (2014). Diseño de sistema de medición estática para transferencia de custodia en tanque de crudo.