



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA LOS  
PROCEDIMIENTOS DE PUESTA A TIERRA EN TANQUES DE  
COMBUSTIBLES DE ACUERDO A NORMAS VIGENTES”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO EN  
PETRÓLEOS**

**AUTOR: RUBEL ALCIDES CORONEL PINDUISACA**

**TUTOR: ING. RAÚL BALDEÓN**

**Quito, Junio 2013.**

**© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2013**  
**Reservados todos los derechos de reproducción**

# DECLARACIÓN

Yo, Rubel Alcides Coronel Pinduisaca declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Tecnológica Equinoccial, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Rubel Coronel

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Descripción de las metodologías para los procedimientos de puesta a tierra en tanques de combustibles de acuerdo a normas vigentes**”, que, para aspirar al título de **Tecnólogo en Petróleos** fue desarrollado por **Rubel Alcides Coronel Pinduisaca**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

**ING. RAÚL BALDEÓN.**

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios y a mi Padre quienes desde el cielo fueron mis guías durante todo este trayecto y quienes me ayudaron a salir adelante en los momentos más difíciles y cuando más confundido estaba durante mis estudios.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial por haber compartido durante todo este tiempo los conocimientos para poder desempeñarme con éxito en la actividad petrolera.

Mi gratitud al Ing. Raúl Baldeón por brindarme la confianza para no desistir en este proyecto y brindarme sus conocimientos para poder desempeñar con éxito este proyecto.

A la Lic. Sandra Quilca por haber influenciado positivamente en estos últimos meses para no decaer y luchar hasta conseguir todos mis objetivos.

## **DEDICATORIA.**

Con mi eterna gratitud, estimación y amor dedico este trabajo a:

Mi madre que me enseñó que nunca hay problema que no se puede solucionar y que en la vida por más dificultades que se presenten uno tiene el poder para sobresalir adelante.

A mi hermana que con sus experiencias educacionales me enseñó lo que se siente estar de lado de los profesores y que pueden llegar considerarnos como sus hijos.

Al resto de mis familiares que con sus risas me daban ese empujón para poder sobresalir con este proyecto.

A mis amigos que siempre han estado conmigo en los momentos buenos y malos compartiendo sus experiencias estudiantiles y personales.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS.

<b>RESUMEN</b>	<b>Xiii</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>XIV</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.</b>	<b>1</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
<b>2. MARCO TEÓRICO.</b>	<b>7</b>
2.1 NORMA API 650	7
2.1.1 NOTAS ESPECIALES DE LA NORMA	7
2.1.2 ALCANCE DE LA NORMA	8
2.1.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	9
2.1.4 ASPECTOS GENERALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO	9
2.1.4.1 Biselado de las planchas para el tanque de almacenamiento	9
2.1.4.2 Soldadura del tanque de almacenamiento	10
2.1.4.3 Montaje del tanque de almacenamiento	11
2.1.4.4 Prueba hidrostática	11
2.2 PRINCIPALES TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	12
2.2.1 TANQUES DE TECHO FIJO	12
2.2.2 TANQUES DE TECHO FLOTANTE	13

2.2.2.1 Partes que constituyen un tanque de techo flotante	15
2.3 NORMA API 545	16
2.3.1 APLICACIÓN	16
2.3.2 PROTECCIÓN DE TANQUES DE TECHO FIJO Y TANQUES CON TECHOS FLOTANTES INTERNOS	17
2.3.3 TANQUES DE TECHO FLOTANTE EXTERNO	17
2.3.3.1 Unión entre techo flotante y la carcasa con desviaciones para la conducción	18
2.3.3.2 Realización de caminos paralelos y aislamientos en el Tanque	18
2.3.4 FENÓMENO DEL RAYO Y LOS EFECTOS SECUNDARIOS EN LOS TANQUES	19
2.3.5 EFECTOS DEL RAYO	21
2.3.5.1 Efectos de descarga directa del rayo	22
2.3.5.2 Efectos de rayos indirectos	24
2.3.6 CHISPAS	24
2.3.6.1 Chispa térmica	25
2.3.6.2 Chispas entrehierro	25
2.3.7 DESCARGA DEL RAYO Y EFECTOS SECUNDARIOS	26
2.3.7.1 Presencia de vapores inflamables	26
2.4 NORMA NFPA 780. PROTECCIÓN DE ESTRUCTURAS QUE CONTIENEN VAPORES INFLAMABLES, GASES INFLAMABLES, O LÍQUIDOS QUE PUEDEN DESPRENDER VAPORES INFLAMABLES	27



2.4.1 GENERALIDADES	27
2.4.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIÓN	28
2.4.2.1 Materiales e Instalaciones de protección	28
2.4.2.2 Varillas y mástiles	29
2.4.2.3 Cable de tierra de arriba	31
2.4.2.4 Distancia de la descarga lateral	31
2.4.2.5 Distancia de la descarga lateral de una catenaria	32
2.4.2.6 Métodos alternativos de conexión a tierra	33
2.4.3 PROTECCIÓN DE LAS CLASES ESPECÍFICAS DE ESTRUCTURAS	33
2.5 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	36
2.5.1 EFECTOS DIRECTOS	38
2.5.2 EFECTO DE LAS DESCARGAS EN TANQUES	39
2.5.3 PUESTA A TIERRA PARA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	39
2.5.4 CLASIFICACIÓN DE NIVELES PARA PROTECCIÓN ATMOSFERICA	40
2.5.4.1 Lugares clase I	41
2.5.4.2 Clase I, división 1	41
2.5.4.3 Clase I, división 2	41
2.5.4.4 Lugares clase II	42
2.5.4.5 Lugares clase III	42

2.6 CORROSIÓN EN MATERIALES PARA PUESTA A TIERRA.	42
2.6.1 TIPOS DE CORROSIÓN	43
2.6.1.1 En aire	43
2.6.1.2 Subterránea	44
2.6.2 RESISTENCIA A LA CORROSIÓN	46
<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>47</b>
3.1 SISTEMAS DE PARARRAYOS	47
3.1.2. TIPOS DE PARARRAYOS	49
3.1.2.1 Pararrayos tipo Franklin	50
3.1.2.2 Pararrayos Radioactivo	51
3.1.2.3 Pararrayos con dispositivo de cebado (PDC)	51
3.1.2.4 Pararrayos PDC-E 53	
3.2 MÉTODOS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	54
3.2.1 CRITERIOS DE TENSIÓN DE SEGURIDAD	54
3.2.1.1 Tensión de Paso	54
3.2.1.2 Selección del conductor del sistema de puesta a tierra	55
3.2.2 ELECTRODOS DE TIERRA	56
3.2.2.1 Instalación de Barras	57
3.2.2.2 Placas	60
3.2.2.3 Relleno	62
3.2.3 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	64

3.2.3.1	Megger y su Uso	64
3.2.3.2	Método de Wenner o de los 4 electrodos.	68
3.2.3.3	Método de la Caída de Potencial	71
3.3	METODO DEL CONO DE PROTECCIÓN	73
3.3.1	CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS Y ESTRUCTURAS SEGÚN SU NIVEL DE PROTECCIÓN.	74
3.3.1.1	Primera Clase	74
3.3.1.2	Segunda Clase	75
3.3.1.3	Tercera Clase	75
3.3.1.4	Cuarta Clase	75
3.3.1.5	Quinta Clase	76
3.4	MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE.	78
3.4.1	PROTECCIÓN.	81
<b>4.</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>82</b>
4.1	PRINCIPALES COMPONENTES PARA UNA INSTALACIÓN A TIERRA.	82
4.1.1	PREPARACIÓN DEL TERRENO PARA LA INSTALACIÓN DEL ELECTRODO.	83
4.2	UTILIZACIÓN DE LOS ELECTRODOS	85
4.2.1	ELECTRODO TIPO VARILLA	85
4.3	INSTALACIÓN DE CONDUCTORES	87
4.4	INSTALACIÓN CONECTORES	89
4.4.1	UTILIZACIÓN DE CONECTORES MECÁNICOS A COMPRESIÓN	89

4.4.2 CONECTORES MECÁNICOS ATORNILLABLES.	90
4.5 MEDICIÓN DE PUESTA ATIERRA MEDIANTE EL MEGGER.	93
4.5.1 REGISTRO DE LA PUESTA A TIERRA MEDIANTE EL MEGGER	94
4.5.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CÁLCULOS UTILIZADOS PARA UNA PUESTA A TIERRA MEDIANTE UNA MALLA.	95
4.4.1.1 Datos mínimos requeridos para el cálculo del sistema de puesta a tierra.	96
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>102</b>
5.1 CONCLUSIONES	101
5.2 RECOMENDACIONES	102
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	
<b>GLOSARIO DE TERMINOS</b>	
<b>ANEXOS</b>	

## ÍNDICE DE FIGURAS.

<b>Figura 2.1</b> Tanque de almacenamiento TB-1014 de gasolina extra	7
<b>Figura 2.2</b> Tanque de techo fijo TB-1008 almacenado con diesel Premium	13
<b>Figura 2.3</b> Tanque de techo flotante TB-1007 almacenado con gasolina procesos	14
<b>Figura 2.4</b> Tanque de techo flotante	15
<b>Figura 2.5</b> Líneas de desviación de la descarga atmosférica en el tanque de almacenamiento	19
<b>Figura 2.6</b> Mecanismo habitual por el cual un rayo completa su camino hacia el suelo	21
<b>Figura 2.7</b> Rutas actuales del rayo para la parte superior de la carcasa	23
<b>Figura 2.8</b> Rutas actuales del rayo para el techo flotante	23
<b>Figura 2.9</b> Rutas actuales del rayo a tierra cerca del tanque de techo flotante	24
<b>Figura 2.10</b> Conexión de puesta a tierra	29
<b>Figura 2.11</b> Zona de protección del mástil definidas por las líneas discontinuas	29
<b>Figura 2.12</b> Zona de protección definida por el cable de tierra y línea de trazos	30
<b>Figura 2.13</b> Métodos alternativos de conexión a tierra para protecciones de líneas aéreas bajo tierra	33
<b>Figura 2.14</b> Patio de tanques de almacenamiento de combustible	35
<b>Figura 2.15</b> Rayo producido por una nube cargada negativamente contra tierra	36
<b>Figura 2.16</b> Descarga del rayo a tierra	38

<b>Figura 2.17</b> Puesta a tierra para descargas atmosféricas en tanque de almacenamiento de diesel Premium	40
<b>Figura 2.18</b> Escala de PH	45
<b>Figura 3.19</b> Instalación de pararrayos en tanque de techo fijo	47
<b>Figura 3.20</b> Partes y descripción de un sistema de pararrayos	49
<b>Figura 3.21</b> Pararrayos tipo franklin	50
<b>Figura 3.22</b> Pararrayo radiactivo	51
<b>Figura 3.23</b> Pararrayos con dispositivo PDC	52
<b>Figura 3.24</b> Pararrayos PDC-E	53
<b>Figura 3.25</b> Instalación de conductores a tierra para protección de descargas atmosféricas	56
<b>Figura 3.26</b> Barra de tierra	58
<b>Figura 3.27</b> Placas de tierra	61
<b>Figura 3.28</b> Relleno de terreno con bentonita	63
<b>Figura 3.29</b> Sistema de puesta a tierra	64
<b>Figura 3.30</b> Megger	65
<b>Figura 3.31</b> Conexiones del megger	67
<b>Figura 3.32</b> Método de Wenner con la medición del megger	69
<b>Figura 3.33</b> Medición de los electros del método Wenner	69
<b>Figura 3.34</b> Método de la caída del potencial con la medición del megger	71
<b>Figura 3.35</b> Medición del sistema de caída de potencial	72
<b>Figura 3.36</b> Conos de protección	73
<b>Figura 3.37</b> Instalación de 2 conos de protección	77

<b>Figura 3.38</b> Instalación de 2 conos de protección vista superior	78
<b>Figura 3.39</b> Partes de una instalación de esfera rodante	79
<b>Figura 3.40</b> Aplicación del método de esfera rodante	79
<b>Figura 3.41</b> Niveles y ángulos de protección del método de la esfera rodante	80
<b>Figura 3.42</b> Aplicación del método de esfera rodante	81
<b>Figura 4.43</b> Preparación del terreno para una puesta a tierra	84
<b>Figura 4.44</b> Cabeza del electrodo de tierra	86
<b>Figura 4.45</b> Conductor a puesta a tierra en tanque de mezclas 509	87
<b>Figura 4.46</b> Instalación de conductores en patio de tanques de almacenamiento de combustible	88
<b>Figura 4.47</b> Conectores mecánico a compresión	90
<b>Figura 4.48</b> Conectores mecánicos atornillables	92
<b>Figura 4.49</b> Instalación de un conector mecánico con un pararrayos a una bajada de tierra en el tanque de diesel premium TB- 1008	92
<b>Figura 4.50</b> Medición de una puesta a tierra mediante un megger	94

## ÍNDICE DE TABLAS.

<b>Tabla 2.1</b> Escala de los metales más comunes susceptibles a la corrosión	45
<b>Tabla 3.2</b> Distancia de las picas	72
<b>Tabla 3.3</b> Distancia entre los conductores de bajada de acuerdo al nivel de protección	77
<b>Tabla 4.4</b> Materiales de relleno y su resistividad	85
<b>Tabla 4.5</b> Diámetros de varilla con respecto a la resistencia según la presión	86
<b>Tabla 4.6</b> Torque con relación al tamaño del tornillo	91
<b>Tabla 4.7</b> Toma de datos de la resistividad del terreno	95



## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1</b>	
Norma API 650	110
<b>Anexo 2</b>	
Norma API 545	114
<b>Anexo 3</b>	
Norma NFPA 780	159

## ÍNDICE DE ECUACIONES

<b>Ecuación 2.1</b> Distancia de protección horizontal con el uso de mástiles.	30
<b>Ecuación 2.2</b> Distancia de la descarga lateral con el uso de un mástil.	31
<b>Ecuación 2.3</b> Distancia de una catenaria.	32
<b>Ecuación 3.1</b> Resistividad medida en ohm.	67
<b>Ecuación 3.2</b> Resistividad promedio a la profundidad en ohm-m	70
<b>Ecuación 3.3</b> Simplificación de la resistividad promedio a la profundidad en ohm-m	70
<b>Ecuación 3.4</b> Ángulo de protección con altura h	74
<b>Ecuación 3.5</b> Radio de protección con altura h	74

## RESUMEN

En la introducción se estableció la importancia de tener una buena protección en los tanques de almacenamiento, dando a conocer la importancia del uso de los tanques de almacenamiento así como su manera de trabajo, también se expuso cuando se utiliza un tipo de tanque de almacenamiento, es decir cuando utilizamos un tanque de almacenamiento de techo fijo y cuando utilizamos un tanque de techo flotante.

El marco teórico fue destinado a establecer cómo es que afectan las descargas atmosféricas a los tanques de almacenamiento de combustible, además se pudo describir la importancia de las normas establecidas tanto para la construcción de tanques como es la Norma API 650, también las normas que nos establecen parámetros más específicos cuando hablamos de una instalación contra descargas atmosféricas, entre ellas tenemos la Norma API 545, y la Norma NFPA 780 desarrollada por la Asociación Nacional de Protección contra Incendios.

En la metodología se desarrolló los métodos existentes para la instalación de una puesta a tierra en el cual se describió la importancia de los electrodos de tierra que se utilizan para que la descarga eléctrica producida por los rayos tenga una derivación hacia el terreno, además se destacó el material del cual debe ser el electrodo para su correcta función y la preparación del terreno al momento de instalar los electrodos, también se describe a los pararrayos que son uno de los componentes de gran importancia cuando se desea descargar el rayo a tierra.

En los análisis de resultados se describe detenidamente como se realiza la puesta a tierra desde el momento de la preparación del terreno hasta cuando se instala los electrodos de tierra, se describe cada uno mediante fotos y figuras en los cuales se estableció como fue instalada la puesta a tierra.

En la parte final de este proyecto se analizan las recomendaciones y conclusiones que se pudieron observar cuando se analizaba la instalación de las puestas a tierra.

## **ABSTRACT**

In this project we analyze the importance of using a grounding system for the protection of storage tanks.

The introduction established the importance of having good protection in storage tanks, revealing the importance of the oil industry in the use of storage tanks and their way of working, also exposed when using a storage tank type, when using a storage tank and fixed roof when we use a floating roof tank.

The framework was designed to establish as lightning affecting the fuel storage tanks, could also describe the importance of the rules for building both tanks as API Standard 650, we also rules set more specific parameters when it comes to installation lightning, among them are API Standard 545 and NFPA 780 Standard developed by the National Association of Fire Protection.

The methodology was developed existing methods for the installation of a grounding which described the importance of grounding electrodes used for the electric shock from lightning have a referral to the ground, also stood out the material which should be the correct electrode for function and land preparation when installing the electrodes, also described the lightning that one of the components are very important when you want to download to ground lightning.

In the analysis of results is described in detail as is done grounding from the time of land preparation up when installing grounding electrodes, each described by photos and figures in which it was installed was established as putting grounded.

In the final part of this project analyzes the recommendations and conclusions that could be analyzed observer when the installation of the grounding.

# INTRODUCCIÓN.

En la actualidad la actividad petrolera se ha transformado en gran importancia con referente a la seguridad de equipos y de la protección personal, los sectores que han pasado por una mayor amenaza de riesgos por las implicaciones del medio ambiente son las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos.

El almacenamiento continúa siendo una actividad indispensable en el transporte y manejo de hidrocarburos, la selección del tipo y tamaño de tanque está regida por la relación de producción y consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

Los tanques de almacenamiento forman parte de distintas operaciones en la industria, tales como:

- Producción
- Tratamiento
- Transporte
- Refinación
- Distribución Inventarios / Reservas Servicios

Para la construcción de estos tanques se deben regir por una serie de normas entre las cuales tenemos las normas API, en el que se hace una descripción del procedimiento de los tanques de almacenamiento, además de regirse a una seguridad para los casos eventuales como son las descargas atmosféricas.

Los tanques más utilizados en la industria petrolera son los tanques de techo fijo y los tanques de techo flotante, el tanque de techo fijo es el menos aceptado por la norma para el almacenamiento de líquidos volátiles, los

grandes y modernos tanques de techo fijo son del todo soldados en la construcción y están diseñados para ser ajustado para líquido y el vapor.

Los tanques de techo fijo generalmente se los va a utilizar para minimizar las pérdidas por vapor al exterior, reduciendo el daño medio ambiental y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque.

Los tanques de techo flotante tienen gran aceptación debido a que reducen las pérdidas por vaciado y llenado, esto se logra ya sea eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores, arriba del nivel del líquido.

Es decir los techos flotantes son diseñados para moverse verticalmente dentro del armazón del tanque así proporcionan una mínima constante de vacío entre la superficie del producto almacenado y el techo, estos proporcionan un sello constante entre la periferia del tanque y el techo flotante.

La protección contra descargas atmosféricas para tanques de almacenamiento de productos, combustibles e inflamables requiere de mucha atención, puesto que es alto el porcentaje de tanques que se incendian por causa de los efectos del rayo, los tanques de almacenamiento son los más vulnerables a los incendios, esto debido a la acumulación de gases combustibles entre el cuerpo del tanque y los sellos del techo.

Los rayos que caen directamente en los tanques de almacenamiento causan fuego e incendios, el causante del incendio es debido a la chispa directa a vapores, así para lograr evitar esto se lograra un sistema de apantallamiento ante descargas eléctricas atmosféricas.

En el sector de almacenamiento se emplean distintos tanques de acuerdo al tipo de producto que contengan los cuales pueden ser gasolina súper, gasolina extra, diesel, entre otros.

Debido a la inflamabilidad que presentan estos productos se hace necesario la instalación de puestas a tierra ya que se llega a evitar las descargas eléctricas que se pueden generar en los tanques de almacenamiento, estas descargas eléctricas producidas por las precipitaciones ambientales pueden generar catástrofes a niveles muy altos.

Las estadísticas de los accidentes por las descargas atmosféricas se han presentado en niveles muy altos en los últimos años, se presentaron grandes catástrofes en las cuales se perdieron grandes instalaciones de tanques de almacenamiento, estos tanques de almacenamiento contenían gasolina y por su capacidad de inflamación se produjo una serie de explosiones en cadena donde se perdieron vidas humanas y grandes pérdidas económicas.

Para evitar todo este tipo de inconvenientes se han adecuado las instalaciones a tierra en los tanques de almacenamiento llegando a evitar fuertemente las capacidades que tiene una descarga atmosférica.

En el asentamiento de los tanques que contienen productos derivados del petróleo se logra un procedimiento para colocar un sistema de protección para evitar las explosiones a causa de rayos, ya que pueden ser las generadoras de una chispa que se ponga en contacto con el líquido y cause una explosión.

En las cercanías de los tanques de almacenamiento se podrá determinar la peligrosidad que causa la caída del rayo ya puede ser cerca de nuestro tanque de almacenamiento o a una distancia apreciable, además comprobamos como el sistema de puesta a tierra actúa instantáneamente

cuando el rayo se pone en contacto cerca de nuestro tanque de almacenamiento.

Se va a presentar las soluciones y los pasos para instalar una protección a tierra que recomiendan las normas para el control de cargas electrostáticas y corrientes de rayo en los diferentes tipos de tanques.

## **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar los procedimientos y los diferentes pasos de instalaciones de puestas a tierra, mediante la utilización de la información de las distintas normas vigentes, con la finalidad de tener una adecuada protección contra las descargas atmosféricas en los tanques de almacenamiento.

### **1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar específicamente la información de las normas aplicadas a las instalaciones de los tanques de almacenamiento contra descargas eléctricas.
- Analizar los problemas existentes por las precipitaciones ambientales y su incidencia en los tanques de almacenamiento.
- Determinar los métodos más adecuados para llegar a tener una instalación de puesta a tierra con éxito.



- Describir como se realiza una instalación de puesta a tierra en los tanques de almacenamiento de combustibles.

Mediante la ayuda de las especificaciones planteadas por la API (American Petroleum Institute) podemos tener una referencia de las pautas que se toma cuando se desea la implementación de un sistema de protección a tierra.

Para obtener una correcta instalación de nuestro sistema de puesta a tierra es de suma importancia la verificación de la instalación de los tanques de almacenamiento ya que su correcta construcción es un paso para una correcta protección de los tanques, como establece en la Norma API 650 específicamente la construcción, instalación de tanques y la prueba que son sometidos antes de utilizarlos en el almacenamiento de combustibles.

En la instalación de las puestas a tierra aplicadas a los tanques de almacenamiento de combustibles nos ayudamos con la Norma API 545 en la cual nos va a establecer todos los parámetros que debe tener un tanque de almacenamiento al momento que este se vea afectado por las descargas atmosféricas.

Esta Norma nos va a establecer las características necesarias para los distintos tanques de almacenamiento que contiene sustancias explosivas y aquellos que son más utilizados en la industria hidrocarburífera, así también nos establece como se debe instalar un correcto camino para que la descarga atmosférica finaliza en la tierra y no sea producto de explosiones y catástrofes.

Para tener una completa información de los aspectos a considerarse la norma NFPA (Asociación Nacional de Protección contra Fuego) nos establece que las estructuras están divididas por niveles, es decir de

acuerdo al nivel de inflamabilidad se puede establecer los procedimientos a seguir.

Para nuestra protección de descargas atmosféricas la información adecuada está establecida en la norma NFPA 780, esta aplica exclusivamente a los elementos que se usa para que las descargas atmosféricas finalicen en la tierra.

En esta Norma nos hace referencia a los mástiles, los electrodos los radios de protección que se puede obtener con la instalación de puntas captadoras de rayos, además establece el tipo de material del cual debe estar constituido el electrodo que va a servir para llevar la descarga atmosférica a tierra y también hace una referencia más explícita a las clasificación de las estructuras que tiene sustancias inflamables.

Para poder verificar nuestras instalaciones de puesta a tierra se va a establecer la importancia de la utilización del Megger que es un dispositivo que nos mide la resistividad de los métodos de instalación y nos da los datos necesarios para poder determinar si se está realizando una correcta aplicación de los métodos.

Mediante la descripción de las metodologías de puesta a tierra podemos tener una base teórica de cómo aplicarla a las instalaciones de tanques de almacenamiento que vamos a proteger, además podemos determinar cuál es el más adecuado y como se realiza la medición para establecer los parámetros de una buena puesta a tierra.

Con la verificación de los métodos de instalación de puesta a tierra además podemos establecer cómo influye las características del terreno en el que se va a enterrar el electrodo, así podemos adicionar ciertos materiales en el terreno para poder aumentar la resistencia de nuestra instalación de puesta a tierra.

## MARCO TEÓRICO.

Aspectos importantes de las normas y de las instalaciones de puesta a tierra para los tanques de almacenamiento de combustible.

### 2.1 NORMA API 650

Norma establece la construcción de tanques utilizados en los servicios de almacenamiento, como se puede observar en la Figura 2.1 tenemos la construcción final de un tanque el cual es utilizado para el almacenamiento de gasolina extra de la Empresa Publica Petroecuador.



**Figura 2.1** Tanque de Almacenamiento TB-1014 de Gasolina Extra.

#### 2.1.1 NOTAS ESPECIALES DE LA NORMA

Los códigos API son establecidos siempre para tratar problemas de naturaleza general, estos códigos son revisados y modificados al menos

cada 5 años, la intención de este código es servir como una especificación de compra o construcción de tanques de almacenamiento.

El código Api 650 está basado en el conocimiento y la experiencia acumulada de fabricantes y usuarios de tanques de almacenamiento de petróleo soldados, de varios tamaños y capacidades, con una presión manométrica interna que no exceda de 2,5 psi.

### **2.1.2 ALCANCE DE LA NORMA**

Esta norma cubre especificaciones de material, diseño, fabricación, montaje, y requerimientos de prueba para cilindros verticales cerrados y de tapa superior abierta instalado sobre tierra, tanques de acero soldado para almacenamiento en varios tamaños y capacidades para presiones internas aproximadamente igual a la presión atmosférica.

Estas especificaciones, han sido elaboradas para proveer a la industria petrolera con tanques de adecuada seguridad y razonable economía para usarlos en el almacenamiento de petróleo y sus derivados, además también para otros productos líquidos comúnmente manipulados en las distintas ramas de la industria.

Esta norma no presenta ni está destinada a establecer una serie fija de tamaños de tanque admisibles, más bien está orientado a permitir al comprador la selección de cualquier medida de tanque que pueda ser requerido para la mejor satisfacción de sus necesidades.

### **2.1.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Al haber construido el tanque de almacenamiento se debe tener en consideración las cargas que actúan en el mismo, de acuerdo con esta norma las cargas en el tanque pueden ser las siguientes.

- Carga muerta.
- Peso del líquido almacenado.
- Prueba hidrostática.
- Carga viva mínima del techo.
- Nieve.
- Viento.
- Presión interna del tanque.
- Presión externa del tanque.
- Cargas sísmicas.

### **2.1.4 ASPECTOS GENERALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

Pasos principales para la utilización y el funcionamiento de los tanques de almacenamiento de combustible.

#### **2.1.4.1 Biselado de las planchas para el tanque de almacenamiento**

El primer paso antes de realizar el corte a las dimensiones requeridas en el diseño, es identificar cada plancha, la cual debe ser marcada para su respectivo registro, esto permite saber a qué número de anillo pertenece y

que posición le corresponde a la plancha en el anillo en caso de que se fabriquen varios tanques.

Para realizar el corte y biselado se utiliza un sistema de corte semiautomático, donde se procede a fijar las medidas y el ángulo de biselado de acuerdo al procedimiento de soldadura establecido, se utiliza oxígeno y acetileno usando una boquilla.

Completado el proceso, la plancha cortada y biselada a la medida se coloca boca abajo en un área para realizar el pulimiento de filos, se confirman las dimensiones requeridas y estas continúan con la siguiente etapa del proceso de fabricación del tanque.

#### **2.1.4.2 Soldadura del tanque de almacenamiento**

Las normas establecen que antes de iniciar cualquier soldadura de los tanques el personal debe estar debidamente calificado, y regirse bajo los términos especificados de la norma, ya sea que se trata de procedimientos calificados, precalificados o estándar.

La información requerida acerca de las variables de soldadura que debe incluirse difiere de una norma a otra, y también varía la forma en que cada norma clasifica a estas variables, pero independientemente de las diferencias señaladas, las variables de soldadura pueden agruparse en las siguientes categorías:

- Uniones o juntas.
- Metales base.
- Metales y electrodos.
- Precalentamiento y temperatura entre pasos.
- Tratamiento térmico - posterior a la soldadura.

- Gases de combustión y de protección.
- Características eléctricas.
- Técnica.

#### **2.1.4.3 Montaje del tanque de almacenamiento**

Los accesorios de montaje son aquellas herramientas necesarias para armar el tanque de una manera rápida y eficiente, estos accesorios son.

- Matriz para el fondo.
- Guías.
- Espaciador.
- Cuñas.
- Punzones.
- Andamios.

#### **2.1.4.4 Prueba hidrostática**

Esta prueba se realiza con el fin de verificar que los asentamientos del tanque producidos por el producto a almacenar, no vayan a deformar, colapsar o tensionar el mismo o que conexiones de tuberías se vean afectadas y constatar que existe hermeticidad en todas las juntas tanto de fondo como del casco y accesorios.

## **2.2 PRINCIPALES TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE**

Descripción de los principales tanques usados en el almacenamiento de combustibles.

### **2.2.1 TANQUES DE TECHO FIJO**

Los tanques de techo fijo son recipientes que tienen un cuerpo cilíndrico vertical y un techo fijo, siendo así que el techo de este tanque de almacenamiento se encuentra soldado a su cuerpo, debido a esto conserva siempre su altura constante y es una ayuda para la medición del producto almacenado.

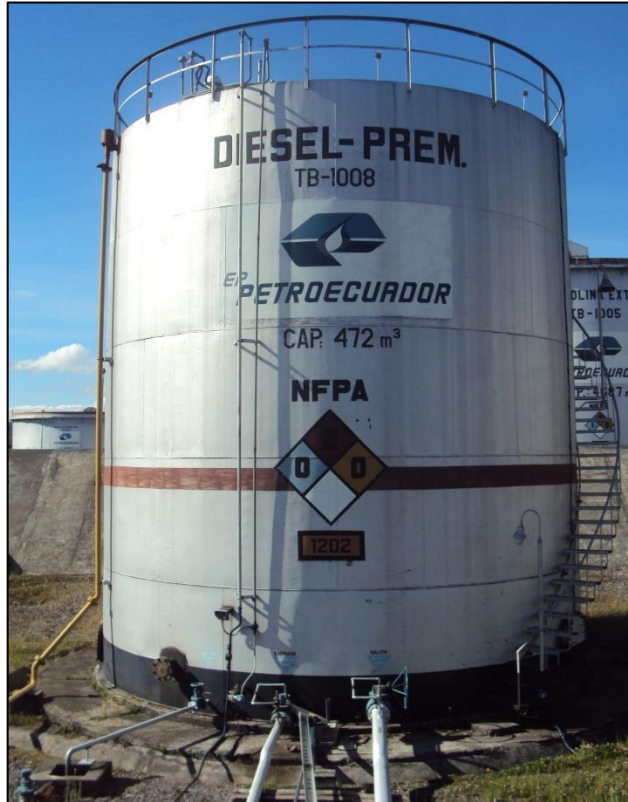
El tanque de techo fijo es el menos aceptado por la norma para el almacenamiento de líquidos volátiles, los grandes y modernos tanques de techo fijo son del todo soldados en la construcción y están diseñados para ser ajustados al líquido y al vapor, algunos tanques de techo fijo pueden ser remachados o atornillados en su construcción.

Además del cuerpo y del techo, los componentes básicos y características de construcción incluyen.

- a)** Accesorios que atraviesan el techo fijo y servir a las funciones operacionales.
- b)** Aislamiento del cuerpo y el techo en los tanques que almacenan productos a granel en condiciones de calentamiento.
- c)** Superficie del cuerpo y el techo, tipo y condición.



Generalmente los tanques de techo fijo son utilizados para almacenar líquidos que no sean muy volátiles como se ve en la Figura 2.2 el tanque se encuentra almacenado con diesel premium.



**Figura 2.2** Tanque de Techo Fijo TB-1008 almacenado con Diesel Premium.

### 2.2.2 TANQUES DE TECHO FLOTANTE

Estos son recipientes que tienen un cuerpo cilíndrico vertical y un techo que flota en la superficie del líquido, también pueden tener un techo fijo adjunto en la parte superior del cuerpo del tanque.

Los techos flotantes reducen las pérdidas por evaporación que presenta el líquido ya que cubre la superficie, minimizan así que la superficie del líquido sea expuesta a la evaporación, la cubierta flotante puede estar en contacto con la superficie del líquido o puede encerrar una capa de vapor saturado bajo la cubierta que flota apoyada sobre el líquido almacenado.

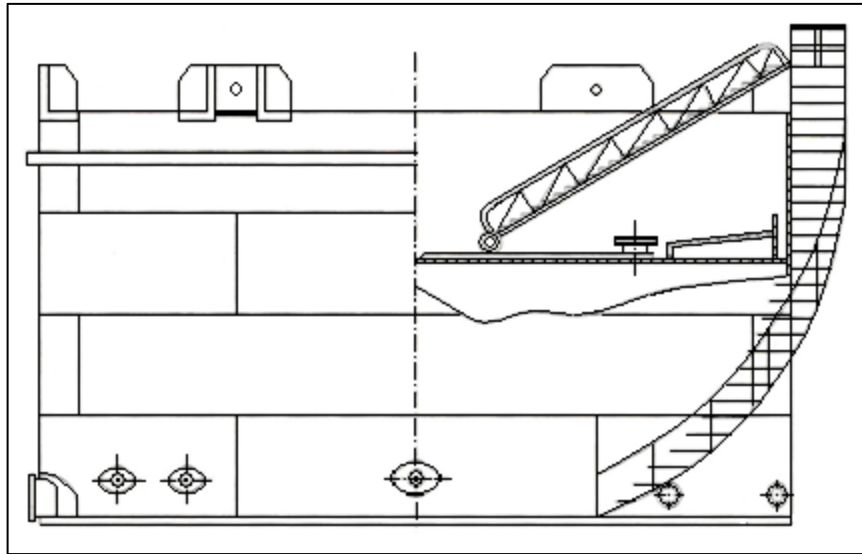
Ya que en el almacenamiento se va a tener productos con alta volatilidad vemos en la Figura 2.3 la necesidad de tener tanques con techo flotante almacenado con Gasolina-Procesos.



**Figura 2.3** Tanque de techo Flotante TB-1007 almacenado con Gasolina-Procesos.

Los componentes básicos del techo flotante incluyen.

- a) Una plataforma o cubierta flotante.
- b) Un sello anular adjunto al perímetro de la plataforma o cubierta flotante.
- c) Accesorios que penetran la plataforma o cubierta flotante para darle una finalidad funcional como se ve en la Figura 2.4



**Figura 2.4** Tanque de techo flotante.

(EP Petroecuador, 2009)

#### **2.2.2.1 Partes que constituyen un tanque de techo flotante**

A continuación se muestra las partes más esenciales que constituyen un tanque de techo flotante, esto para dar una idea de cómo es que está constituido este tanque ya que el trabajo está dirigido a proteger este tipo de tanques.

- Equipos de Medición.
- Bocas de Inspección.
- Boquillas.
- Termopozos.
- Líneas de Entrada y Salida
- Líneas de Contra Expansión.
- Líneas de Circulación.
- Líneas de Drenaje.
- Línea de Agua.
- Línea de Enfriamiento.
- Línea de Espuma.

- Cámara de Espuma.
- Plataforma de Aforo.
- Drenaje del Techo.
- Venteo.
- Escalera del Techo.
- Válvulas de Drenaje.
- Válvula Principal.
- Sello del Tanque.
- Techo Flotante.
- Boca de Aforo.
- Tubo de Aforo.
- Drenaje Rápido del Techo Flotante.

## **2.3 NORMA API 545**

Norma establecida para la protección de los rayos sobre las estructuras metálicas de los tanques de almacenamiento.

### **2.3.1 APLICACIÓN**

Esta norma está recomendada para la protección contra rayos de los tanques de almacenamiento en superficie, para líquidos inflamables o combustibles, con respecto a la protección contra rayos la prevención de incendios en tanques de almacenamiento ayudara a evitar los distintos percances.

Esta práctica recomendada ofrece orientación e información para ayudar a los propietarios y operadores con protección contra las descargas

atmosféricas para los tanques de almacenamiento, pero esta práctica recomendada no ofrece protección completa para todas las ocurrencias posibles de rayos.

### **2.3.2 PROTECCIÓN DE TANQUES DE TECHO FIJO Y TANQUES CON TECHOS FLOTANTES INTERNOS**

Para los tanques de techo fijo e internos de techo flotante tanques hay una posibilidad de inflamabilidad de los vapores que se presentan en las fuentes atmosféricas, si están presentes los vapores inflamables pueden encenderse por un relámpago.

Las técnicas de unión para evitar la descarga estática entre el techo flotante y la carcasa se abordan en la norma API 650 que abarca la soldadura de las uniones de los tanques de almacenamiento.

Los tanques de manejo a bajas presiones de vapor con buen estado de conservación con techos flotantes ajustados a sellos no tienen probabilidades de tener vapores inflamables en las fuentes atmosféricas a menos que se rellena de vacío.

### **2.3.3 TANQUES DE TECHO FLOTANTE EXTERNO**

Descripción de la instalación para protección de un tanque de techo flotante externo.

### **2.3.3.1 Unión entre techo flotante y la carcasa con desviaciones para la conducción**

Las desviaciones se utilizan para la conducción de los componentes de duración rápidas e intermedias de la corriente del rayo, estas deberán ser lo más corto y directo creando una ruta como sea posible desde el techo flotante conductor para el cuerpo del tanque, las desviaciones deberán estar espaciados a intervalos no mayor que 3 metros alrededor del perímetro del techo flotante.

Las desviaciones se compondrán de un conductor de acero o de otros materiales equivalentes a la capacidad de la corriente y resistencia a la corrosión, las desviaciones serán de longitud mínima necesaria para permitir la función del techo flotante conjunto con el sello llegando a permanecer en contacto con el depósito durante el movimiento completo del diseño horizontal y vertical del techo flotante.

La durabilidad de las desviaciones y conexiones de terminación serán de una flexibilidad suficiente y resistente a la corrosión teniendo una vida útil mínima de 30 años.

### **2.3.3.2 Realización de caminos paralelos y aislamientos en el Tanque**

Todos los que no esté totalmente sumergidas con componentes conductores del sello de montaje incluyendo resortes, membranas, entre otros, deberán estar aislados eléctricamente desde el techo del tanque, esto permite que cualquier descarga del rayo en el techo flotante de la carcasa del tanque tomara el camino preferencial a través de la desviaciones y de los conductores de desviación.

También todos los componentes del poste de calibración que penetran en el techo flotante del tanque deberán estar aislados eléctricamente desde el techo del tanque flotante, como se observa en la Figura 2.5 esto se realiza para que las descargas del rayo se dirijan por la parte de los conductores de desviación.



**Figura 2.5** Línea de desviación de la descarga atmosférica en el Tanque de Almacenamiento.

#### **2.3.4 FENÓMENO DEL RAYO Y LOS EFECTOS SECUNDARIOS EN LOS TANQUES**

En condiciones de buen tiempo normalmente hay un débil campo eléctrico vertical en la superficie de la tierra donde prácticamente no hay corrientes de tierra y hay solo una pequeña carga distribuida sobre el terreno, las superficies horizontales planas tendrán una distribución de carga uniforme es decir una densidad de carga superficial similar en todas partes.

La carga más alta se produce en la superficie donde existen finos objetos puntiagudos como agujas, las tapas de las antenas, las puntas de pararrayos, entre otros, cuando la carga superficial es más alta, el campo eléctrico local de igual manera es la más alta, las partes puntiagudas

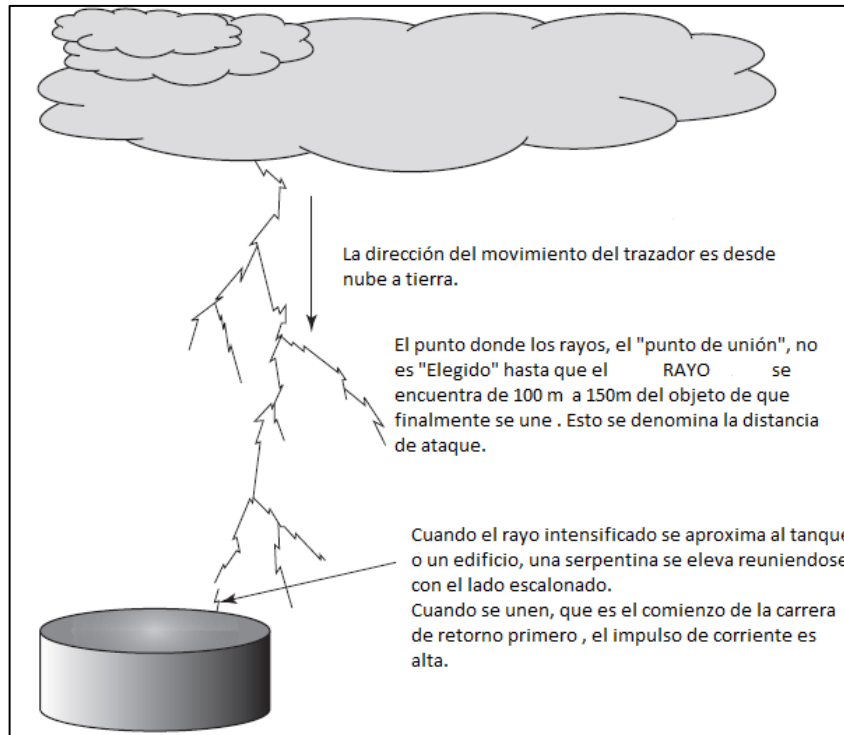
orientadas hacia arriba de los elementos tienden a cumplir con una pequeña corriente en el aire, produciendo a menudo una descarga silenciosa.

Las tormentas eléctricas implican el movimiento relativamente lento de las nubes cargadas, los mecanismos de la tormenta es construir un campo electrostático sobre un área grande a través de la base de la nube de la tormenta, este campo induce una opuesta carga en la superficie de la tierra debajo de ella, la carga de tierra inducida fluye a lo largo de la superficie de la tierra por debajo de la nube de la tormenta a una velocidad relativamente lenta, los flujos de corriente de carga son relativamente pequeños y no causan daños, esta diferencia de carga es periódicamente neutralizado casi instantáneamente por un rayo que se derrumba en el campo.

El proceso se inicia con un rayo en las nubes con una dirección descendiente hacia a la tierra, el rayo si dirige escalonadamente en su camino hacia el suelo en su intento de encontrar la mejor ruta a la tierra, el camino de la intensificación del rayo es muy irregular debido a las variaciones aleatorias de las condiciones locales del aire y otros factores.

Cuando el rayo se encuentra aproximadamente a 100 metros o menos desde el suelo el campo eléctrico a nivel del suelo se eleva abruptamente y el campo eléctrico en los más altos elementos se convierte en lo suficientemente grande como para lanzar una cadena donde se completa la conexión con el rayo en la bajada.





**Figura 2.6** Mecanismo habitual por el cual un rayo completa su camino hacia el suelo.

(Norma API 545, 2009)

### 2.3.5 EFECTOS DEL RAYO

Si una estructura es alcanzada por una descarga atmosférica como se indica en la Figura 2.6, puede provocar daños en la estructura misma, a las personas u objetos en su interior, los daños dependerán de la intensidad de la corriente y de su trayectoria y son provocados por altas temperaturas y esfuerzos mecánicos producto de la relación de la tensión de la corriente y de la intensidad que se opone al paso de la corriente.

Una descarga directa puede causar daños mecánicos, fuego o explosión ya sea por la descarga en sí o por chispas o arcos causados por la sobretensión que se genera, sin embargo, una descarga directa no es la única forma en la que un rayo puede afectar las instalaciones, también

pueden generarse fallas de equipos, especialmente sistemas eléctricos y electrónicos.

Los tanques pueden ser afectados por ambos movimientos del relámpago directos e indirectos.

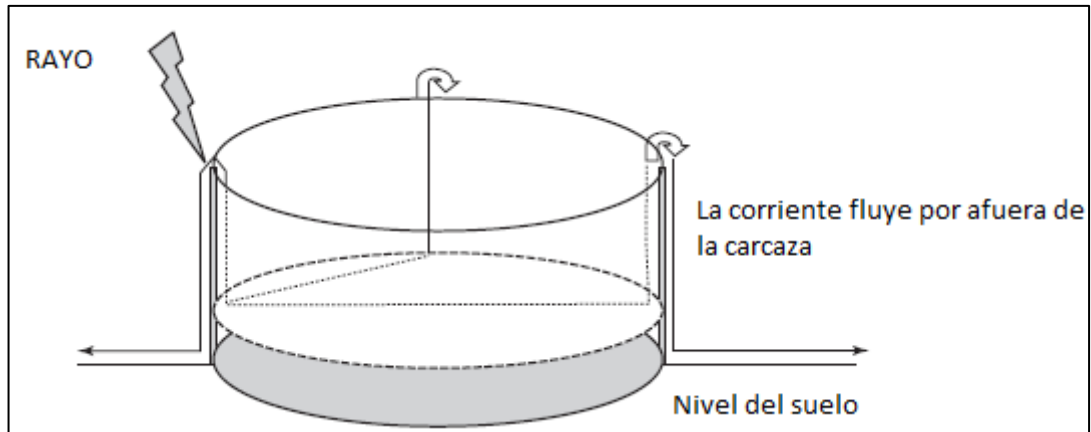
### **2.3.5.1 Efectos de descarga directa del rayo**

Es nomenclatura estándar para nombrar el punto en que el rayo se conecta con el suelo o la estructura lo denominamos como el "Punto de unión."

El punto de fijación de los tanques estarán en las regiones más altas verticales del campo eléctrico que incluyen el borde del depósito, los respiraderos, los pasamanos, los postes de vía, las luces y otros objetos en la parte superior del depósito o para los grandes tanques de diámetro, el techo fijo o flotante en sí.

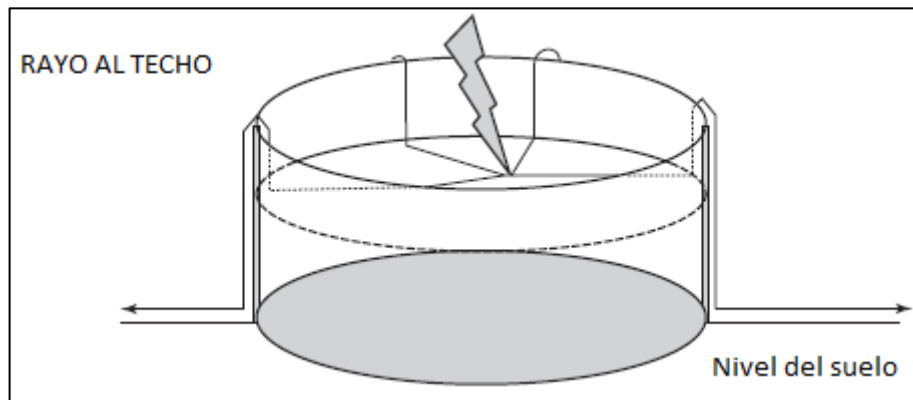
El rayo no va a seguir un solo camino hacia tierra, el golpe de la corriente se dividirá en proporción a cada ruta disponible desde el punto de unión medida que los diferenciales actuales sobre un área grande, siendo así la carga superficial neutralizada.

Obsérvese que el rápido impulso de la corriente alta fluye por el interior de la carcasa y a través de las juntas del borde, y en la parte superior del techo flotante, sólo dos rutas se muestran, en la Figura 2.7, la corriente fluye en toda la parte superior del techo y atraviesa el sello en todo el perímetro de la cubierta.



**Figura 2.7** Rutas actuales del rayo para la parte superior de la carcasa  
(API 545, 2009)

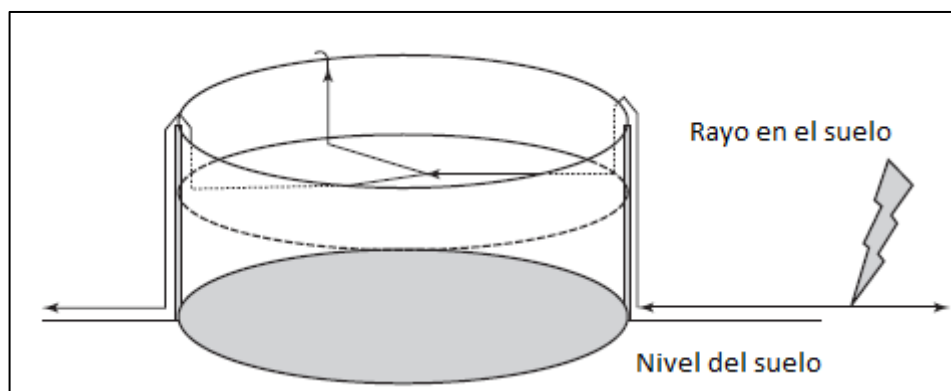
En la figura 2.8 se observa el rápido impulso de la corriente alta fluyendo a través del techo flotante en todas las direcciones a las juntas del borde y derivaciones, y luego hacia arriba y sobre la capa del suelo, sólo si el techo es alto es este un punto de ataque es probable.



**Figura 2.8** Rutas actuales del rayo para el techo flotante.  
(API 545, 2009)

### 2.3.5.2 Efectos de rayos indirectos

Con la descarga de un rayo la corriente fluirá sobre la piel exterior del depósito a través del techo fijo o flotante y hasta el suelo en el otro lado de la carcasa, no habría mucha energía en la corriente de descarga ya que se mueve a través del depósito en comparación con la descarga directamente a un tanque, este plan de flujo de corriente como se ve en la Figura 2.9, sólo se aplicaría cuando la corriente continua fluya por el suelo y el piso del tanque solamente.



**Figura 2.9** Las rutas actuales de rayo a tierra cerca de un tanque de techo flotante.

(API 545, 2009)

### 2.3.6 CHISPAS

Las chispas son la causa más probable de los incendios en los tanques de almacenamiento de combustible, debido a la tendencia de la corriente que golpee en el tanque con la colaboración cercana para conducir la corriente a través del techo flotante, o través de cualquier otro metal con el contacto intencional o no intencional entre el techo flotante y la cáscara.

### **2.3.6.1 Chispa térmica**

Una chispa térmica se define como una pieza de material incandescente que ha sido expulsado de algunos sitios de chispas como del interior de la pared de un tanque de techo flotante abierto, o de un mal atornillado de la unión de las bridas, el metal al estar al rojo vivo y las chispas caen en la operación de soldadura, estos pueden ser ejemplos de chispas térmicas.

Estas chispas térmicas son en realidad partículas muy pequeñas de metal que al estar quemándose vuelan por el aire, por lo general son menos eficaces como fuentes de chispas incendiarias que las de entrehierro.

### **2.3.6.2 Chispas entrehierro**

Una chispa de entrehierro se produce en un lugar con un pequeño espacio entre los elementos donde el rayo crea una tensión suficientemente grande como para causar una ruptura eléctrica de la mezcla del aire o del vapor.

Las chispas del entre hierro producen una energía suficiente para encender un producto si están dentro de una amplia mezcla inflamable, para las mezclas que no son óptimas, el requerimiento de energía es más alto, sin embargo la energía de las chispas que produce un rayo son probables que sean de una magnitud mucho mayor.

La pequeña área de contacto y la presencia de los tratamientos de superficie son conductores de las chispas, pero si hay una capa no conductora en el depósito la chispa al principio no se podrá romper por el aislamiento así se tendría como resultado una chispa térmica.

### **2.3.7 DESCARGA DEL RAYO Y EFECTOS SECUNDARIOS**

Efectos ocasionales causados por la incidencia de los rayos sobre las estructuras.

#### **2.3.7.1 Presencia de vapores inflamables**

La ignición no puede ocurrir a menos que los vapores inflamables están presentes junto con una concentración de oxígeno que coloca a los vapores dentro del rango de inflamabilidad, la acción del efecto de la jaula de Faraday sirve para proteger un techo flotante interno de la exposición del rayo.

Las posibles consecuencias de exposición de vapores que se pueden producir en los tanques de almacenamiento de combustibles se los pueden dividir en cuatro áreas de vulnerabilidad de incendios las cuales son.

- a)** El aterrizaje de un techo flotante en el cual se incluye el llenado inicial, se exponen los vapores inflamables que normalmente se controlan por el techo flotante.
  
- b)** Las prácticas inadecuadas del funcionamiento como un sobrellenado en el que incluye el llenado hasta el punto en que flota el techo produciéndose aberturas por parte de los sellos, también al almacenar el producto con una presión de vapor que exceda el límite y se aproxime la presión atmosférica exponiendo a los vapores inflamables que normalmente contienen en los sellos.
  
- c)** Una falla mecánica como la instalación inadecuada de las juntas, la falta de dinamismo, y otros daños a la cubierta del techo flotante puede exponer a

los vapores encima de la cubierta además de una ventilación inadecuada en el techo flotante.

## **2.4 NORMA NFPA 780. PROTECCIÓN DE ESTRUCTURAS QUE CONTIENEN VAPORES INFLAMABLES, GASES INFLAMABLES, O LÍQUIDOS QUE PUEDEN DESPRENDER VAPORES INFLAMABLES**

Norma aplicada por la Asociación Nacional de Protección contra Incendios.

### **2.4.1 GENERALIDADES**

Se aplica a la protección de las estructuras que contiene vapores inflamables, gases inflamables, o líquidos que desprenden vapores inflamables, para ciertos tipos de estructuras que son utilizadas para el almacenamiento de líquidos que producen vapores inflamables son esencialmente una auto-protección contra el daño de los movimientos de los relámpagos y se necesita una protección adicional.

Las estructuras metálicas deben estar bien selladas para evitar el escape de líquidos, vapores o gases, la protección de otras estructuras se consigue mediante el uso de dispositivos de terminación en el taque para evitar que una chispa cause daño y pueda encender el contenido inflamable y provocar un incendio o una explosión.

## **2.4.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIÓN**

La protección de estas estructuras y sus contenidos pueden verse afectados a causa de rayos y se debe exigirá el cumplimiento de los principios siguientes.

- Los líquidos que desprenden vapores inflamables se almacenarán en las estructuras que estén esencialmente adecuadas y herméticas selladas.
- Las chispas potenciales entre las superficies conductoras no deberán estar presentes en los puntos donde se escapan vapores inflamables o donde se acumulan.
- Las aberturas donde las concentraciones inflamables de vapor o escape de gas a la atmósfera deberán ser cerradas o de otra manera protegerlas contra la entrada de la chispa, las estructuras y todos los accesorios como escotillas calibradas, válvulas de ventilación se mantendrán en buenas condiciones de funcionamiento, evitando la salida de vapores inflamables.

### **2.4.2.1 Materiales e Instalaciones de protección**

Los conductores, que ayudan en la protección contra sobretensiones y las conexiones de puesta a tierra debe ser seleccionadas e instaladas de conformidad con los requisitos de la norma, en la Figura 2.10 observamos el cable a tierra el cual deberá ser seleccionado de un tamaño en sección transversal a un conductor principal, este cable de tierra deberán ser de aluminio, cobre, acero inoxidable, o acero protegido, tal como revestido de cobre, aluminio revestido, revestido de plomo o de acero galvanizado.

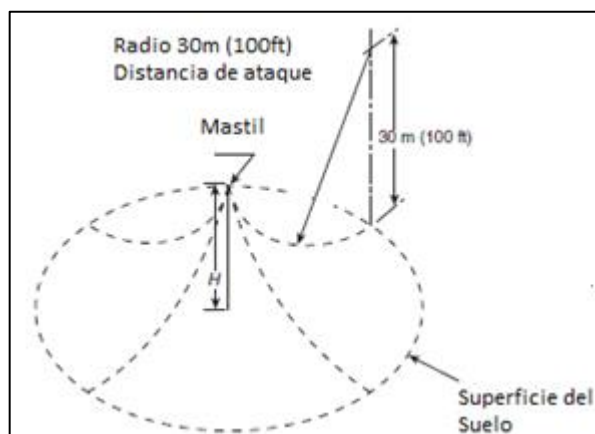




**Figura 2.10** Conexión de Puesta Tierra.

#### 2.4.2.2 Varillas y mástiles

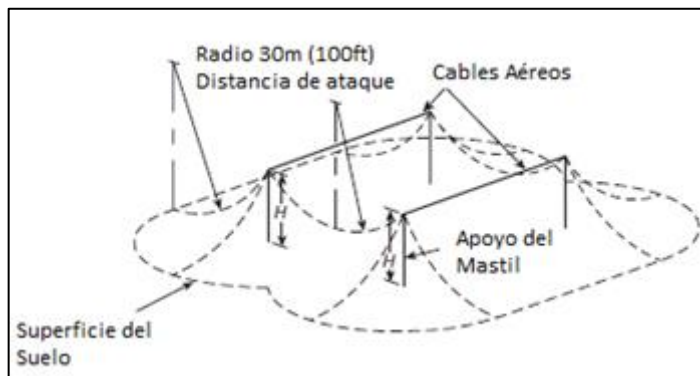
La zona de protección de un mástil de protección contra rayos como esta en la Figura 2.11 se basa en la distancia de la corriente del rayo, dado que el rayo puede afectar a cualquier objeto conectado a tierra dentro de la distancia del punto desde el que se desglose hasta el final a tierra se produce, la zona de protección se define por un arco circular cóncava hacia arriba.



**Figura 2.11** Zona de protección del mástil definida por las líneas discontinuas.

(Norma NFPA 780, 2007)

El radio del arco es la distancia de ataque y el arco se pasa a través de la punta del mástil y es tangente a la tierra, cuando se utilice más de un mástil, el arco se pasa a través de las puntas de los mástiles adyacentes, una representación grafica se ve en la Figura 2.12



**Figura 2.12** Zona de protección definida por el cable de tierra y líneas de trazos.

(Norma NFPA 780, 2007)

La distancia que se va a proteger se puede determinar analíticamente por unos 30m o 100 pies de distancia llamativa con la ecuación 2.1, las unidades serán compatibles en metros (m.) o pies (ft.)

$$d = \sqrt{h_1(2R - h_1)} - \sqrt{h_2(2R - h_2)} \quad [2.1]$$

Dónde:

**d** = Distancia horizontal protegida

**h1** = Altura del mástil más alto

**R** = Radio de la esfera rodante (30 m. o 100 ft.)

**h2** = Altura del mástil de menor

La distancia de ataque está relacionada con la carrera de pico de corriente y por lo tanto a la severidad de la corriente del rayo, mientras mayor es la

severidad de la carrera de corriente, mayor será la distancia de ataque del rayo.

- En la gran mayoría de los casos la distancia de ataque del rayo supera los 30 metros o 100 pies.
- Así en consecuencia la zona sobre la base estableciendo una distancia de 30 m o 100 ft. está protegida.

#### **2.4.2.3 Cable de tierra de arriba**

La zona de protección de un cable de tierra de arriba se basa en una distancia de 30 metros o 100 pies y está definida por los mismos 30 metros o 100 pies de arco de radio cóncava hacia arriba, como se observa en la Figura 2.12.

Los mástiles de apoyo deberán tener un espacio libre de la estructura protegida para evitar así la descarga lateral, la distancia mínima entre un cable de tierra del mástil o sobre la cabeza y la estructura a proteger no deberá ser menor que la distancia de enlace o la distancia de la descarga lateral.

#### **2.4.2.4 Distancia de la descarga lateral**

La distancia de la descarga lateral de un mástil se calcula a partir la ecuación 2.2.

$$D = \frac{h}{6}$$

[2.2]

Dónde:

***D*** = descarga lateral distancia de un mástil

***h*** = altura de la estructura (u objeto calculado)

#### **2.4.2.5 Distancia de la descarga lateral de una catenaria**

La distancia de una catenaria se calcula con la ecuación 2.3.

$$D = \frac{l}{6n} \quad [2.3]$$

Dónde:

***D*** = Descarga lateral de la distancia de una catenaria.

***l*** = Longitud del conductor de protección contra rayos entre su punto de conexión a tierra y el punto que se calcula.

***n*** = 1 Cuando hay un cable aéreo de tierra único que supera 60 m (200 pies) de longitud horizontal.

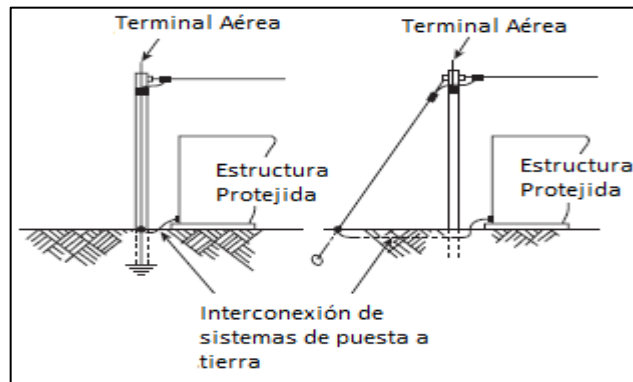
***n*** = 1,5 Cuando hay un cable aéreo único o más de un alambre interconectados por encima de la estructura a proteger, de tal manera que sólo dos conductores de bajada están situados superior a 6 metros o 20 pies y menos de 30 metros o 100 pies de separación.

***n*** = 2,25 Cuando hay más de dos conductores de bajada separados más de 7,6 metros o 25 pies de distancia dentro de un área de 30 metros o 100 pies.

Los mástiles o cables de tierra deberán conectarse a tierra y deberán estar interconectados con el sistema de puesta a tierra a los tanques de almacenamiento de combustible.

#### 2.4.2.6 Métodos alternativos de conexión a tierra

a) En la utilización de los mástiles de madera colocados por separado o con cables de tierra, tendrá un terminal de aire que se extiende por lo menos 0,6 metros o 2 pies por encima de la parte superior del poste.



**Figura 2.8** Métodos alternativos de conexión a tierra para protección de líneas aéreas bajo tierra.

(Norma NFPA 780, 2007)

b) Como una alternativa se instala un cable de tierra de arriba o abajo de un conductor que se extiende por encima o en la parte superior del poste.

c) En el caso de un sistema de tierra alambre de arriba, el alambre tipo polo se permitirá que se utiliza como conductor de bajada, siempre que el tipo de alambre cumpla con el requisito del tipo de material que se está utilizando para la descarga del rayo, así se puede fijar en la Figura 2.8

d) Para mástiles metálicos conectados a tierra, la terminal aérea y el conductor de bajada no será necesarios.

#### 2.4.3 PROTECCIÓN DE LAS CLASES ESPECÍFICAS DE ESTRUCTURAS

Los tanques a presión atmosférica en superficie que contienen vapores o líquidos inflamables que desprenden vapores inflamables en los cuales se incluyen los tanques de techo fijo, tanques metálicos con techos de acero remachado, los de construcción atornillada o soldada que se utilizan para el almacenamiento de líquidos que emiten vapores inflamables a presión atmosférica se considerarán para protección contra los rayo.

- Todas las juntas entre placas metálicas deberán ser remachadas, atornillada o soldadas.
- Todas las tuberías que entran en el tanque serán metálicas y conectadas al depósito en el punto de entrada.
- Todas las aberturas de vapor o de gas se cierra proporcionado la protección en lugares donde el stock almacenado produce una inflamable mezcla aire-vapor en condiciones de almacenamiento.
- El techo deberá tener un espesor mínimo de 4,8 mm (3/16 pulg.)
- El techo deberá ser soldada, atornillada o remachada a la carcasa.

En los tanques de techo flotante cuando se utiliza colgadores situados dentro de un espacio de vapor, el techo debe ser eléctricamente unido a los zapatos de la junta a través de una desviación eléctrica directa con una ruta con intervalos no superiores a 3 metros o 10 pies en la circunferencia del tanque.

La zapata metálica se mantiene en contacto con la carcasa y sin aberturas tales como agujeros de corrosión a través del zapato, en los tanques sin no hay la existencia de un espacio de vapor en el sello no será necesario la ubicación de una desviación del rayo en el sello.

Cuando un techo flotante está equipado con juntas primarias y como juntas secundarias, el espacio entre las dos juntas podría contener vapor de la mezcla aire-dentro del rango de inflamabilidad, las desviaciones deberán ser instaladas de manera que el contacto sea directo con la carcasa del tanque. Las desviaciones deberán estar espaciados en intervalos que no excedan de 3 metros o 10 pies y se construyen de manera que se mantenga un contacto metálico entre el techo flotante y la pared del tanque.

Los tanques metálicos con techos metálicos irán provistos con dispositivos de terminación de ataque, los cuales estarán conectados a cada una para el revestimiento metálico y en el cuerpo del tanque, para el uso de los dispositivos de terminación se permite el uso de la realización de los mástiles, cables de tierra, o una combinación de mástiles y cables de tierra.

En la Figura 2.14 podemos ver la variedad de tanques de almacenamiento y junto con ellos las instalaciones de cables de tierra



**Figura 2.14** Patio de Tanques de Almacenamiento de Combustible.

## 2.5 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La descarga atmosférica conocida como rayo es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes, los rayos que nos interesan por su efecto son los de nube a tierra y en éstos se pueden encontrar 4 tipos los 2 iniciados en las nubes y 2 iniciados en tierra estos pueden ser positivos o negativos, los más comunes siendo el 90 % de los rayos detectados son de una nube negativa hacia tierra.

Los rayos iniciados en las nubes negativas, normalmente aparecen en nubes de tormenta que usualmente miden de 3 a más de 50 km de largo, y son consecuencia de un rompimiento dieléctrico atmosférico, este rompimiento una vez iniciado avanza en zigzag a razón de unos 50 metros por microsegundo con descansos de 50 microsegundos.

Una vez que se produce el rompimiento del rayo la descarga eléctrica surgirá inmediatamente dentro de un hemisferio de unos 50 metros de radio del punto de potencial más alto y cualquier objeto puede ser el foco de esta descarga hacia arriba de partículas positivas, aún desde una parte metálica debajo de una torre, la generación de un rayo en la atmosfera se puede ver reflejado en la Figura 2.15



**Figura 2.15** Rayo producido por una nube cargada negativamente contra tierra.

(Horacio T. Sánchez, 2002)

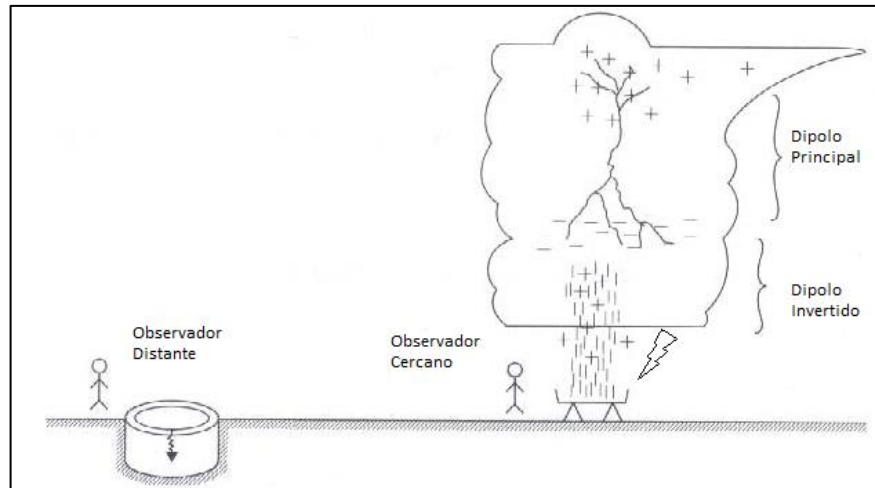


La primera descarga es la que tiene mayor amplitud, mientras que las subsecuentes tienen tiempos de ataque más rápidos aunque la velocidad de las descargas se ha encontrado que depende del lugar geográfico, las descargas atmosféricas pueden causar grandes diferencias de potencial produciendo como consecuencia de ello circular grandes corrientes en las canalizaciones metálicas como tanques de almacenamiento.

Algunas particularidades aumentan la probabilidad de la caída de rayos en un lugar por ejemplo, la frecuencia de descargas en un lugar es proporcional al cuadrado de la altura sobre el terreno circundante, esto hace que las estructuras aisladas sean particularmente vulnerables además las puntas agudas incrementan también la probabilidad de una descarga.

Al producirse la generación de un rayo en la nube se puede notar que se tiene una carga positiva superior, que se puede extender hasta la parte más alta de la nube, una región de carga negativa, entre estas dos existe una zona prácticamente neutra y una carga positiva inferior, que usualmente es de menor magnitud que la carga negativa principal.

En la Figura 2.16 se observa la descarga a tierra más común se da por transferencia de carga de la región de carga negativa principal hacia la tierra, iniciada por una descarga entre la región de carga negativa y la carga positiva inferior.



**Figura 2.16** Descarga del rayo a tierra.

(Adolf Senner, 1994)

### 2.5.1 EFECTOS DIRECTOS

Los efectos directos de un rayo son la destrucción física causada por el impacto de los que pueden resultar incendios, cuando un impacto directo golpea una instalación donde hay materiales combustibles pueden estar expuestos al canal del rayo o al efecto de calentamiento del rayo.

Las estadísticas de la industria petrolera, registran amplia evidencia de la naturaleza destructiva de los rayos, millones de dólares en pérdidas se registran cada año por la destrucción de plantas petroquímicas y muchas otras instalaciones por los fenómenos relacionados con las descargas eléctricas atmosféricas en muchas partes del mundo además de pérdidas de vidas cuando esas instalaciones se incendian o explotan.

Es verdad que el riesgo de la pérdida de un tanque de almacenamiento de productos derivados del petróleo es pequeño pero también es cierto que cuando llega a ocurrir un siniestro se pone en riesgo toda el área de tanques no solamente el tanque siniestrado.

## **2.5.2 EFECTO DE LAS DESCARGAS EN TANQUES**

Para evitar los efectos de las descargas atmosféricas en los tanques de almacenamiento se debe cumplir con los criterios siguientes.

- a) Toda su estructura debe ser eléctricamente continua.
  
- b) Sus partes metálicas expuestas deben tener los espesores mínimos requeridos.
  
- c) Deben estar sellados para prevenir escapes de los gases o vapores del producto almacenado.

Todas las aberturas a la atmósfera deben mantenerse cerradas durante tormentas o estar provistas con protección retarda-llamas, el dejar los sellos abiertos en los tanques de almacenamiento puede dejar suficiente vapor para iniciar la ignición por la presencia de una atmósfera inflamable.

Los tanques metálicos aislados de tierra deben tener conexiones o puentes a tierra para reducir el potencial eléctrico ante descargas atmosféricas y así prevenir el daño a los materiales aislantes entre el tanque y la tierra, los tanques se aíslan de la tierra cuando se necesita prevenir el terreno de la contaminación ante fugas del producto para lo cual se colocan debajo del tanque membranas o mantas aislantes.

## **2.5.3 PUESTA A TIERRA PARA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

La Puesta a tierra para descargas atmosféricas provee un camino controlado a través del cual las corrientes de las descargas atmosféricas pueden alcanzar la tierra, este camino debe manejar las altas corrientes de las descargas atmosféricas durante decenas de microsegundos hasta pocos milisegundos.

Aun así es suficiente energía para dañar los equipos electrónicos si la puesta a tierra no es adecuada por eso tenemos en la Figura 2.17 un conductor de puesta a tierra el cual si no tiene una buena puesta a tierra inclusive puede llegar a producir explosiones en los tanques de almacenamiento de combustibles, el flujo de estas altas corrientes a tierra a través del canal de la descarga o del conductor de puesta a tierra produce un campo magnético proporcional a la corriente, el cual impacta las líneas de cables aéreos y enterrados, tuberías y todas las estructuras metálicas cercanas como tanques de almacenamiento.



**Figura 2.17** Puesta a Tierra para Descarga Atmosférica en Tanque de Almacenamiento de Diesel Premium.

#### **2.5.4 CLASIFICACIÓN DE NIVELES PARA PROTECCIÓN ATMOSFERICA**

Determinación de los niveles de protección para la protección de las estructuras metálicas..

#### **2.5.4.1 Lugares clase I**

Un lugar Clase I es aquel en el que hay o pueden existir en el aire gases inflamables, vapores producidos por líquidos inflamables o vapores producidos por líquidos combustibles en cantidad suficiente para producir mezclas explosivas o inflamables.

#### **2.5.4.2 Clase I, división 1**

Los lugares Clase I, División 1 corresponden a las áreas en las cuales se presenta alguna de las siguientes condiciones:

- 1.- Donde en condiciones normales de operación pueden existir concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables que existen de manera constante, intermitentemente o periódicamente, bajo condiciones normales.
- 2.- Donde concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables pueden existir frecuentemente por reparación o mantenimiento operativo o fuga.
- 3.- Donde una descompostura o falla en la operación del equipo o procesos que puedan liberar concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables.

#### **2.5.4.3 Clase I, división 2**

- 1.- Donde son manejados, procesados, o utilizados líquidos o gases volátiles inflamables, pero que esos líquidos, vapores o gases normalmente estarían confinados en contenedores cerrados o sistemas cerrados, los cuales

pueden escapar solo en caso accidental por ruptura o descomposición de tales contenedores o descompostura de los sistemas.

2.- Donde hay concentraciones peligrosas de vapores o gases se encuentran normalmente controlados por sistemas positivos de ventilación, pero que pueden convertirse en peligrosos en caso de una operación anormal del equipo de ventilación.

#### **2.5.4.4 Lugares clase II**

Son aquellos que se consideran peligrosos por la presencia de polvos combustibles.

#### **2.5.4.5 Lugares clase III**

Son aquellos que se consideran peligrosos por la presencia de fibras (pelusa de algodón, rayón, lino) u otros objetos volátiles que son susceptibles a una fácil ignición, pero que esas fibras u objetos volátiles no están suspendidas en el aire en cantidades suficientes para generar una mezcla propensa a la ignición.

## **2.6 CORROSIÓN EN MATERIALES PARA PUESTA A TIERRA.**

La energía eléctrica se requiere en todos los sectores incluyendo áreas rurales sector urbano y áreas industriales, los componentes de sistemas de puesta a tierra están instalados sobre y bajo el terreno y ambas situaciones están expuestas a un amplio rango de ambientes.

En aire, puede haber humo de plantas de proceso, o agua de lluvia que ha disuelto material en el aire.

Bajo tierra, el ambiente húmedo puede incluir minerales presentes en forma natural, sustancias químicas o sustancias contaminadas que han sido enterradas.

Como se mencionó previamente el sistema de puesta a tierra es una parte crítica del sistema de energía eléctrica y necesita comportarse de la mejor manera, la seguridad requerida puede ser garantizada mediante una cuidadosa selección del material.

## **2.6.1 TIPOS DE CORROSIÓN**

La corrosión se la puede tener en diferentes partes afectando importantemente a la instalación de puesta a tierra.

### **2.6.1.1 En aire**

En el aire la corrosión es causada normalmente ya sea por reacción química con soluciones en agua de lluvia que ha disuelto gases presentes en el aire o por partículas de polvo de procesos industriales.

También puede ocurrir corrosión debido a conexiones bimetálicas no apropiadas o contacto con otros materiales, este tipo de corrosión es la menos problemática y generalmente puede ser controlada por buenas prácticas de construcción, incluyendo selección de materiales.

### **2.6.1.2 Subterránea**

La corrosión subterránea toma lugar generalmente como una combinación de dos formas, la corrosión general uniforme que avanza hacia una pérdida total en peso del componente y la corrosión de desgaste en áreas pequeñas selectivas.

Este último tipo de corrosión puede ser menos importante para planchas o cintas de puesta a tierra, también es importante considerar que hay otros equipos presentes en el área y que ellos pueden influenciar en el riesgo de corrosión.

Hay dos fuentes de corrosión general, que son la corrosión bimetalica y la corrosión química.

La corrosión bimetalica se da cuando se unen metales diferentes en el interior de un fluido eléctricamente conductivo, tal como ocurre en la mayoría de las situaciones bajo tierra existe la posibilidad de corrosión bimetalica.

El metal corroído preferencialmente será el metal más susceptible, el metal más susceptible será aquel que es menos noble, en la Tabla 2.1 se indica el orden descendiente de nobleza.



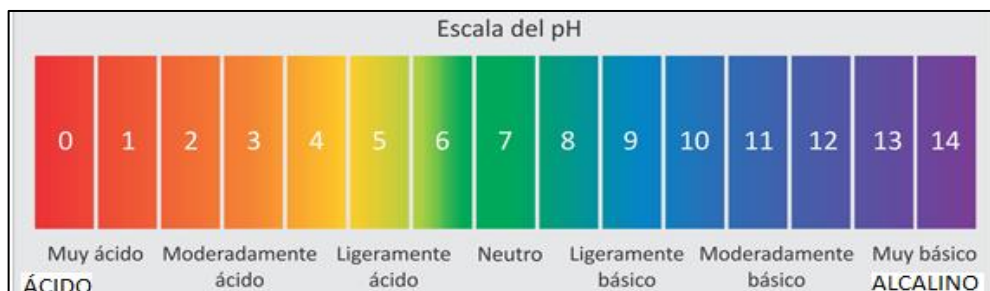
**Tabla 2.1** Escala de los metales más comunes susceptibles a la corrosión.

Susceptibilidad a la corrosión de metales	
Más susceptible (menos noble)	Magnesio y sus aleaciones
↓	Zinc y sus aleaciones
↓	Aluminio y sus aleaciones
↓	Cadmio
↓	Acero inoxidable, 13% Cr (activo)
↓	Soldadura plomo-estaño 50/50
↓	Acero inoxidable 18/8 tipo 304 (activo)
↓	Acero inoxidable 18/8/3 Mo tipo 316 (activo)
↓	Plomo
↓	Estaño
↓	Latones
↓	Bronce de cañón
↓	Aluminio bronce
↓	Cobre
↑	Aleaciones cobre-niquel
↑	Monel
↑	Titanio y sus aleaciones
↑	Acero inoxidable (pasivo)
↑	Plata
↑	Oro
Menos susceptible (Más noble)	Platino

(Rogelio G. Márquez, 1991)

Un caso particular es la combinación de barras de tierra galvanizadas y barras de tierra de cobre, la capa de zinc en las barras galvanizadas se comporta como el ánodo para el más noble es decir para el cátodo de cobre, entonces se presenta corrosión en la capa de zinc, dejando expuesto al núcleo de acero de la barra galvanizada, el cual a su vez ofrecerá una relativamente baja resistencia a la corrosión al suelo que los rodea.

En la corrosión química el suelo puede ser neutro, ácido o alcalino el estado relativo de un suelo se representa en la escala pH como indica en la Figura 2.18



**Figura 2.18** Escala de PH.

(<http://www.saladospuncocero>, 2012)

La acción química tomará lugar entre el metal y cualquier ácido o alcalino en solución en el suelo, la tasa de corrosión será influenciada por la nobleza del metal, es decir menor su nobleza, más rápidamente se corroe.

Preferencialmente se recomienda que el material que rodea el electrodo sea relativamente neutro.

## **2.6.2 RESISTENCIA A LA CORROSIÓN**

Aunque la resistencia a la corrosión no es tan fácil de cuantificar como muchas otras propiedades mecánicas afecta los costos de vida útil, por ejemplo una buena resistencia a la corrosión resulta en menores costos por falla del servicio.

Esta es una de las muchas razones porque el cobre se utiliza tan frecuentemente para las puestas a tierra, se ha comportado bien su funcionalidad en la mayoría de las condiciones de suelo, por ejemplo al instalar tuberías de cobre enterradas es una manera de ilustrar como llega a ser útil su utilización.

# METODOLOGÍA

Aspectos metodológicos expuestos para un procedimiento correcto de una puesta a tierra en los tanques de almacenamiento de combustible.

## 3.1 SISTEMAS DE PARARRAYOS

Las descargas no pueden ser detenidas, pero la energía puede ser desviada en una forma segura y controlada, un sistema de protección contra descargas atmosféricas deberá.

- Capturar el rayo en la zona escogida para tal propósito.
- Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores transfiriendo la descarga hacia tierra.

Con la ayuda de la puesta de los pararrayos en el tanque de almacenamiento como se ve en la Figura 3.19 se obtiene una protección más elevada ante las descargas atmosféricas.



**Figura 3.19** Instalación de Pararrayos en Tanque de Techo Fijo.

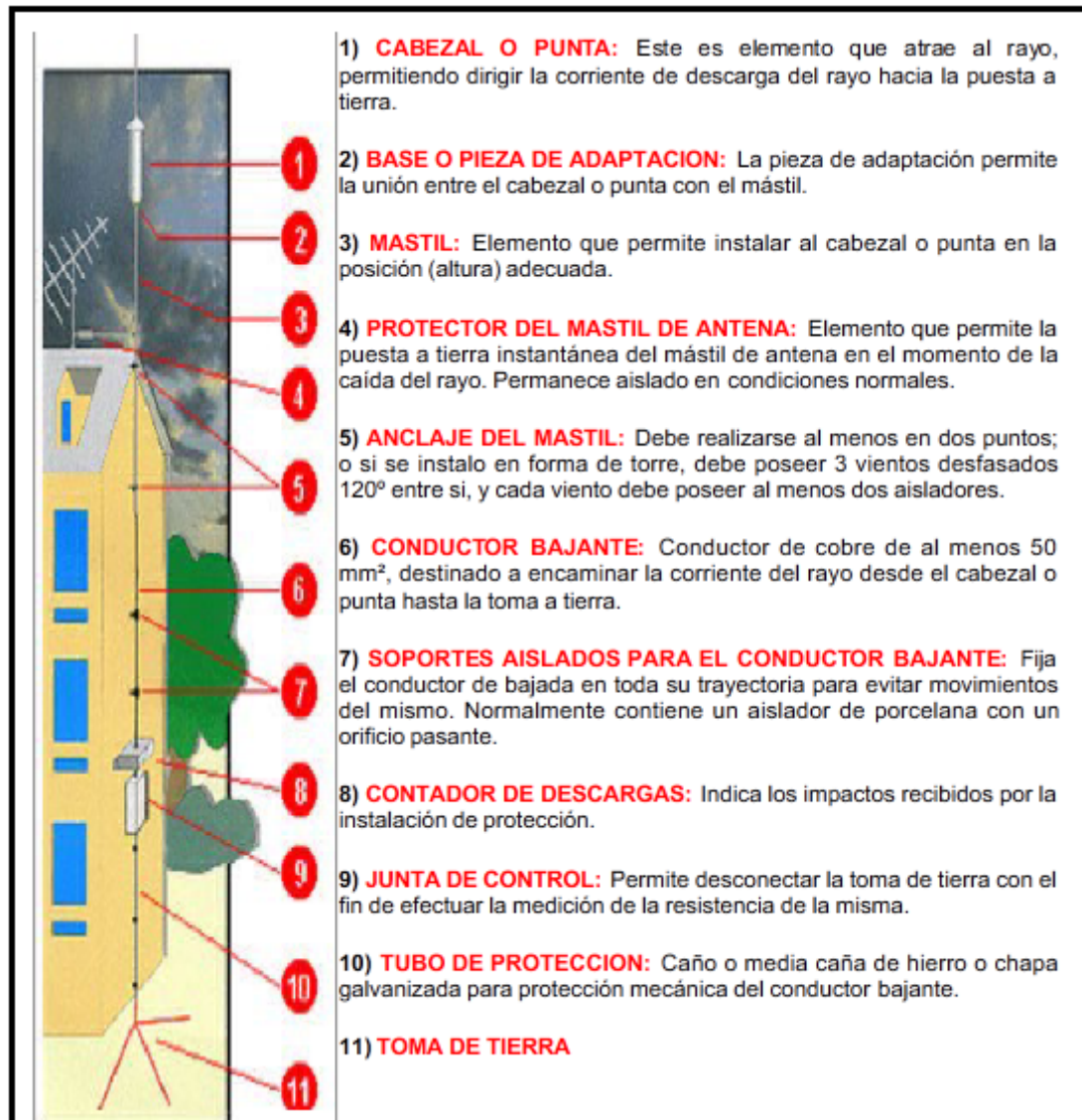
Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer al rayo y canalizar la descarga eléctrica hacia tierra, los sistemas de protección contra descargas atmosféricas son fundamentales para la seguridad de estructuras, además de que actúa indirectamente en la protección de las personas, la descripción de un pararrayos se obtiene en la Figura 3.20

A continuación se citaran las características más importantes que deben cumplir estos sistemas de pararrayos.

- La terminal aérea de un pararrayos debe superar como mínimo dos metros la máxima cota de la estructura a proteger.
- El radio de cobertura será determinado por la longitud resultante desde la ubicación de la terminal aérea de captación hasta el punto más desfavorable de la estructura a proteger.
- Las bajantes de tierra serán lo más verticalmente posible, no efectuando curvas con radios no inferiores a 20 cm, ni con cambios de dirección con ángulos a 90°, por recomendación se hace referencia tener una segunda bajada a tierra para mejorar el índice de seguridad de la instalación.
- La toma de tierra juega un valor importante en la instalación, ya que su resistencia debe ser lo más baja posible.

El mantenimiento de un sistema de protección contra el rayo debe consistir en una revisión periódica anual e inmediatamente después de que se tenga constancia de haber recibido una descarga eléctrica atmosférica.

No se debe de olvidar, que estos trabajos periódicos conservan en perfecto estado la instalación y evita costos mayores de reparación.



**Figura 3.20** Partes y descripción de un Sistema de Pararrayos.

(www.elprisma.com, 2013)

### 3.1.2. TIPOS DE PARARRAYOS

En la actualidad existen diversos tipos de pararrayos cada uno con sus características propias, su modo de funcionamiento así como su uso, en este punto se detallarán cuáles fueron los primeros sistemas de protección y describirán los que actualmente son empleados.

### 3.1.2.1 Pararrayos tipo Franklin

Es conocido como el primer pararrayos, está compuesto por una barra de hierro coronada con una punta de cobre o de platino como se ve en la Figura 3.22 se colocada en la parte más alta de la estructura a proteger, la barra está unida mediante un cable conectado a tierra.



**Figura 3.21** Pararrayos tipo Franklin.  
(IPE, 2003)

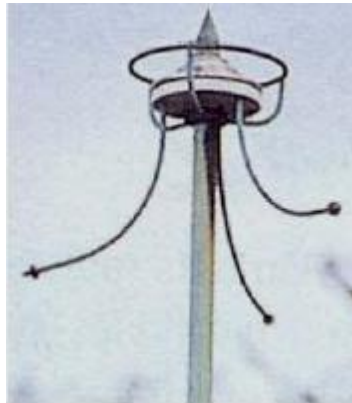
El principio de protección de este pararrayos es el de proteger una zona, la cual es igual a el radio de la altura del pararrayos, esta altura se toma desde el nivel del suelo hasta la punta.

Su principio de funcionamiento consiste en que durante la tormenta se generan campos eléctricos de alta tensión entre nube y tierra, estos campos producen cargas eléctricas, las cuales se concentran en las puntas más predominantes de este pararrayos, alrededor de la punta o electrodo se produce una de energía por medio de la que se puede trazar un canal conductor que facilitara la descarga del rayo.

### 3.1.2.2 Pararrayos Radioactivo

A diferencia del pararrayos tipo Franklin descrito anteriormente, el pararrayos radioactivo cubre un radio de protección de más de 100 m. puesto que esta adicionado con sales radioactivas, una ilustración de este pararrayos se ve en la Figura 3.23

El único inconveniente que se encontró en este tipo de pararrayos era que resultaba nocivo para la salud ya que en varios estudios a estos pararrayos llegaron a la conclusión que en realidad no eran capaces de abarcar un radio de seguridad de más de 100 m. además de que representaban un riesgo de radiación.



**Figura 3.22** Pararrayos radioactivo.  
(IPE, 2003)

### 3.1.2.3 Pararrayos con dispositivo de cebado (PDC)

También llamados pararrayos PDC, la comunidad científica se aboco al estudio de nuevas formas de protección contra las descargas eléctricas atmosféricas, una de la tecnologías desarrolladas fue la de pararrayos con dispositivos que emitían un trazador ascendente llamándolos pararrayos con dispositivo de cebado.

Este pararrayos nos proporciona un adecuado camino del rayo hacia la descarga en la tierra como se ve en la Figura 3.23 la instalación está ubicada en la parte más alta ayudando a que el rayo se vea atraído por este pararrayos.



**Foto 3.23** Pararrayos con dispositivo de cebado (PDC).

Este cuenta con un dispositivo de cebado, el cual genera un campo eléctrico artificial capaz de generar un trazador ascendente que es lanzado al exterior en busca de la descarga eléctrica atmosférica para atraerlo y derivarlo a tierra de manera segura.

Las principales características del PDC se citan a continuación.

- Eje central y conjunto deflector fabricados en acero inoxidable.
- 100% de eficacia en descarga.
- Nivel de protección clasificado de muy alto.



- Garantía de continuidad eléctrica, no ofrece resistencia al paso de la descarga.
- Conserva todas sus propiedades técnicas iniciales después de cada descarga.
- Al no incorporar ningún elemento electrónico no es fundible.
- No precisa de fuente de alimentación externa.

#### 3.1.2.4 Pararrayos PDC-E

Este tipo de pararrayos es el resultado de la experiencia acumulada en el diseño y utilización de dispositivos de cebado ya que la emisión ascendente de partículas ionizantes producidas por este pararrayos mediante un dispositivo de cebado le permite capturar la descarga eléctrica atmosférica con mayor rapidez y a una mayor altura, con lo que es posible aumentar el radio de protección.



**Figura 3.24** Pararrayos PDC-E.  
(IPE, 2003)

## **3.2 MÉTODOS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

Aspectos importantes que se toman en cuenta para el procedimiento de puesta a tierra.

### **3.2.1 CRITERIOS DE TENSIÓN DE SEGURIDAD**

Para el caso del diseño del sistema de protección contra descargas eléctricas atmosféricas, se tomarán los criterios que se dan en la planificación y estudio de un sistema de puesta a tierra para subestaciones, puesto que se debe recordar que las subestaciones están blindadas con pararrayos o bayonetas y aterrizadas a tierra.

De igual manera que en los tanques que están en la intemperie, por lo tanto de esta manera a continuación se definen los límites de tensión en un circuito accidental.

#### **3.2.1.1 Tensión de Paso**

Se define como la diferencia de potencial que se ejerce entre los pies de una persona con una separación de 1 metro, cuando esta se encuentra caminando en el área de una subestación al ocurrir una falla.

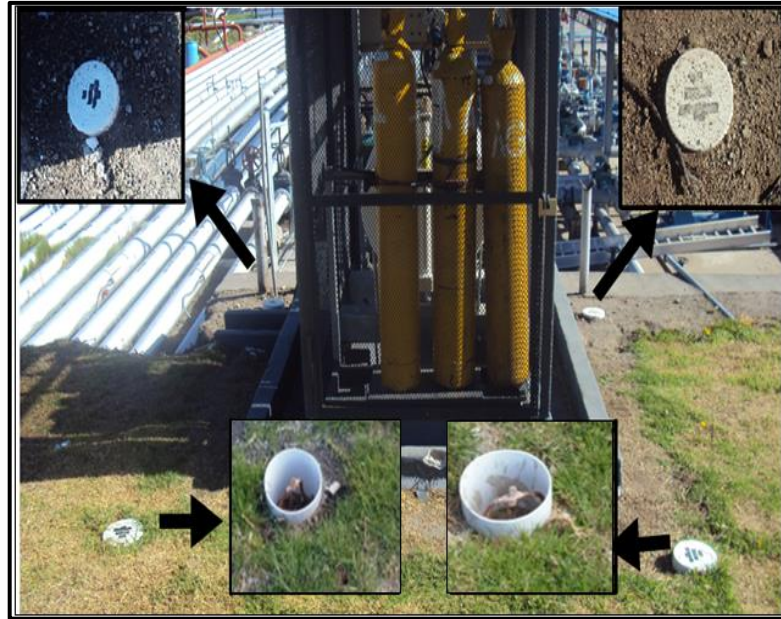
Dicho de otra manera la tensión de paso es la que se presenta entre dos puntos separados a 1 metro sobre la superficie del suelo en caso de presentarse una falla

### **3.2.1.2 Selección del conductor del sistema de puesta a tierra**

Cada uno de los elementos del sistema de puesta a tierra incluyendo los conductores del mismo y los electrodos que formaran en conjunto la malla deben seleccionarse de tal manera que cumplan con los siguientes requisitos.

- Tener la suficiente conductividad para no generar diferencias de potencial en la malla.
- Una resistencia a la fusión y el deterioro en condiciones desfavorables, dados en tiempo y magnitud debido a corrientes de falla.
- Deben ser confiables y contar con una alta resistencia mecánica, especialmente en lugares donde pueden quedar expuestos a algún daño o abuso físico.

El conductor normalmente utilizado para la red de tierra es de cobre puesto que este presenta una alta resistencia térmica, grandes condiciones mecánicas y una buena conductividad, al igual que presenta una alta resistencia a la corrosión haciéndolo de esta manera una buena opción para el sistema de puesta a tierra, la instalación se ve reflejada en la Figura 3.25



**Foto 3.25** Instalación de Conductores a Tierra para Protección de Descargas Atmosféricas.

### 3.2.2 ELECTRODOS DE TIERRA

El electrodo de tierra es el componente del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para desviar cualquier tipo de corrientes de fuga a tierra.

En sistemas puestos a tierra se requerirá normalmente llevar una corriente de falla bastante grande por un corto período de tiempo y en consecuencia se necesitará tener una sección suficientemente grande como para ser capaz de llevar esta corriente en forma segura.

El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones del suelo, los materiales usados incluyen cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y fierro fundido.

El aluminio se usa algunas veces para conexiones fuera del terreno, pero la mayoría de los estándares prohíben su uso como electrodo de tierra debido al riesgo de corrosión acelerada y a la reducción de la efectividad de la puesta a tierra.

### **3.2.2.1 Instalación de Barras**

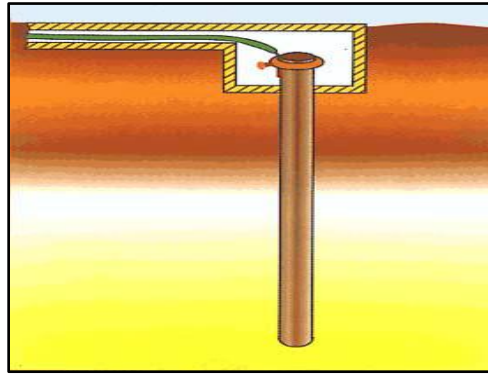
Las barras son la forma más común de electrodos porque su costo de instalación es relativamente barato y pueden usarse sólo con excavación limitada y relleno.

Están disponibles en diversos tamaños, longitudes, diámetros y materiales, la barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre.

El tipo recubierto se usa cuando la barra se entierra por medios mecánicos ya que el acero usado tiene alta resistencia mecánica, la capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente, para asegurar que el cobre no se deslice al enterrar la barra.

Barras de acero inoxidable son más anódicas que el cobre y se usan ante riesgo de corrosión galvánica sin embargo debe considerarse el hecho que el acero inoxidable tiene baja capacidad de transporte de corriente en comparación con el cobre.

En cada extremo de la barra hay sectores tratados que permiten disponer de un extremo aguzado, un extremo con una cabeza endurecida o con hilo para atornillar barras adicionales como se ve en la Figura 3.26



**Figura 3.26** Barra de Tierra.  
(Fernando Murrugarra, 2002)

Los métodos de instalación incluyen accionamiento manual, accionamiento mecánico.

Las barras cortas típicamente hasta 3 metros de largo se instalan a menudo empleando un martillo pesado operado manualmente, los golpes relativamente cortos y frecuentes son más efectivos normalmente.

Las barras están acondicionadas con una cabeza endurecida y una punta de acero para asegurar que la barra misma no se dañe durante el proceso, además las barras más largas se manejan en forma similar, pero usando un martillo neumático que requiere mucho menos esfuerzo físico y proporciona una inercia directa mayor, se usan también exitosamente para este propósito herramientas eléctricas, hidráulicas de aceite o aire.

Es posible enterrar barras hasta una profundidad de 10 metros o más usando este método, dependiendo por supuesto, de las condiciones reales del suelo, se ha informado también que barras hasta 30 metros han sido instaladas de esta manera, pero no se sabe cuán derechas quedaron, además se sabe que algunas veces se doblan y quiebran a cierta profundidad.

El diámetro de la barra es el principal factor que incide en el esfuerzo necesario para instalarla, las barras delgadas más o menos de 9 mm de diámetro se instalan relativamente fácil, pero a medida que la longitud de la barra aumenta el diámetro de la barra debe incrementarse para asegurar que la barra tenga suficiente resistencia mecánica particularmente en los puntos de unión.

Al doblar el diámetro de la barra de 12 mm a 24 mm, aumenta la resistencia mecánica para impacto en más de tres veces, cuando las barras tienen que ser muy profundas normalmente son soldadas o acopladas mecánicamente, el acoplamiento debe ser tal que el diámetro de la barra no se incremente significativamente, de otro modo la instalación se dificultará y al penetrar la unión se producirá un espacio con un diámetro mayor que el de la barra.

El acoplamiento debiera también apantallar la sección tratada, para ayudar a prevenir la corrosión, las barras de acero recubiertas de cobre son significativamente más resistentes que las barras de cobre sólido, las cuales se doblan muy fácilmente y pueden quebrarse cuando se intenta introducir las en el suelo rocoso.

Cuando se requiere barras más profundas o en condiciones de suelo difícil donde hay roca subyacente, la forma más efectiva es taladrar una perforación estrecha en la cual se instala el electrodo de barra con material de relleno adecuado, este método es a menudo sorprendentemente económico ya que puede realizarse un número significativo de perforaciones profundas en un día usando equipo de bajo costo.

Las barras pueden instalarse en forma rutinaria a profundidades de hasta 20 metros y con equipo más especializado a una profundidad significativamente mayor, además de las ventajas de obtener una gran profundidad y una trayectoria más controlada del electrodo, otro beneficio es que de esta manera puede instalarse electrodos de cobre sólido relativamente delgados

Debido a que la barra de cobre sólido tiene una mejor conductividad que la barra recubierta de cobre, esto mejora aún más el beneficio obtenido por el uso de barras largas, si se entierran mecánicamente a dicha profundidad las barras necesitarían ser de mucho mayor diámetro y puede ser necesaria una barra de acero recubierta de cobre para proveer la resistencia mecánica adecuada.

### **3.2.2.2 Placas**

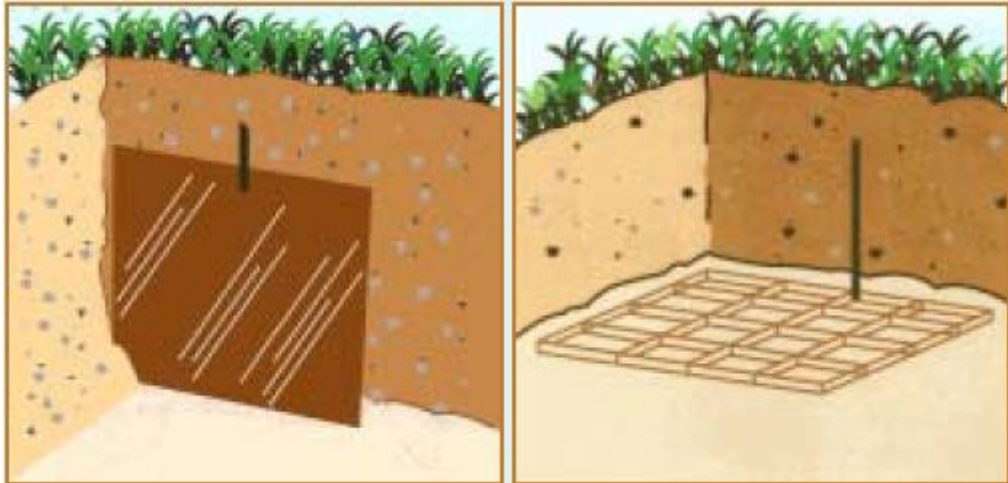
Se usa varios tipos de placas para propósitos de puesta a tierra pero el único tipo que se considera generalmente como electrodo debe ser sólido y de tamaño sustancial.

Las placas tipo enrejado se usan para graduar potenciales y no se espera que permitan el paso de niveles de corriente de falla significativos, generalmente se construyen mallas de cobre o de acero.

Los electrodos de placa son de cobre o de fierro fundido, las planchas de fierro fundido tienen un mínimo de 12mm de espesor y son cuadradas de 91,5 ó 122 cm por lado.

Las planchas de cobre son típicamente cuadradas de 60 cm ó 90 cm de lado y entre 1,6 mm y 3 mm de espesor, cuando se usan varias planchas, deben instalarse a cierta distancia para prevenir una interacción, esta distancia es mínimo de 2 metros extendiéndose hasta 9 metros como se ve en la Figura 3.27





**Figura 3.27** Placas de Tierra.  
(Fernando Murrugarra, 2002)

Para reducir la magnitud de la excavación requerida, las planchas se instalan normalmente en un plano vertical, desde aproximadamente 0,5 metros bajo la superficie.

Es fácil compactar el terreno contra la plancha cuando se rellena, si está instalada verticalmente, si las planchas tienen que llevar una cantidad importante de corriente, entonces su resistencia necesita ser de bajo valor.

Las resistencias combinadas no eran aún lo suficientemente bajas y las corrientes de falla generalmente seguían otras rutas, por lo tanto en esta situación no se cumplía la mejor densidad de corriente.

Debido al costo de instalación relativamente alto poco se justifica usar planchas ahora y las existentes, cuando se detecta deterioro son reemplazadas normalmente por una agrupación de barras.

### 3.2.2.3 Relleno

En todos los casos el material de relleno debe ser no corrosivo, de un tamaño relativamente pequeño y si fuera posible que ayude a retener la humedad.

Muy a menudo, el material previamente excavado es apropiado como relleno, pero debiera ser sometido a un removimiento de piedras antes de rellenar asegurándose de que quede bien compactado, el suelo debiera tener un índice de pH entre 6,0 (ácido) y 10,0 (alcalino).

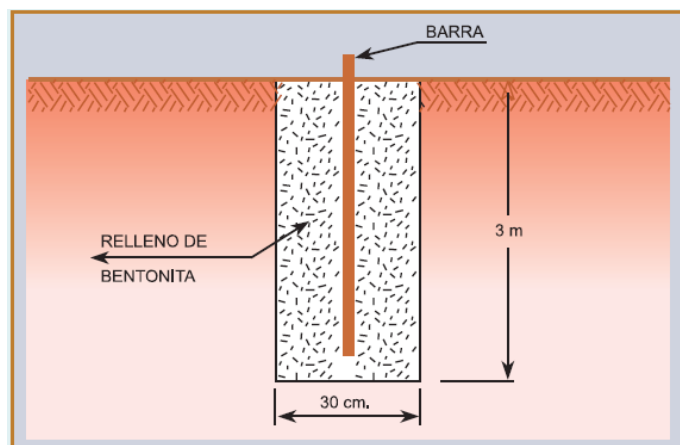
La arcilla dura no es un material de relleno conveniente ya que si es fuertemente compactada puede llegar a ser casi impermeable al agua y podría permanecer relativamente seca, también puede formar grandes terrones que no se afianzan alrededor del conductor.

Los materiales que no debieran ser usados como relleno incluyen arena, polvo de coque, ceniza, muchos de los cuales son ácidos y corrosivos, en algunas circunstancias se requiere materiales de relleno especiales.

El uso de la bentonita como relleno es una arcilla color pardo de formación natural que es levemente ácida con un pH de 10.5, puede absorber casi cinco veces su peso de agua y de este modo expandirse hasta treinta veces su volumen cuando está seco.

En el terreno puede absorber humedad del suelo y ésta es la principal razón para usarla ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año, además tiene baja resistividad y no es corrosiva.

La Bentonita se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas, así llega a compactarse fácilmente y se adhiere fuertemente como se ve en la Figura 3.28



**Figura 3.28** Relleno de Terreno con Bentonita.  
(Fernando Murrugarra, 2002)

El yeso como relleno ocasionalmente se usa como material de relleno ya sea solo o mezclado con Bentonita o con el suelo natural del área, tiene baja solubilidad por lo tanto no se desprende fácilmente lavándolo y tiene baja resistividad.

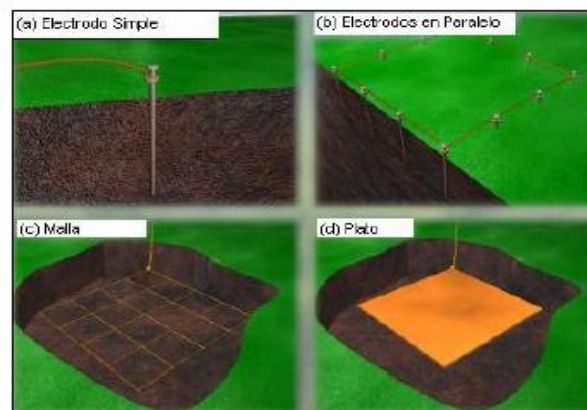
Es considerado neutro con un valor de pH entre 6.2 y 6.9, se presenta en la naturaleza en forma natural de modo que su uso generalmente no provoca dificultades ambientales, además de que se asegura que no causa corrosión con el cobre, aunque algunas veces el pequeño contenido de óxido sulfúrico ha causado preocupación por su impacto en estructuras de concreto y cimientos.

Se asegura que ayuda a mantener una resistividad relativamente baja durante un largo período de tiempo en áreas donde las sales existentes en la vecindad se disuelvan rápido por movimiento de agua como la lluvia entre otras, sin embargo el hecho de que el material no se disuelva fácilmente moderará los beneficios obtenidos ya que no penetrará difundiéndose en la tierra.

### 3.2.3 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Para la instalación de puesta a tierra tenemos los sistemas simples y los complejos, en los sistemas simples se los puede realizar únicamente con la instalación de un electrodo aislado y enterrado a tierra.

En la Figura 3.29 se ven los sistemas más complejos que consisten en un conjunto de electrodos interconectados, mallas, platos de tierra, electrodos en paralelo, estos últimos se los emplea en lo que son subestaciones de servicio y en áreas donde se requiere un nivel alto de protección debido a la peligrosidad de las descargas eléctricas.



**Figura 3.29** Sistemas de Puesta Tierra.

(Fernando Murrugarra, 2002)

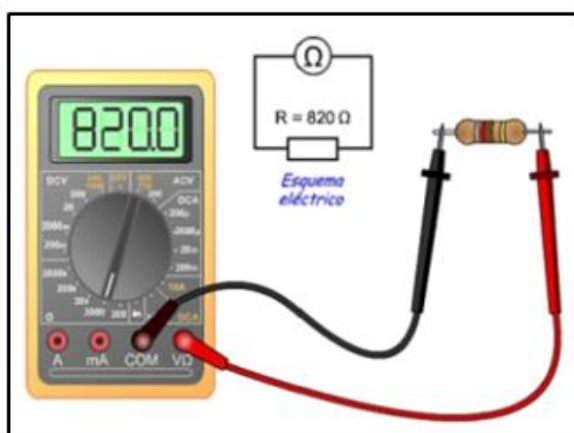
#### 3.2.3.1 Megger y su Uso

El megger es un dispositivo de medición que establece la resistencia de aislación existente en un conductor o sistema de tierras, llegando a convertirse en un instrumento indispensable para realizar inspección de instalaciones.

En este dispositivo la aislación eléctrica está caracterizada por la capacidad dieléctrica de los materiales aislantes para no permitir corrientes de fuga provocadas por la tensión a la que está sometido el elemento.

Estas dependen principalmente de las condiciones ambientales de humedad, temperatura, esfuerzos mecánicos que pueden producir desgaste y disminución de los espesores del material aislante, así la comprobación y medida de la aislación eléctrica es fundamental para comprobar la calidad de los equipos, cables e instalaciones a tierras.

Otra utilización debido a su precisión y su rango de medida es más adecuada para medir aislamiento de conductores, pero hay que tener cuidado al hacer la medición ya que al otro lado de la línea no debe haber ningún aparato conectado ya que si se le envía el máximo voltaje se podría romper el aparato del otro lado, de manera mas ilustrada lo encontramos en la Figura 3.30



**Figura 3.30 MEGGER**  
(EMB, 2013)

Para poner en marcha la utilización del megger se debe realizar los siguientes pasos.

**a)** Se debe quitar toda la electricidad del cable que se vaya a medir dejando aislado el cable de cualquier otra parte del circuito.

**b)** Se debe exponer los extremos del cable de cobre, además se debe cubrir uno de los extremos del cable evitando así aislar el conductor de que haga un cortocircuito a tierra y se obtenga una lectura falsa.

**c)** Unir el extremo positivo (+) del megger al otro extremo de la conexión de cobre desnudo del cable, se debe conectar el cable de tierra desde el medidor al suelo de metal del sistema eléctrico.

**d)** Cambia el medidor a la posición de "On" (encendido), en la mayoría de los megger tienen un botón de carga localizado en la parte frontal del medidor, se presiona este botón y observamos el aparato, el tiempo que toma por lo general es de 3 a 5 segundos cargar al cable con alto voltaje por completo.

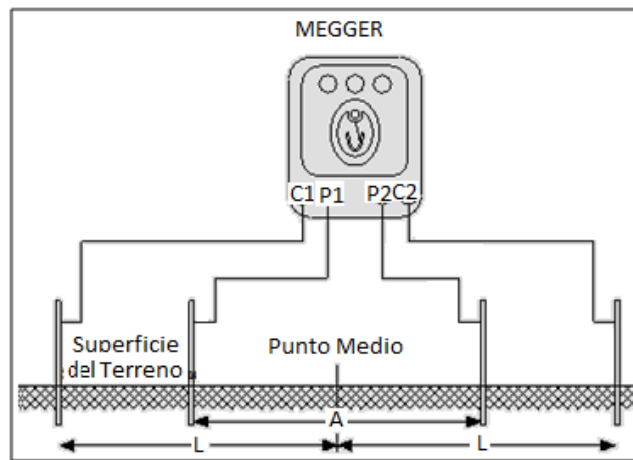
**e)** Procedemos a leer los datos en el medidor, una lectura en la parte frontal de éste que indica más de 999 meg es un cable perfectamente aislado.

En cambio, una lectura por debajo de 1.00 meg posiblemente señala un problema en el cable, si se tiene una lectura que se encuentre entre estos dos niveles de resistencia significaría que el cable opera sin problemas para el circuito eléctrico.

Para operar el megger se usa dos circuitos internos de medición, el momento en el que la fuente inyecta una corriente en la muestra de prueba a través de dos cables que se los denomina usualmente como C1 y C2 en los cuales se mide la magnitud de corriente

Se prosigue a usar dos puntas de prueba que las denominamos normalmente P1 y P2, ilustrado en la Figura 3.31, estas miden el potencial a

través de la muestra, así el instrumento entonces hace cálculos internos para determinar la resistencia de la muestra de prueba.



**Figura 3.31** Conexiones del Megger.

(EMB, 2013)

La medición se la debe realizar colocando el punto medio que debe estar ubicado en el centro del terreno, se toman dos o más conjuntos de lecturas, moviéndose a lo largo de dos líneas paralelas y perpendiculares.

La separación que debe existir entre los electrodos se la denominada “L” y debe estar ubicada en el centro de medición de los electrodos de corriente “C1” y “C2”, y la separación “A” entre los electrodos se irá variando, y tomando las lecturas respectivas, de acuerdo al tamaño del terreno obteniendo los datos necesarios para la medición.

Con la toma de los datos se procederá a determinar la resistividad del terreno, se aplican los datos en la ecuación 3.1.

$$R = \frac{V}{I} \quad [3.1]$$

Dónde.

$R$  = Resistencia medida en Ohm (O).

$V$  = Diferencia de potencial entre P1 y P2, medida en Volt (V).

$I$  = Corriente que circula entre C1 y C2, medida en Amperes (A).

Estas mediciones tienen por objeto establecer el valor real de la resistencia de tierra y así determinar la elevación de su tensión durante una falla a tierra y conocer si tal valor de resistencia es suficiente para limitar al sistema en valores tolerables.

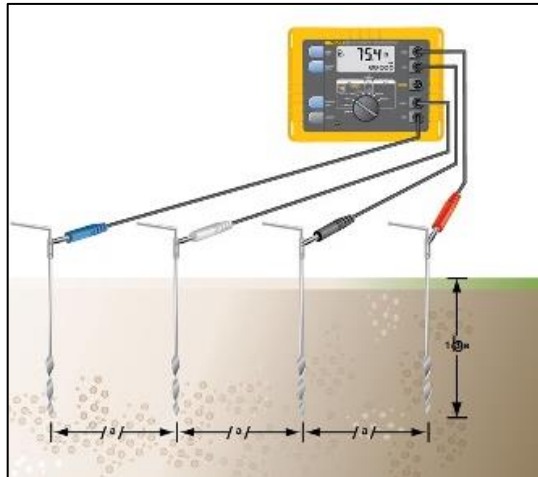
### **3.2.3.2 Método de Wenner o de los 4 electrodos.**

Con el fin de poder tener una correcta medición de nuestro sistema de puesta a tierra y así también poder obtener la medición de la resistividad del suelo se hace necesario insertar los 4 electrodos en el suelo.

Estos 4 electrodos se los va a conectar en línea recta y a una misma profundidad de penetración como se ve en la Figura 3.32, las mediciones que se realizan de resistividad van a variar considerablemente y dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno.

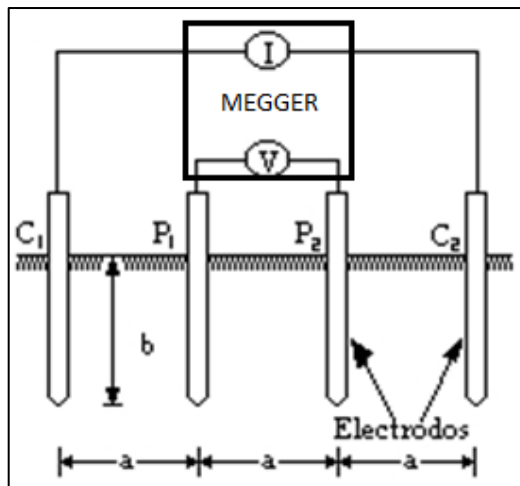
Por otra parte no se verá afectado debido a la diferencia de tamaños y materiales de los electrodos, aunque si dependerá de la clase de contacto que se tenga con el terreno.





**Figura 3.32** Método de Wenner con la medición de un Megger.  
(Ruel S. A, 2012)

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P1 y P2, siendo estos los electrodos que están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos, este principio se ilustra en la Figura 3.33



**Figura 3.33** Medición de los electrodos del Método de Wenner.  
(Ruel S. A, 2012)

Después de obtener la ecuación 3,1 obtendremos una resistencia aparente la cual se tiene que aplicar a la ecuación 3.2 para la obtención de la resistencia del terreno, ya que la resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo.

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad [3.2]$$

Dónde:

**$\rho$**  = Resistividad promedio a la profundidad en ohm-m.

**$a$**  = Distancia entre electrodos en metros.

**$b$**  = Profundidad de enterrado de los electrodos en metros.

**$R$**  = Lectura del Megger en ohms.

Cabe recalcar en la ecuación 3.3 que si la distancia enterrada ( $b$ ) es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos ( $a$ ) es decir que  $A > 20B$ , podremos simplificar nuestra formula y quedaría de la siguiente manera.

$$\rho = 2\pi * A * R \quad [3.3]$$

Dónde:

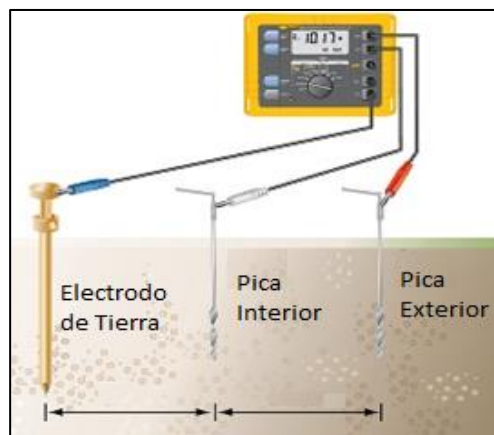
**$\rho$**  = Resistividad promedio a la profundidad en ohm-m.

**$A$**  = Distancia entre electrodos en metros.

**$R$**  = Lectura del Megger en ohms.

### 3.2.3.3 Método de la Caída de Potencial

Este método se realiza principalmente en la medición de puestas a tierra, se hace circular una corriente eléctrica a través del sistema de tierra el cual va a ser medido, al mismo tiempo se toman los valores de caída de potencial de esta corriente entre el sistema y un electrodo de potencial utilizado como referencia para la medición como se ve en la Figura 3.34, además este sistema está constituido por un electrodo de corriente cuya finalidad es cerrar el circuito que permite circular la corriente por el sistema a medir.



**Figura 3.34** Método de la Caída de Potencial con la medición de un Megger.  
(Fluke Brands, 2012)

Se procede a desconectar el electrodo de tierra de su instalación, seguido de conectar el megger al electrodo de tierra, para realizar la comprobación por el método de caída de potencial de 3 hilos, se colocan dos picas en el terreno en línea recta alejadas del electrodo de tierra.

Para conseguir el mayor nivel de exactitud al realizar la comprobación de resistencia es fundamental que la sonda se coloque fuera del área de influencia del electrodo de conexión a tierra que se está comprobando y la toma de tierra auxiliar.

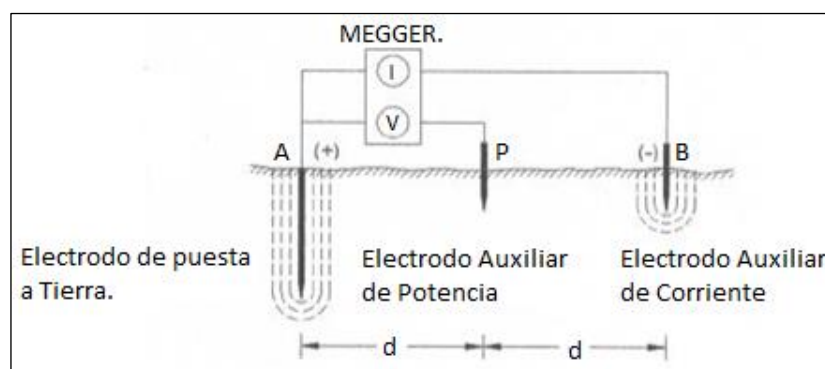
Generalmente para la instalación de las picas se hace una separación de 20 metros más o menos suficiente, para una referencia mayor de las distancias de las picas se puede ver en la tabla 3.2

**Tabla 3.2** Distancia de la Instalación de las Picas.

Profundidad del electrodo de tierra Distancia	A la pica interior distancia	A la pica exterior distancia
2 m	15 m	25 m
3 m	20 m	30 m
6 m	25 m	40 m
10 m	30 m	50 m

(Fluke Brands, 2012)

Procedemos a inyectar una corriente a través del electrodo de la puesta a tierra A y se mide el alza de potencial por el electrodo de auxiliar de potencia P, conocido el valor de la tensión y la corriente se obtiene la resistencia de la puesta a tierra.



**Figura 3.35** Medición del Sistema de Caída de Potencial.

(Reocities, 2013)

En la Figura 3.35 se observa que para este método se colocara el electrodo auxiliar de potencia P a un a distancia "d" que se puede tomar como referencia de la tabla 3 y a una distancia "2d" al electrodo auxiliar de corriente B con respecto al electrodo de puesta a tierra A, ubicados en línea recta para que el electrodo P esté fuera de las áreas de resistencia del electrodo A y B.

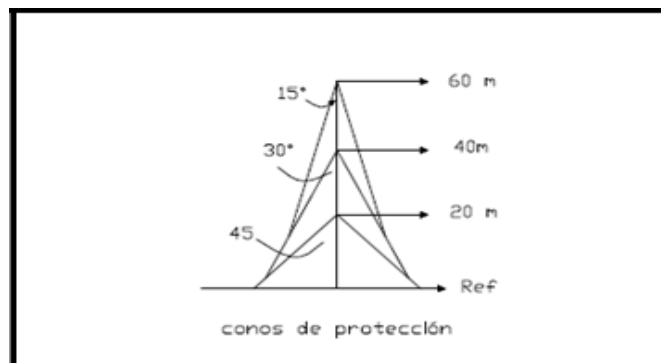
### 3.3 METODO DEL CONO DE PROTECCIÓN

El cono de protección es el método más antiguo contra descargas atmosféricas directas se basa en proteger un volumen o zona de seguridad alrededor del elemento captor o pararrayos.

Así las instalaciones que se encuentran dentro de esta superficie cónica tendrá una incidencia mínima de ingreso de descargas, este método se aplica a estructuras muy elevadas, pues hace pensar en la existencia de volúmenes de protección muy grandes.

Para el método de cono de protección se establece que las zonas de protección se basen en ángulos de proyección, estos ángulos deben reducirse conforme se incrementa la altura de la estructura, pero tal reducción no elimina por completo el riesgo de una descarga sobre el área protegida.

Este método estima que una barra conectada a tierra protege una zona incluida dentro de un cono de protección cuyo vértice está en la punta de la barra y que tiene como base una circunferencia que rodea la misma, la abertura del cono de protección se estima entre  $30^{\circ}$  y  $60^{\circ}$ , adoptándose  $45^{\circ}$  de modo tal que se proteja toda la estructura, una ilustración mejor se refleja en la Figura 3.36



**Figura 3.36** Conos de Protección.

(Juan Ramón, 2006)

El ángulo de protección de un pararrayo de altura  $h$  está dado por la ecuación 3.4 y el radio con la ecuación 3.5

$$\text{Tg } \theta = 50.8/(h^{0.707}) \quad [3.4]$$

$$R = 50.8 \times h^{0.293} \quad [3.5]$$

Dónde:

$\theta$  = ángulo de protección.

$h$  = altura del pararrayo en pies.

$r$  = radio del área protegida.

### **3.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS Y ESTRUCTURAS SEGÚN SU NIVEL DE PROTECCIÓN.**

Clasificación de las estructuras según el nivel de protección para la aplicación del cono de protección.

#### **3.3.1.1 Primera Clase**

Las estructuras de esta clase, requieren de poca o ninguna protección, el requisito es que verdaderamente estén conectados a tierra entre algunos ejemplos de esta clase tenemos:

- Todas las estructuras metálicas excepto tanques u otras estructuras que contengan materiales inflamables.
- Tanques de agua, silos y estructuras similares, construidas mayormente de metal.
- Astas de bandera construidas de algún material conductor.

#### **3.3.1.2 Segunda Clase**

Esta clase consiste de edificios con cubierta conductora y estructura no conductora, tal como edificios con cubierta metálica, este tipo requiere de conductores para conectar la cubierta a electrodos en la tierra.

#### **3.3.1.3 Tercera Clase**

Esta clase consiste de edificios con estructura metálica y cubierta no conductora, este tipo requiere de terminales aéreas conectadas a la estructura y fuera de la cubierta para actuar como terminales pararrayos.

#### **3.3.1.4 Cuarta Clase**

Esta clase consiste de estructuras no metálicas que requieren una protección, a esta se incluyen los siguientes:

- Edificios de madera, piedra, ladrillo u otros materiales no conductores, sin elementos de refuerzo metálicos.

- Chimeneas aún con elementos de refuerzo, éstas deben tener una gran protección contra rayos, con terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado.

### **3.3.1.5 Quinta Clase**

Una quinta clase consiste de aquellas estructuras cuya pérdida puede ser de graves consecuencias por lo que normalmente recibe un tratamiento de pararrayos completo, en los que incluye terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado, entre éstas están:

- Edificios de gran valor estético, histórico o intrínseco.
- Edificios conteniendo combustibles o materiales explosivos.
- Estructuras conteniendo sustancias que pueden ser peligrosas si se derraman como consecuencia de una descarga.
- Tanques o conjuntos de tanques.
- Plantas de energía y estaciones de bombeo.
- Líneas de transmisión.
- Subestaciones eléctricas.

Una vez que se ha obtenido las referencias de las estructuras que se pueden proteger de acuerdo a su nivel de riesgo ante las descargas atmosféricas podemos relacionarla con las distancias de protección.

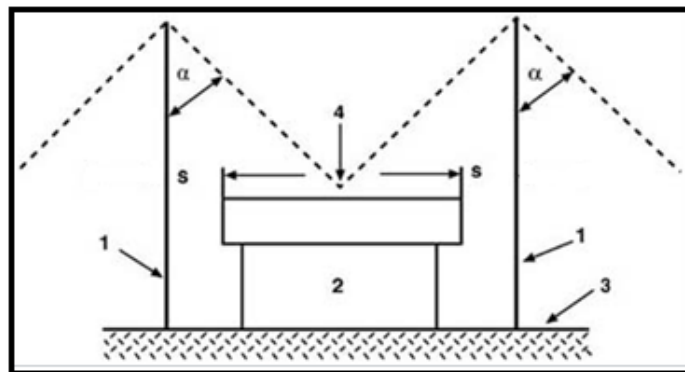


**Tabla 3.3** Distancia entre conductores de bajado de acuerdo al nivel de protección.

Nivel de Protección	Distancia (m)
I	10
II	15
III	20
IV	25

(Juan Ramón, 2006)

Al tener una instalación de doble cono de protección como se ve en la Figura 3.37, el espacio protegido generado por 2 conductores horizontales de acuerdo al ángulo de protección que cumple con la tabla 3.3 se ubicaría de la siguiente manera.

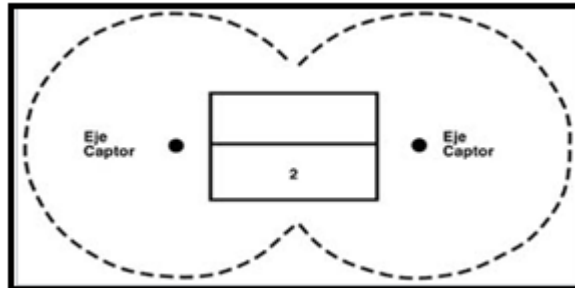


**Figura 3.37** Instalación de 2 Conos de Protección.

Dónde:

- 1 Captor del asta.
- 2 Volumen a proteger.
- 3 Plano de referencia.
- 4 Intersección de los dos conos de protección.

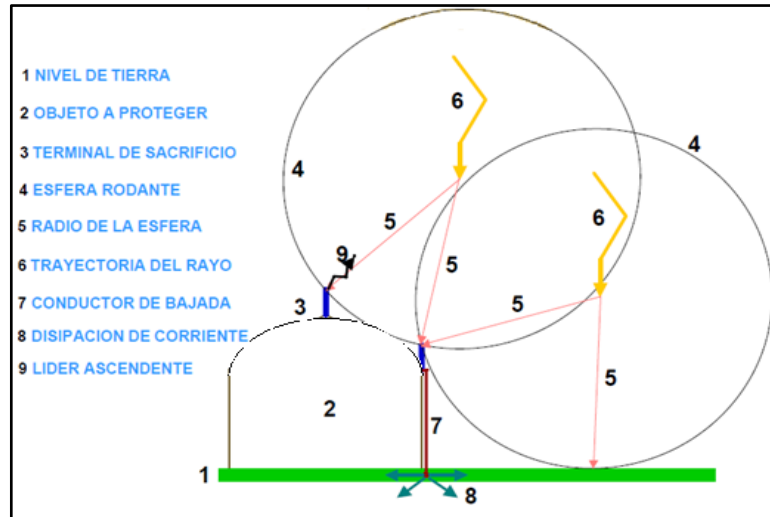
Mediante la vista de un plano superior observamos la instalación de los dos conos de protección en el mismo volumen que se estuvo protegiendo en la Fig. 3.38



**Figura 3.38** Instalación de 2 Conos vista Superior.

### **3.4 MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE.**

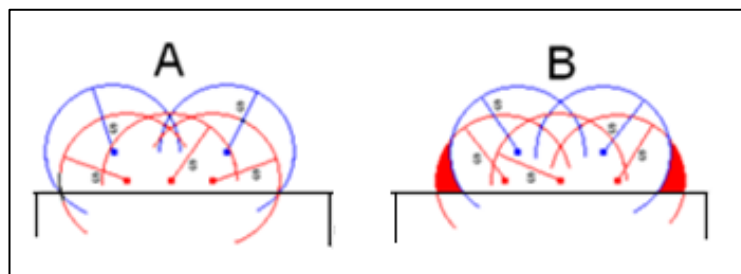
La teoría de la esfera rodante está basada en los conceptos de la intensidad de la descarga y del nivel de protección, este método se emplea para calcular la distancia de protección de los pararrayos, el equipo dentro de la zona de protección debe ser conectado a la misma red de tierras para que no exista una diferencia de potencial entre puntos en el sistema.



**Figura 3.39** Partes de una Instalación de Esfera Rodante.  
 (Juan Ramón, 2006)

En la Figura 3.39 se refleja este método que tiene como finalidad ubicar los elementos de protección de tal forma que el rayo vea siempre en primer lugar un elemento de protección a continuación se muestra dos ejemplos de aplicación de método de esfera rodante.

En la Figura 3.40 A se muestra una configuración para lograr el apantallamiento efectivo de una línea de transmisión para una distancia de atracción  $S$ . y en la Figura 3.40 B se presenta un apantallamiento no efectivo en el que se puede observar una zona sombreada en rojo para resaltar un área desprotegida, así si el rayo llega a ésta será atraído por una de las fases de la línea y no por la tierra o un cable de guarda.

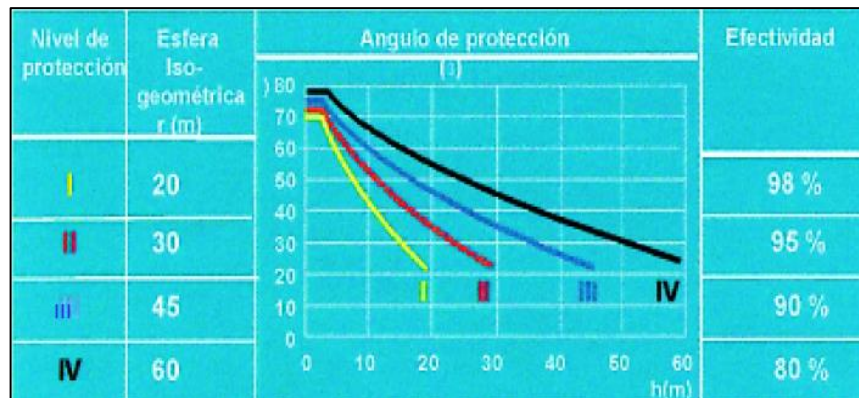


**Figura 3.40** Aplicaciones del Método de Esfera Rodante.  
 (www.ruelsa.com, 2012)

Para realizar un correcto diseño de protección de esfera rodante, los tanques y construcciones que se pretenden proteger se clasifican según diferentes clases o niveles de protección desde I hasta IV dependiendo de la efectividad y eficacia que se exija al sistema como se ve en la Figura 3.41

Este nivel de protección a su vez dependerá de una serie de factores como la altura del edificio, destino del mismo, tipo de construcción, además deberá estar definido el ángulo de protección con la colocación de la punta Franklin o respectivamente la amplitud de malla de protección.

El procedimiento de la esfera de protección consiste en hacer rodar una bola con un diámetro correspondiente a la clase de protección contra rayos utilizada alrededor y por encima del edificio que se desea proteger, en todos los puntos en los que la esfera toque al edificio se deben instalar dispositivos de protección.



**Figura 3.41** Niveles y Ángulos de Protección del Método de Esfera Rodante.  
(Juan Ramón, 2006)

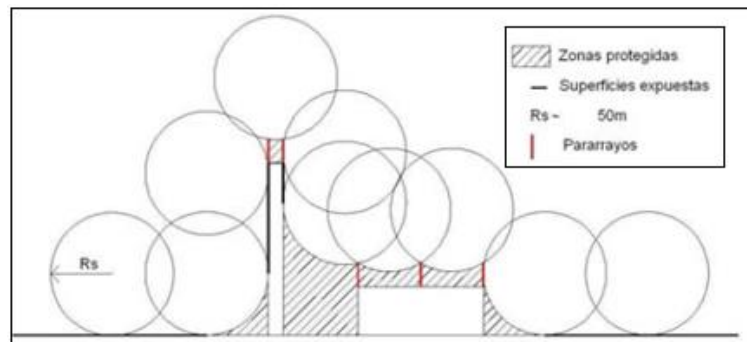
Para los fines de protección contra rayos no se exige ningún valor de resistencia de puesta a tierra concreto al sistema de tierra pero de preferencia se recomienda un valor bajo de la resistencia del electrodo ya que es más importante asegurar la dispersión de la corriente de descarga atmosférica en tierra llegando a evitar las sobretensiones peligrosas.

### 3.4.1 PROTECCIÓN.

El método consiste en hacer rodar una esfera de radio sobre el tanque a proteger, toda la estructura que esté desprotegida será tocada por la esfera si el apantallamiento es adecuado la esfera solo tocará los elementos de protección en los cuales se coloca las puntas captadoras de rayos.

El primero método para realizarse consiste en la elaboración de una maqueta a escala de la estructura protegida en los que se incluya los elementos captadores, al hacer rodar una esfera de radio determinado a escala se verifica que la misma únicamente se apoye sobre elementos captadores.

El segundo camino para la validación de resultados consiste en realizar una representación gráfica de la edificación utilizando una aplicación para dibujo asistido por computador, ejecutando una tarea análoga a la ejecutada con la maqueta, una muestra de la maqueta se refleja en la Figura 3.42



**Figura 3.42** Aplicación Método Esfera Rodante.  
(Juan Ramón, 2006)

## **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Con el desarrollo de este capítulo llegamos a obtener cómo se logra una adecuada instalación de puesta a tierra basándonos en los procedimientos de las normas vigentes, además de las distintas particularidades que se debe tener en cuenta para el éxito de la protección de los tanques de almacenamiento de combustible.

Ya que el sistema de tierra debe proporcionar un medio seguro para drenar las corrientes de falla a tierra, las corrientes producidas por los rayos es necesario que durante el diseño e instalación se seleccionen los materiales que tengan las características para garantizar el objetivo de la puesta a tierra.

### **4.1 PRINCIPALES COMPONENTES PARA UNA INSTALACIÓN A TIERRA.**

Para la aplicación del procedimiento de puesta a tierra vamos a describir los principales componentes usados para una correcta instalación de nuestra puesta a tierra.

- Electroodos.
- Conductores de tierra y de bajada, es decir los pararrayos.
- Conectores mecánicos.
- Compuestos químico para el mejoramiento del terreno.
- Terminal aérea.
- Tubo de concreto.

Además para tener una adecuada desviación de las corrientes de falla los elementos que ayudan a la protección del sistema de tierra debe cumplir con las siguientes características.

- Resistencia a la corrosión.
- Conductividad eléctrica.
- Capacidad de corriente
- Resistencia mecánica

#### **4.1.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO PARA LA INSTALACIÓN DEL ELECTRODO.**

Generalmente el terreno no suele tener una adecuada compactación debido a su composición estratigráfica, siendo esto como un punto principal a tomarse en cuenta cuando deseamos instalar un electrodo de bajada para la conducción de las corrientes de falla.

Para lograr evitar eso se debe proceder a preparar el terreno, esto puede llegar a cumplirse con la adición de los materiales siguientes.

- Sal en grano.
- Carbón.
- Arena.
- Ripio.

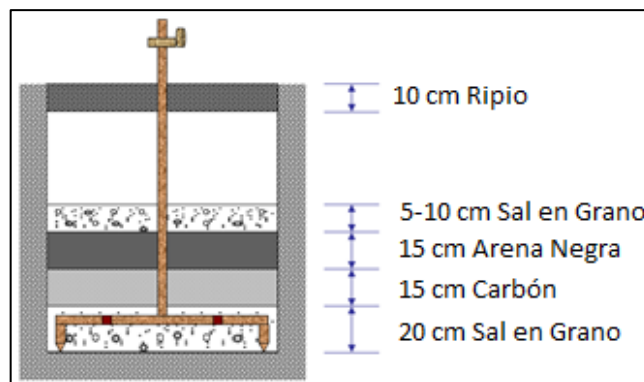
Una vez obtenidos los materiales lo que se procederá a realizar es cavar una parte del terreno generalmente que sea de la longitud adecuada según el tamaño del electrodo que vayamos a enterrar.

En el fondo del hueco una vez colocado el electrodo se procederá a colocar la sal en grano, más o menos se deberá colocar una medida de 20cm de alto

con respecto del fondo del hueco, la colocación de la sal en grano tiene como propósito mejorar la resistividad de terreno.

Una vez colocada la sal en grano se coloca carbón, más o menos unos 15cm por encima de la sal en grano esto se lo adiciona para mejorar la conductividad del terreno, seguido de esto colocaremos 15cm de arena negra encima del carbón para tener una buena compactación, después se colocara una nueva capa de sal en grano esta vez puede ser de 5cm a 10cm.

Como último paso para el relleno del terreno se puede utilizar ripio, este material se lo utiliza para la fijación del electrodo, además en este último relleno se puede usar la tierra que se sacó del hueco, visto de una mejor manera se puede fijar en la Figura 4.43 la cual explica de mejor manera la estructura del relleno del terreno.



**Figura 4.43** Preparación del Terreno para una Puesta a Tierra.

Cuando estamos preparando el terreno para la instalación del electrodo se puede usar distintos compuestos químicos, los cuales son útiles para el mejoramiento del terreno, para que sean adecuados no deben tener una resistividad mayor a 1,0 ohm-m.

Para tener una referencia aproximada se proporcionan algunos valores de resistividad de compuestos químicos utilizables en la Tabla 4.4



**Tabla 4.4** Materiales de Relleno y sus Resistividades.

<b>Material</b>	<b>Resistividad (ohm-m)</b>
Concreto	30-90
Bentonita	2,5
Sal	0,2
Carbón mineral	0,1

(Pemex, 2004)

## **4.2 UTILIZACIÓN DE LOS ELECTRODOS**

Para la que la conducción de la corriente de falla se desemboque en el terreno la adecuación de los electrodos deben cumplir varias especificaciones y cumplir un procedimiento de instalación como lo describiremos a continuación.

### **4.2.1 ELECTRODO TIPO VARILLA**

La varilla debe ser de acero inoxidable o de acero con recubrimiento de cobre, el recubrimiento de cobre se lo hace ya que actúa como un buen conductor de bajada, el espesor del recubrimiento de cobre debe ser como mínimo de 254mm (10 milésimas de pulgada), el diámetro mínimo de 16 mm y la longitud mínima de 2,4 metros, la vida promedio de los electrodos debe ser como mínimo de 30 años.

Uno de los dos extremos de la varilla debe terminar en punta para que se facilite el enterramiento en nuestro terreno, además como se ve en la Figura 4.44 en el otro lado de la punta debe constar de una cabeza en el que se instalara el cable por medio del cual se desviara la corriente de falla.



**Figura 4.44** Cabeza del Electrodo de Tierra

Las varillas deben tener una resistencia a la tensión dentro del rango de acuerdo a sus norma de resistencia equivalente a como se indica en la Tabla 4.5

**Tabla 4.5** Diámetros de varilla con respecto a la resistencia según la presión.

Diámetro de la varilla Mm (in)	Elasticidad MPa	Elasticidad (psi)
16 (5/8)	551,6 - 689,5	80 000 -100 000
19 (3/4)		
25,4 (1)		

(Pemex, 2004)

Las barras de distribución o electrodos de tierra deben ser de cobre con espesor mínimo de 6,35 mm por 102 mm de ancho y longitud de 305 mm, además deben estar estañadas, estos barrenos deben ser de un diámetro no menor a 11,11 milímetros, al momentito de la instalación la cantidad de barrenos debe ser especificado en la fase de diseño de acuerdo al método de puesta a tierra el cual puede ser el de caída de potencial o el Wenner.

### 4.3 INSTALACIÓN DE CONDUCTORES

Debido a que nuestro objetivo es el de proteger los tanques de almacenamiento cuando hay el riesgo de explosiones por las descargas eléctricas nos apoyamos en los conductores ya que por medio de ellos es por donde la corriente de falla va a descargarse en tierra.

El material adecuado para utilizarlos en los conductores debe ser resistente a la corrosión que se pueda producir en la instalación y debe estar adecuadamente protegido contra la corrosión para su mayor nivel de protección, como se ve en la Figura 4.45 el conductor debe ser macizo o cableado, aislado, forrado y debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones a menos que sean los establecidos más adelante.

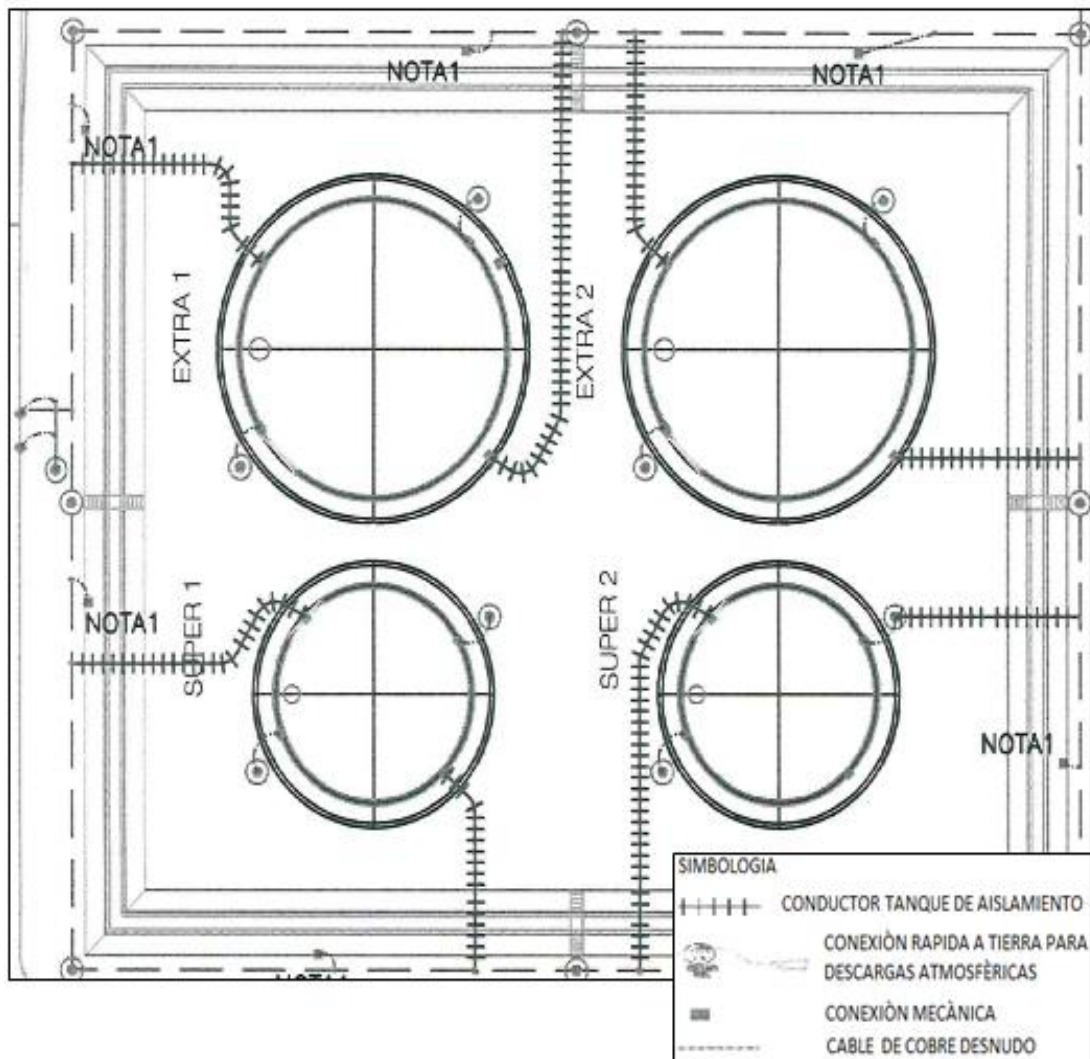


**Figura 4.45** Conductor a puesta a tierra en tanque de Mezclas 509.

En la instalación de los conductores como se vio en la explicación de la Norma API 545 los conductores estarán instalados desde el techo del tanque ya sea flotante o de techo fijo, una vez obtenido la instalación de los

conductores se los conectara hacia la malla de tierra o hacia los electrodos conductores de las descargas atmosféricas

Como se ilustra en la figura 4.46, desde una vista superior e internamente se puede observar como los conductores están conectados entre sí hasta la puesta a tierra.



**Figura 4.46** Instalación de Conductores en Patio de Tanques de Almacenamiento de Combustibles.

Según establece la norma NFPA 780 estaos ante una presencia de atmosfera peligros por la que se necesita de una protección adecuada, esta norma establece que el rango de peligrosidad es de una clasificación clase I división 2 que nos indica que tenemos líquidos combustibles en

contenedores cerrados que pueden desprender vapores en caso de daños en el sistema o por posibles ruptura.

No se permite usar como conductores de protección elementos conductores extraños, como por ejemplo:

- Cañerías de agua.
- Cañerías que contengan gases o líquidos inflamables.
- Soportes de canalizaciones.

## **4.4 INSTALACIÓN CONECTORES**

Generalmente cuando instalamos los conectores en los tanques de almacenamiento, la conexión al borne principal de tierra debe realizarse de forma de poder desconectarse individualmente cada conductor conectado al mismo, esta conexión además se realiza de forma que su remoción solo debe ser posible por medio de una herramienta.

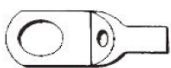

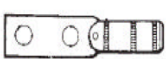





En algún caso puede ser necesario instalar más de un borne o barra principal de tierra para realizar las conexiones indicadas, en este caso los conductores de tierra se conectan todos a la misma toma de tierra.

### **4.4.1 UTILIZACIÓN DE CONECTORES MECÁNICOS A COMPRESIÓN**

Los conectores mecánicos a compresión deben ser de cobre o aleación más resistente a la corrosión como es el caso del bronce, los conectores deben estar protegidos contra la corrosión por un revestimiento de estaño no menor a 0,25 mm de espesor.

Los conectores a compresión no deben deformarse, agrietarse o romperse al instalarse y además deben mantener el contacto con el elemento conectado, durante su tiempo de vida útil, el conector no debe presentar bordes filosos o esquinas superficiales que puedan dañar el aislamiento de los cables al contacto, en caso de que los conectores contengan algún compuesto químico para evitar la corrosión, el mismo debe cumplir con lo especificado en la norma que establece que no debe ser nocivo para la salud ni para la naturaleza.

La conductividad y la resistencia mecánica de los conectores no deben deteriorarse con el medio ambiente, al momento de la compresión los conectores no deben producir chispa que pueda generar una explosión o incendio, entre los principales conectores mecánicos se ve en la Figura 4.47

	Conector a compresión para conexiones terminales de cable.		Conector a compresión para conexiones con derivaciones de cable.
	Conector a compresión para conexiones terminales de cable.		Conector a compresión para conexiones terminales de cable.
	Conector a compresión para conexiones de cable a varilla.		Conector a compresión para conexiones de cable y varilla.
	Conector a compresión para conexiones de derivaciones de cables.		Conector a compresión para conexiones de derivaciones de cables.

**Figura 4.47** Conectores Mecánicos a Compresión.

(Pemex, 2004)

#### 4.4.2 CONECTORES MECÁNICOS ATORNILLABLES.

Los conectores mecánicos atornillables deben ser de cobre, bronce o aleación de cobre con propiedades eléctricas equivalentes, los conectores deben estar protegidos contra la corrosión por un revestimiento de estaño no menor a 0,25 mm de espesor.


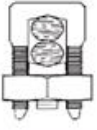
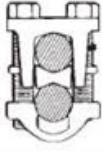


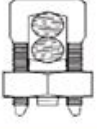
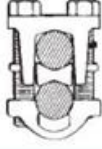

La tornillería de los conectores mecánicos debe ser de bronce al silicio, además la tornillería de los conectores mecánicos debe soportar el torque mínimo indicado en la siguiente Tabla 4.6

**Tabla 4.6** Torque con Relación a Tamaño de tornillo

<b>Tornillería de bronce al silicio</b>	
<b>Tamaño del tornillo mm (pulgada)</b>	<b>Torque N-m (libras-pulgada)</b>
6,35 (1/4)	23 (205)
9,5 (3/8)	27 (240)
10,3 (13/32)	32 (288)
11,1 (7/16)	41(360)
13 (1/2)	54 (480)
14,2 (9/16)	65 (576)
16 (5/8)	75 (660)

(Pemex, 2004)

Cuando necesitamos de empalmar nuestros conductores con las partes metálicas de los tanques de almacenamiento, con los electrodos e incluso con los pararrayos disponemos de varios accesorios con los que se pueda aplicar una buena conexión, convirtiéndose estos dispositivos en complementos para asegurar nuestro sistema de puesta a tierra, entre algunos de estos conectores se puede ver en la Figura 4.48

	Conector mecánico triangular de tornillo abierto para conexiones de paso a un cable horizontal de derivación.		Conector mecánico de tornillo abierto para conexiones de paso a un cable horizontal de derivación.
	Conector mecánico de dos piezas para conexiones de paso a un cable horizontal de derivación.		Conector mecánico para conexiones T.
	Conector mecánico triangular de tornillo abierto para conexiones de paso a un cable horizontal de derivación.		Conector mecánico de tornillo abierto para conexiones de paso a un cable horizontal de derivación.
	Conector mecánico de dos piezas para conexiones de paso a un cable horizontal de derivación.		Conector mecánico para conexiones T.

**Figura 4.48** Conectores Mecánicos Atornillables.  
(Pemex, 2004)

Como se ilustra en la Figura 4.49 la aplicación de un conector mecánico de tornillo abierto para la conexión de un cable de puesta a tierra, esto se encuentra con una fijación hacia un pararrayos el cual ayudara a que la conductividad se transmita por medio del cable de bajada.



**Figura 4.49** Instalación de un Conector Mecánico con un pararrayos a una bajada de tierra en el Tanque de Diésel Premium TB 1008.



## **4.5 MEDICIÓN DE PUESTA ATIERRA MEDIANTE EL MEGGER.**

El medidor de resistividad megger debe tener las siguientes características para la implementación de su uso, entre las características principales tenemos:

- Equipo de medición portátil.
- Rango de resistencias 0-300ohm.
- Rango de frecuencia de medición 50 a 160 Hz.
- Precisión 3% ó mejor.
- Voltaje máximo de salida 60 V.
- Temperatura de trabajo de 273,15 a 313,15 K (0 a 40°C) ó mejor.
- Autonomía mínima de 2 horas mediante baterías internas.
- Capacidad para almacenar mediciones.
- Transferencia de las mediciones a una PC.
- 2 pinzas abrazaderas.
- Longitud de cable entre picas de 20 m.
- Dos picas de acero inoxidable de 30 cm de longitud y 14 mm de diámetro.

Este medidor de resistencia de puesta a tierra debe ser un medidor de resistencia de puesta a tierra para altas frecuencias, puesto que las descargas atmosféricas están asociadas a frecuencias de miles de Hertz, como se observa en la Figura 4.50 el megger nos da el dato de la resistencia del terreno tomado desde un electrodo.



**Figura 4.50** Medición de la puesta a tierra mediante un Megger.

#### **4.5.1 REGISTRO DE LA PUESTA A TIERRA MEDIANTE EL MEGGER**

Se procede a registrar la resistencia en la Tabla 4.7 de cada varilla o grupo de varillas, además de verificar la continuidad de cada punto puesto a tierra mediante la varilla o sea el caso de una malla, a continuación se reflejan los datos tomados con respecto al patio de tanques de la Figura 4.46

Como ya se menciona es de vital importancia que las resistencias que tengan en el terreno marquen un rango menor a 1,0 ohm para asegurar la protección de nuestro sistema.

**Tabla 4.7** Toma de datos de las resistividades del terreno

<b>Varilla No o Fundición No</b>	<b>Resistencia Tierra (Ohms)</b>	<b>Tem. Ambiente °C</b>	<b>Clima</b>
<b>TR-TQ-250</b>	0,156	18	Templado
	0,151	18	Templado
	1,144	18	Templado
	0,138	18	Templado
<b>TR-TQ-215</b>	0,397	18	Templado
	0,383	18	Templado
<b>TR-TQ-235</b>	0,244	18	Templado
	0,414	18	Templado
<b>TR-TQ-210</b>	0,831(Varilla)	18	Templado
	0,803(Varilla)	18	Templado
	0,805	18	Templado
	0,930	18	Templado

#### **4.5.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CÁLCULOS UTILIZADOS PARA UNA PUESTA A TIERRA MEDIANTE UNA MALLA.**

El diseño de los sistemas de puesta a tierra requiere de una información fundamental el conocimiento de la respuesta eléctrica del terreno donde se va a instalar, un parámetro fundamental que caracteriza la respuesta eléctrica de un terreno es la resistividad del mismo.

La resistividad del terreno es el parámetro sobre el cual se fundamenta el diseño de los sistemas de puesta a tierra para su operación se debe mantener en un rango inferior a 5 ohm para que se considere segura dicha instalación.

#### 4.4.1.1 Datos mínimos requeridos para el cálculo del sistema de puesta a tierra.

DATOS:		
a) Corriente de circuito corto ( $I_g$ ):	DATO DE CATEG	<input type="text" value="2000"/> amperes.
b) Tiempo deliberación de la falla ( $t$ ):		<input type="text" value="0,2"/> segundos.
c) Resistividad del terreno ( $R_o$ ):		<input type="text" value="150"/> ohms-metro
d) Resistividad superficial ( $R_{os}$ ):	Asfalto Mojado	<input type="text" value="10000"/> ohms-metro
e) Profundidad de la malla ( $h$ ):		<input type="text" value="0,60"/> metros
f) Largo del terreno ( $L$ ):		<input type="text" value="6"/> metros
g) Ancho del terreno ( $a$ ):		<input type="text" value="4"/> metros
h) Temperatura ambiente ( $T_a$ ):		<input type="text" value="40"/> °C
i) Temp. medio de conexión ( $T_m$ ):		<input type="text" value="1083"/> °C

Para esta instalación se ha propuesto el arreglo de una malla, a continuación se procede al cálculo del diseño con una malla de 6x4 m, que tenga 03 conductores paralelos, 06 conductores transversales, 4 electrodos químicos, y un calibre de cable para la malla.

Datos para el arreglo propuesto.

a) Numero de conductores paralelos (n) =	3	pza
b) Numero de conductores Transversales=	5	pza
c) Numero de electrodos artificiales =	14	pza
d) Número de electrodos Químicos	2,00	pza
d) Longitud de los electrodos artificiales =	3,00	metros
e) Separacion de conductores paralelos=	2,00	metros
f) Separación de conductores transversales =	1,50	metros
f) Diámetro del conductor (d) cal. 4/0=	0,01340	metros

**a) Cálculo del coeficiente Km.**

Coeficiente que toma en cuenta el numero de conductores paralelos "n", espaciamento "D", diámetro del conductor "d", y profundidad

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left[ \frac{(D)^2}{(16 \times h \times d)} + \frac{(D + 2h)^2}{(8 \times D \times d)} - \frac{h}{(4 \times d)} \right] + \ln \left[ \frac{8}{\pi (2 \times n - 1)} \right] \right]$$

**Km= 0,654**

**b) Cálculo del coeficiente Ki.**

**Ki**  
 Factor de corrección por irregularidad, para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme, de diferentes partes de la red.

$$K_i = 0,644 + 0,148 (n)$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 (3)$$

**Ki = 1,088**

**c) Cálculo de coeficiente Ks.**

**Ks**

Coeficiente que toma en cuenta el número de conductores paralelos "n" espaciamiento "D" y profundidad "h".

$$Ks = \left( \frac{1}{\pi} \right) \left[ \frac{1}{2 \times h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \left( 1 - 0,5^{n-2} \right) \right]$$

$$Ks = 0,467$$

**d) Cálculo de longitud mínima calculada de la red.**

Calculo del constante Cs para la longitud mínima de red.

$$Cs = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{Ro}{Ros} \right)}{2 hs + 0,090} ; \quad \frac{Ro}{Ros} = 0,015 ; \quad hs = 0,1 \text{ metros}$$

LONGITUD MINIMA CALCULADA DE LA RED (L) :

$$L = \frac{( Km ) ( Ki ) ( Rot ) ( Ig ) ( \sqrt{t} )}{116 + ( 0,174 ) ( Ros ) ( Cs )}$$

$$L = 51,401 \text{ m}$$

Se procede al cálculo de la malla propuesta utilizando los datos de largo de la malla, ancho de la malla y su respectivo número de electrodos.

LONGITUD DE LA MALLA PROPUESTA (Lm):

Lx : (Numero de conductores paralelos ) ( largo de la malla)  
 Ly: (Numero de conductores transversales ) ( ancho de la malla) +  
 LR: (Numero de electrodos ) ( longitud de cada electrodo) x  
 (1.55) x (1.22)[Lr/( Lx^2 + Ly^2)].

Lc = ( Lx + Ly ) = 142 metros de conductor empleado en la malla.

Lm= ( Lx )+( Ly )+( LR ) [ 1.55+1.22 ( 3,00 /  $\sqrt{4900,00 + 5184,00}$  ) ] metros

Lm= 108,81 metros Conductor y electrodos empleados en la malla.

La condición que debe cumplir con respecto a las longitudes del conductor según el arreglo propuesto deberá ser que L sea menor que Lm, esto si se llega a cumplir puesto que L = a 51,401metros y Lm es superior midiendo 108,81metros, cumpliendo así la condición.

### e) Cálculo de la resistencia de red.

Como consiguiente se calculara la resistencia de red, como se mencionó con anterioridad la medición de la resistencia a tierra (Ro) se la realiza mediante el megger y como ya se proporcionó este dato se procederá al cálculo de la resistencia de red a tierra.

RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA Rg.

$$R_g = R_o \left[ \frac{1}{L_m} + \frac{1}{\sqrt{20 ( A )}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20 / A}} \right) \right]$$

Rg = 3,7946 OHMS

Una vez obtenido el cálculo de nuestra red de tierra nos dará un resultado que se debe considerar optimo, este debe ser de un máximo de 5 Ohm, en el caso de no alcanzar la resistencia deseada, se instalara algún elemento químico para reducir la resistividad del terreno y alcanzar así la resistencia a tierra requerida.

Pero en esta instalación no se vio necesario la instalación de elementos químicos para reducir la resistividad del terreno ya que se obtuvo un resultado de la resistencia de la red de 3,7945 Ohm, considerado apto para la protección ante descargas atmosféricas.



## 5.1 CONCLUSIONES

- La norma API 650 nos establece el tipo de procedimiento para llevar a cabo la construcción de los tanques de almacenamiento de combustible, así se puede llegar también a considerar cada uno de los componentes que intervienen en la instalación y su verificación.
- El conocimiento del tipo de tanque de almacenamiento es una ayuda para la implementación de las desviaciones de las descargas atmosférica hacia la tierra ya que así se puede instalar un camino en el que la descarga no produzca ningún tipo de chispa que afecte al tanque.
- Para evitar que tengamos una probabilidad alta de ambientes explosivos es necesario que en nuestros tanques de almacenamiento de techo fijo y de techo flotante tengan una buena soldadura en las uniones de la carcasa y el techo.
- La instalación de los pararrayos en las partes altas del tanque y junto con ellos las uniones de bajadas a tierra a través de conductores son de vital importancia ya que así lograremos que se dirija el rayo hacia el pararrayos y no hacia el tanque de almacenamiento evitando una posible explosión.
- Mediante la ayuda de la norma NFPA 780 podemos tener un conocimiento del tipo de estructura que deseemos proteger además de proponer el tipo de protección que sea necesario para evitar un posible incendio.
- La función de la puesta a tierra nos ayuda a canalizar la energía eléctrica que produce el rayo logrando limitar la diferencia de potencial producido entre el tanque de almacenamiento de combustible y la tierra, además de detectar defectos de la instalación a tierra y tener una rápida actuación.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Hay que tener mucho cuidado en la construcción de tanques de almacenamiento que contienen líquidos inflamables considerando que antes de ponerse en trabajo debe pasar por un control del buen estado del tanque, así como la consideración de la capacidad exacta de almacenamiento para que no se produzca algún tipo de sobrellenado y evitando uno de los factores que es el tener ambientes explosivos ante las descargas atmosféricas.
- Al tener construido el tanque de almacenamiento se debe fijar muy detenidamente en el ensamble ya que cuando se suelda el techo junto con el cuerpo del tanque es posible la existencia de bordes metálicos sobresalientes siendo estos los causantes de la generación de chispas y posibles explosiones por lo que es importante que se lije los bordes o se los cortes para tener uniones lisas y evitar posibles inconvenientes por la presencia de los rayos.
- Cuando tenemos cierto número de tanques se debe instalar en las partes más altas pararrayos que tenga un dispositivo de cebado ya que nos va a servir mejor en la protección, porque nos ayuda notablemente debido a que atrae al rayo mediante un trazador y esto evita que toque a los tanques de almacenamiento de combustibles y pueda causar alguna catástrofe.
- Para la efectividad de nuestra instalación a tierra se debe preparar adecuadamente el relleno para la instalación con la colocación de bentonita ya que por sus características podemos tener un ambiente del terreno adecuado para lograr que el electrodo se estabilice y además que no haya una alta corrosividad del mismo.

## GLOSARIO DE TERMINOS

**A tierra** Conexión conductora intencionada entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.

**Alambre** Conductor eléctrico metálico de un solo hilo y de sección circular.

**Bocas de Inspección** Facilitan la entrada y salida de personal que realiza inspecciones programadas, mantenimiento y reparaciones internas de los tanques.

**Boquillas:** Son conexiones de entrada y salida de las tuberías que se conectan al casco.

**Cobre electrolítico** Cobre con un contenido mínimo de 99,9% de cobre más plata.

**Conductor de bajada** Elemento conductor destinado a ofrecer una trayectoria a la corriente que va de la punta del pararrayos hacia un electrodo de tierra o al el sistema general de tierra.

**Conductor desnudo** Conductor que no tiene ningún tipo de cubierta o aislamiento eléctrico.

**Conector** Dispositivo de conexión para partes puestas a tierra de un circuito eléctrico capaz de soportar durante un tiempo específico corrientes eléctricas en condiciones anormales como las de un corto circuito.

**Conexión** Unión efectiva y permanente de los elementos metálicos para formar una trayectoria eléctrica, la cual debe garantizar la continuidad y la capacidad para conducir en forma segura cualquier corriente impuesta.

**Electrodo** Elemento en contacto íntimo con el suelo que descarga a tierra las Corrientes eléctricas nocivas y mantiene un potencial de tierra equilibrado en todos los conductos que estén conectados a él.

**Equipos de Medición** Utilizan diversos sistemas de medición de nivel desde el más sencillo como lo son un flotador y cadena, hasta equipos electrónicos de radio frecuencia.

**ft** foot—pie.

**in** inch—pulgada.

**Líneas** Los tanques poseen tuberías de entrada (llenado), salida (succión), contra expansión, circulación, drenaje y de serpentín de vapor.

**mm** milímetro.

**MPa** mega-Pascal.

**NFPA** National Fire Protection Association--Asociación Nacional de Protección contra Incendios.

**Plataforma de Aforo** Es una estructura instalada en la parte superior del tanque desde donde se efectúan los aforos oficiales en forma segura.

**Resistencia** Es la propiedad de los materiales a oponerse al paso de la corriente eléctrica.

**Resistividad** Es la resistencia eléctrica específica de un material y se determina sobre una muestra de material que tenga la unidad de longitud, y la unidad de sección transversal.

**Sistema de Puesta a Tierra** Configuración de dispositivos y conductores eléctricos destinada a la protección del personal y equipo eléctrico contra variaciones transitorias de voltaje y corriente eléctrica.

**Sello del Tanque** Estos sistemas son utilizados en los techos flotantes, cada tipo de sello puede ser de distintos materiales, estos sellos son diseñados para impedir el escape hacia la atmósfera de los vapores y el líquido almacenado dentro del tanque.

**Soportes** Son el conjunto de párales tubulares, sobre los cuales descansa el techo flotante en su mínimo nivel de líquido.

**Techo Flotante** Estructura metálica hermética puesta sobre pontones cilíndricos que le permiten a este suspenderse sobre el producto o dicho de otra manera es un elemento que tiene movimiento vertical que atrapa bajo él los vapores despedidos por el producto.

**Terminal aérea** Dispositivo metálico receptor de descargas atmosféricas.

**Unión** Conexión mecánica o exotérmica de partes metálicas para formar una trayectoria eléctricamente conductora, que asegure la continuidad y capacidad de conducir con seguridad cualquier corriente eléctrica.

**Termopozos:** Permiten realizar observaciones visuales de temperatura del producto.

**Válvulas de Drenaje:** Válvulas mediante las cuales se realizan las operaciones de drenaje del tanque.

- API. Norma API-RP-545, (2009), *Lightning Protection of Aboveground Storage Tanks for Flammable or Combustible Liquids*. Washington DC Institucional.
- API. Norma API-RP-650, (1998), *Tanques de acero soldados para el almacenamiento de petróleo*. Washington DC, Institucional.
- Norma NFPA 780, (2004), *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems*. Salt Lake City, Institucional.
- IPE, (2003), *Reglamento de instalaciones petrolíferas*. Madrid: Editorial Liteam.
- Ramírez, H., Niebles, E., Torres, J., (2009), *Diseño para la fabricación y ensamble de productos soldados*. Barranquilla: Editorial Uninorte.
- Harper, E., (2004), *Diseño de sistemas eléctricos*. México DF: Editorial Limusa.
- Sánchez, H., (2002), *El rayo, mitos, ciencia y tecnología*. Bogotá: Editorial Unibiblos.
- Senner, A., (1994), *Principios de electrónica*. Barcelona: Editorial Reverté.
- Márquez, R., (1991), *La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T.* Barcelona. Editorial Marcombo.
- Vega, (2002), *Problemas de Ingeniería de puesta a tierra*. México DF: Editorial Limusa;

- Ospina, G., Velásquez, J., Agudelo, C., Acevedo, W., (2007), *Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra, respuestas ante fallas eléctricas y rayos*. Medellín: Editorial Universidad de Antioquia.
- Rosas, R., (2000), *Tecnología Eléctric*. Barcelona: Editorial UPC.
- Balcells, J., Baura, F., Esparza R., Pallás, R., (1992), *Interferencias Electromagnéticas en Sistemas Electrónicos*. Barcelona: Editorial Marcombo.
- Perdomo, S., (2011), *Metodologías de protección contra descargas atmosféricas en edificios*. Gran Bretaña: Editorial LAP
- Estrucplan, (2012), *Protección contra descargas atmosféricas para tanques de almacenamiento de hidrocarburos*. Recuperado 13 de julio, 2012, de <http://www.Estrucplan.com.ar/articulos/verarticulo.asp?IDArticulo=283>
- Pce, (2011), *Megóhmetros*. Recuperado 10 de enero, 2013, de [http://www.pce-iberica.es/instrumentos-de\\_medida\\_/metros/megohmetros.htm](http://www.pce-iberica.es/instrumentos-de_medida_/metros/megohmetros.htm);
- El prisma, (2012), *Sistema de puesta a tierra*. Recuperado 20 agosto, 2012, de [http://www.elprisma.com/apuntes/ingeniería\\_electrica\\_y\\_electronica/sistemadepuestaatierra/default4.asp](http://www.elprisma.com/apuntes/ingeniería_electrica_y_electronica/sistemadepuestaatierra/default4.asp); 2013
- Emb, (2012), *Midiendo con Megger de tierra la resistencia de Puesta a Tierra, método de la caída de potencial*. Recuperado 19 de agosto, 2012, de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=5&tip=7>.

- Ruel S. A., (2012), *Sistemas de puesta a tierra, teoría, diseño, medición y mantenimiento*. Recuperado 25 de septiembre, 2012, de <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>.
- Reocities, (2011), *Teoría y diseño de sistemas de tierras según las normas IEEE*. Recuperado 29 de septiembre, 2012, de <http://www.reocities.com/CollegePark/Den/1108/tierras/pe50medida.html>.
- BRANDS, F., (2012), *Método de la caída de potencial*. Recuperado 30 de octubre, 2012, de <http://www.fluke.com/fluke/gtes/soluciones/resistencia-de-tierra/metodo-de-la-caida-de-potencial.htm>
- International Copper Association Latin America, (2012), *La puesta a tierra*. Recuperado 2 de noviembre, 2012, de [http://www.procobre.org/archivos/pdf/download\\_biblioteca/MX/junio/conductores/unidad4.pdf](http://www.procobre.org/archivos/pdf/download_biblioteca/MX/junio/conductores/unidad4.pdf); 2012
- Pucrs, (2012), *Protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra*. Recuperado 10 de enero, 2013, de [http://www.feng.pucrs.br/~fdosreis/ftp/medidas/FSR05\\_SPDA\\_Proteccion\\_Descargas.pdf](http://www.feng.pucrs.br/~fdosreis/ftp/medidas/FSR05_SPDA_Proteccion_Descargas.pdf)
- Comité Electrónico Cubano, (2012), *Rayos en instalaciones petroleras*. Recuperado 2 febrero, 2013, de [http://www.cec.cubaindustria.cu/contenido/jornadaVII/2\\_5.pdf](http://www.cec.cubaindustria.cu/contenido/jornadaVII/2_5.pdf)



## Anexo 1

NORMA API 650

### Los Tanques de Acero soldados para el Almacenamiento de petróleo

API NORMA 650  
DÉCIMA EDICIÓN, NOVIEMBRE de 1998.

*Reproducido por CSSINFO. Ninguna parte de la  
publicación impresa, ni cualquier parte del archivo  
electrónico puede reproducirse o ser transmitida  
en cualquier forma, sin el permiso escrito de  
API, Washington, D.C. 20003.*



STRATEGIAS PARA LA  
PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL



INSTITUTO  
AMERICANO  
DEL PETRÓLEO

## CONTENIDO

	página
1 ALCANCE.....	1-1
1.1 General.....	1-1
1.2 Cumplimiento.....	1-2
1.3 Referencia de publicaciones.....	1-2
2 MATERIALES.....	2-1
2.1 General.....	2-1
2.2 Placas.....	2-1
2.3 Láminas.....	2-5
2.4 Perfiles estructurales.....	2-5
2.5 Tubos y Piezas forjadas.....	2-9
2.6 Bridas.....	2-10
2.7 Pernos.....	2-10
2.8 Electrodo soldadura.....	2-10
3 Diseño.....	3-1
3.1 Uniones.....	3-1
3.2 Consideraciones del Diseño.....	3-4
3.3 Consideraciones especiales.....	3-5
3.4 Placas de fondo.....	3-5
3.5 Placas anulares de fondo.....	3-5
3.6 Diseño de casco.....	3-6
3.7 Abertura de tanques.....	3-10
3.8 Unión de casco y Pertencencias del Tanque.....	3-33
3.9 Vigas de Viento superior e intermedio.....	3-34
3.10 tejados.....	3-44
3.11 Carga del viento en los Tanques (Volcando la Estabilidad).....	3-50
4 FABRICACIÓN.....	4-1
4.1 general.....	4-1
4.2 Detalles de la soldadura.....	4-1
5 INSTALACIÓN.....	5-1
5.1 general.....	5-1
5.2 detalles de Soldadura.....	5-1
5.3 inspección, Comprobación, y Reparaciones.....	5-3
5.4 Restauración de soldadura.....	5-4
5.5 Tolerancias dimensionales.....	5-5

6 MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE UNIONES.....	6-1
6.1 Método Radiográfico.....	6-1
6.2 Examen de la Partícula magnética.....	6-3
6.3 Examen ultrasónico.....	6-4
6.4 Examen de Líquido Penetrante.....	6-4
6.5 Examen visual.....	6-4
7 PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA Y CALIFICACIONES DEL SOLDADOR.....	7-1
7.1 Definiciones.....	7-1
7.2 Calificación de procedimientos de soldadura.....	7-1
7.3 Calificación de Soldadores.....	7-2
7.4 Identificación de Juntas Soldadas.....	7-2
8 Marcas.....	8-1
8.1 Marcas de placa.....	8-1
8.2 División de Responsabilidades.....	8-2
8.3 Certificaciones.....	8-2
APÉNDICE A UNA BASE PARA EL DISEÑO DE TANQUES PEQUEÑOS.....	A-1
APÉNDICE B RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE CIMENTACIONES DE TANQUES CILINDRICOS VERTICALES PARA ALMACENAJE DE PETROLEO.....	B-1
APÉNDICE C TECHOS FLOTANTES EXTERNOS.....	C-1
APÉNDICE D CONSULTAS TÉCNICAS.....	D-1
APÉNDICE E DISEÑO SÍSMICO DE TANQUES DEL ALMACENAMIENTO.....	E-1
APÉNDICE F DISEÑO DE TANQUES PARA PEQUEÑAS PRESIONES INTERNAS.....	F-1
APÉNDICE G ESTRUCTURAS DE SOPORTE PARA TEJADOS.....	G-1

## Los Tanques de Acero soldados para el Almacenamiento de Petróleo

### 1 Alcance

#### 1.1 GENERAL

1.1.1 esta norma cubre especificaciones de material, diseño, fabricación, montaje, y requerimientos de prueba para cilindros verticales instalados sobre tierra, cerrados y de tapa superior abierta, tanques de acero soldado para almacenamiento en varios tamaños y capacidades para presiones internas aproximadamente igual a la presión atmosférica (las presiones interiores no exceden el peso de las planchas del techo), pero una presión interna alta puede ser permitida cuando se reúnen ciertos requisitos adicionales. Este estándar se aplica solo para tanques cuyo fondo total está uniformemente apoyado y a los tanques en servicio sin refrigeración que tiene una temperatura máxima de operación de 90°C (200°F) (vea 1.1.17).

1.1.2 Estas especificaciones, han sido elaboradas para proveer a la industria petrolera con tanques de adecuada seguridad y razonable economía para usarlos en el almacenamiento de petróleo y sus derivados, y también para otros productos líquidos comúnmente manipulados en las distintas ramas de la industria. Este trabajo no presenta ni está destinado a establecer una serie fija de tamaños de tanque admisibles, más bien está orientado a permitir al comprador la selección de cualquier medida de tanque que pueda ser requerido para la mejor satisfacción de sus necesidades. Estas especificaciones están dadas para la conveniencia del comprador y el fabricante en pedidos fabricación y montaje de tanques y no intenta prohibir a los compradores y fabricantes, la compra y fabricar tanques que cumplan otras especificaciones que las contenidas en estas normas.

Nota: Un punto (\*) al principio de un párrafo indica que hay una decisión expresa o la acción requerida del comprador. Las responsabilidades de la compra no se limitan exclusivamente a estas decisiones o acciones. Cuando se toman tales decisiones y acciones, ellos deben especificar en los documentos las posiciones, órdenes de cambio, hojas de datos, y dibujos.

98

## Definiciones:

**Obligatorio:** Las acciones de requisitos de la norma llegan a ser obligatorias si la norma ha sido adoptada por una Jurisdicción Legal o si el comprador y el fabricante optaron por hacer referencia a esta norma en la placa de fabricación o en el certificado de fabricación.

**Requisito:** El criterio del diseño perfilado debe usarse a menos que el comprador y fabricante estén de acuerdo en emplear un diseño alternativo más severo.

**La recomendación:** El criterio perfilado proporciona un buen diseño aceptable y puede usarse a la opción del comprador y fabricante:

- La Opción de compradores: Cuando el comprador especifique una opción calificada por un apéndice, el entonces el apéndice se vuelve un requisito.

98 | I.1.19 Apéndice Q proporciona las recomendaciones para el diseño y construcción de conexiones del bajo-fondo para tanques de almacenamiento.

## 1.2 CUMPLIMIENTO

El fabricante es responsable por el cumplimiento de todos los requisitos de estas Normas.

La inspección por parte de inspector comprador (el término inspector tal como es usado aquí dentro) no invalida la obligación del fabricante para proporcionar el control de calidad y la inspección necesaria para asegurar su cumplimiento.

## 1.3 PUBLICACIONES DE REFERENCIA

Las normas siguientes, códigos, especificaciones, y publicaciones se citan en esta Norma. La edición más reciente podría ser usada a menos que se especifique lo contrario.

### API:

- Spec. 5L *Especificación para tubería conductora de petróleo.*  
 Std 620 *Diseño y Construcción de tanques de Almacenamiento Grandes, soldados, de baja presión (ANSI/API 620).*  
 RP 651 *Protección Catódica de Los Tanques de Almacenamiento de petróleo instalados sobre tierra (ANSI/API 651).*  
 RP 652 *Revestimiento de tanques de almacenamiento de Petróleo instalados sobre tierra (ANSI/API 652).*

## SECCIÓN 2—MATERIALES

### 2.1 GENERAL

- 2.1.1 Los Materiales usados en la construcción de tanques deberán estar conforme a las especificaciones listadas en esta sección, sujetos a las modificaciones y limitaciones indicadas en estas Normas.

Los materiales producidos bajo otras especificaciones que no son las listadas en esta sección pueden ser empleados, con tal que se certifique que cumplen con todo los requisitos de un material especificado en la lista de estas Normas y su uso es aprobado por el comprador. Las propuestas del fabricante deberán identificar las especificaciones del material a utilizar:

- 2.1.2 Cuando una Placa nueva o en desuso o material de tubería no puede ser completamente identificado por registros que son satisfactorios para el comprador tales como la conformidad del material para una especificación listada en la presente Norma, el material puede ser usado en la construcción de tanques cubiertos por esta norma solo si el material pasa las pruebas prescritas en el Apéndice N.

2.1.3 Cuando un tanque se diseña para los requisitos de esta norma usando placas de material de Acero del Grupo I en vez de materiales del Grupo IIIA, el fabricante de tanques responsable por alguna sugerencia de sustitución de materiales para el uso de Aceros del Grupo IV en vez del Grupo VI debe :

a. Mantener el criterio de diseño original en su totalidad para la reducción de esfuerzos del grupo-I en vez del Grupo-III A.

- b. Obtener la previa aprobación por escrito del comprador.

c. Asegurar que todo el diseño, fabricación, montaje e inspección requeridos para el material a sustituirse se encuentren en las especificaciones de Grupo-I en vez de Grupo-III A, incluyendo esfuerzos más bajos ; pero no limitado a:

- las propiedades materiales y métodos de proceso de producción.
- los niveles de tensión aceptables.
- la dureza de la muesca.
- procedimientos de soldadura y consumibles.
- Alivio de esfuerzos térmicos.
- Detalles y procedimientos de unión temporal y permanente.
- exámenes No destructivos.

d. Incluir la información pertinente en los documentos proporcionados al comprador ,incluyendo un informe certificado que el material sustituto cumplirá totalmente con 2.1.3 en todo aspecto, y proporcionar cualquier otro archivo que cubra los procedimientos de trabajo para el material tales como : prueba de impacto ,procedimientos de soldadura ,exámenes no destructivos y tratamientos térmicos.

## 2.2 PLACAS

### 2.2.1 general

2.2.1.1 A excepción del otro caso proporcionado por 2.1, los platos deben ajustarse a las especificaciones listadas en 2.2.2 hasta 2.2.5, sujetos a las modificaciones y limitaciones indicadas en estas Normas, incluyendo las limitaciones en la Fig. 2-1.

2.2.1.2 Las placas para cascos, techos, y fondos pueden pedirse sobre un espesor de borde base o sobre un peso base [kg/m<sup>2</sup> (lb/ft<sup>2</sup>)] tal como se especifica en 2.2.1.2.1 hasta 2.2.1.2.3.

2.2.1.2.1 El espesor de borde pedido deberá no ser menor que el espesor de diseño calculado o el espesor mínimo permisible.

2.2.1.2.2 El peso pedido deberá ser lo suficientemente grande para proporcionar un espesor de borde no menor que el espesor de diseño calculado o el espesor mínimo permisible.

2.2.1.2.3 Si un espesor de borde o peso base es usado, con un desgaste no mayor de 0.25 mm (0.01 plg.) con respecto al espesor calculado en el diseño o el espesor mínimo permisible ,es aceptable.

\* 2.2.1.3 todas las planchas deberán ser fabricadas por los procesos de horno eléctrico SIEMMES MARTIN (hogar abierto) ó de oxígeno básico.

Los aceros producidos por los procesos de control mecánico-térmico (TMCP) pueden ser usados, con tal de que la combinación de composición química y control integrado de los aceros fabricados sea mutuamente aceptada por el comprador y el fabricante y con tal que las propiedades mecánicas especificadas en el espesor de planchas requeridas sean alcanzadas. El acero al cobre puede utilizarse si lo especifica el comprador.

2.2.1.4 Las planchas deberán ser limitadas un espesor máximo de 45 mm (1.75 plg.) a menos que un espesor menor sea declarado en esta Norma o en las especificaciones de plancha .Placas más gruesas que 40 mm (1.5 plg.) deberán ser normalizadas o templadas, muertas, para hacer practica al grano fino y pruebas de impacto.

### 2.2.6 Requisitos generales para la Entrega

2.2.6.1 El material proporcionado deberá ajustarse a los requerimientos aplicables de la lista de especificaciones pero no está restringido con respecto a la localización del lugar de fabricación.

2.2.6.2 Este material está proyectado a ser conveniente para soldadura por fusión. La técnica de soldadura es de fundamental importancia, y los procedimientos de soldadura deben proporcionar soldados cuyo esfuerzo y dureza sea consistente con el material de plancha a ser juntado. Toda soldadura realizada para reparar superficies defectuosas debe ser efectuada con electrodos de soldadura de bajo hidrógeno compatible en química, esfuerzo y calidad con el material de la plancha.

2.2.6.3 Cuando sea especificado por el comprador, el acero será en su totalidad muerto. Cuando especifique el comprador al acero completamente muerto se hará la práctica del grano fino.

2.2.6.4 Para especificaciones de planchas hechas cuyo contenido límite de manganeso sea menor del 1.60%, el contenido límite de manganeso puede ser incrementado hasta 1.60%(calentado) en la opción de producción de planchas para mantener el nivel de esfuerzo requerido, de manera que el máximo contenido de carbón se reduzca hasta 0.20%(calentado) y la soldadura de las planchas sea considerada. El material se señalará "Mod" al siguiente listado de especificaciones. El material se deberá adecuar a las tolerancias del producto de análisis de la Tabla B en ASTM IIN 6M/A 6.

2.2.6.5 el uso o presencia de columbium, vanadio, nitrógeno, cobre, níquel, cromo, o molibdeno no deberá exceder las limitaciones de la Tabla 2-1 para todo los materiales del Grupo VI (vea Tabla 2-3) e ISO 630, Grado Fe 510.

TABLA 2-2-Grados aceptables de material de planchas producidos para Normas nacionales

Grado <sup>a</sup>	PROPIEDADES MECANICAS								PROPIEDADES QUIMICAS		
	ESFUERZO DE TENSION				Mínimo esfuerzo resistente	Máximo espesor			Máximo porcentaje de carbón		Máximo de S <sub>2</sub>
	Mínimo <sup>c</sup>		Máximo						valor	Proble <sup>d</sup>	
	MPa	ksi	MPa	ksi	mm	in.	valor	Proble <sup>d</sup>	valor		
37 <sup>b</sup>	360	52	485	70	203	29	12.5	0.5	0.20	0.21	0.05
40	400	58	510	74	235	31	40	1.5	0.25	0.27	0.05
44	425	62	540	78	250	36	40	1.5	0.25	0.29	0.05



## 2.2.7 Tratamiento térmico de Planchas

2.2.7.1 Cuando sea especificado por el comprador, planchas completamente muertas deberán ser tratadas térmicamente para obtener un refinamiento de grano para su normalizado o calentamiento uniforme para moldeado en caliente. Si el tratamiento requerido se está obteniendo en conjunto con el moldeado en caliente, la temperatura para la cual las planchas son calentadas para el moldeado en caliente deberá ser equivalente y no deberá exceder significativamente la temperatura de normalizado. Si el tratamiento de planchas no está especificado se realizan en la fábrica de producción de planchas, pruebas que se llevaran a cabo de acuerdo con 2.2.7.2.

2.2.7.2 cuando un comprador de planchas elige realizar el normalizado requerido o fabricar por moldeado en caliente (ver 2.2.7.1), las planchas deberán ser aceptadas sobre las bases de varias pruebas de tratamiento térmico realizada sobre muestras de todos los espesores en acordancia con la orden de planchas compradas. Si las temperaturas para el tratamiento térmico no están indicadas en la orden de compra, las muestras serán tratadas en calor bajo condiciones consideradas apropiadas para refinamiento de grano y reuniendo las pruebas requeridas.

El fabricante de planchas informará al comprador de planchas de los procedimientos seguidos en el tratamiento de muestras y en las pruebas.

2.2.7.3 Sobre la orden de compra, el comprador de planchas deberá indicar al fabricante de planchas si este realizará el tratamiento térmico de las planchas.

2.2.7.4 Sujeto a la aprobación del comprador, Planchas de rolado controlado (planchas producida por un proceso mecánico térmico de rolado diseñado para reforzar la dureza de la muesca) puede ser usado donde el normalizado de planchas sea requerido. Cada plancha de rolado controlado recibirá la prueba de dureza de energía de impacto CHARPY V en acordancia con, 2.2.8, 2.2.9 y 2.2.10. Cuando los aceros de rolado controlado son usados, se deberla dar consideraciones para las condiciones de servicio especificadas en 3.3.3.

2.2.7.5 Las pruebas de tensión se deberán realizar sobre cada plancha, tratada térmicamente.

### **3: DISEÑO**

#### **3.1 DISEÑO DE UNIONES**

##### **3.1.1 Definiciones**

Las definiciones en 3.1.1.1 a través de 3.1.1.8 aplican diseños de unión de tanques (véase 7.1 para definiciones que se aplican a los soldadores y los procedimientos de soldadura).

**3.1.1.1.- Uniones a tope doblemente soldadas:** Una unión entre dos partes terminales que se encuentran aproximadamente en el mismo plano y son soldados por ambos lados.

**3.1.1.2.- Uniones a tope de soldadura simple y respaldo:** Una unión entre dos partes terminales que se encuentran aproximadamente en el mismo plano, soldados por un lado solamente con el uso de una platina, barra u otro material adecuado de respaldo.

**3.1.1.3.- Uniones traslapadas doblemente soldadas:** Una unión entre 2 piezas superpuestas en la cual los bordes superpuestos de ambos miembros son soldados con soldadura de filete.

**3.1.1.4.- Unión traslapada de soldadura simple:** Una unión entre 2 elementos superpuestos en la cual el borde superpuesto de uno de los elementos es soldado con una soldadura de filete.

**3.1.1.5.- Soldadura a tope:** Una soldadura localizada en una ranura entre los extremos de 2 elementos las carearas pueden ser cuadradas, V (simple o doble), o U (simple o doble) o de simple o doble bisel.

**3.1.1.6.- Soldadura de filete:** Una soldadura de una sección recta aproximadamente triangular, uniendo 2 superficies que se encuentran aproximadamente en ángulo recto entre sí, como en una unión de traslape, unión te ó junta de esquina.

**3.1.1.7.- Soldadura de filete completo:** Una soldadura de filete cuyo tamaño es igual al espesor de la plancha más delgada que se está uniendo.

**3.1.1.8.- Soldadura por puntos o provisional:** Una soldadura efectuada para sujetar las partes de un elemento soldado hasta que se realice la soldadura final.

##### **3.1.2 Tamaños de Soldadura**

Los tamaños de la soldadura deberán basarse en las siguientes dimensiones:

**3.1.2.1.- Soldadura de ranura:** La penetración de la unión (profundidad del rebaje más la raíz de la penetración cuando se especifica).

**3.1.2.2.- Soldadura de filete:** Para soldaduras de filete de catetos iguales, el tamaño del cateto del triángulo rectángulo isósceles más grande que pueda inscribirse en la sección recta del Cordón. Para soldaduras de filete de lados desiguales el cateto mayor del mayor triángulo rectángulo que pueda inscribirse dentro de la sección recta del Cordón.

### **3.1.3 Restricciones de Uniones**

Las siguientes restricciones sobre tipos y tamaños de uniones soldadas deberá aplicarse:

**3.1.3.1.** Las restricciones sobre el tipo y tamaño de las uniones soldadas están dadas en 3.1.3.2 hasta 3.1.3.5.

**3.1.3.2.-** Para soldaduras provisionales no pueden considerarse ningún valor de resistencia en la estructura terminada.

**3.1.3.3.-** El mínimo tamaño de la soldadura de filete deberá ser: para planchas de 3/16" de espesor, soldadura de filete completa para planchas mayores que 3/16" de espesor; no menores que 2/3 del espesor de la planchas más delgada que interviene en la unión con un mínimo de 3/16".

**3.1.3.4.-** Uniones traslapadas de soldadura simple son permitidas en las planchas del fondo y techo.

**3.1.3.5.-** En uniones de soldadura o traslape, como soldaduras para costura, se deberá traslapar no menos de 5 veces el espesor nominal de la plancha mas del fiada que se está uniendo; pero en el caso de uniones traslapadas doblemente soldadas el traslape necesario no excederá de 50 mm (2plg), y en el caso de uniones traslapadas simplemente soldadas el traslape necesario no excederá de 25mm (1plg).

### **3.1.4 Símbolos de Soldadura**

Los símbolos de soldadura empleados, en los dibujos deberán ser los indicados por la Sociedad Americana de Soldadura (AWS).

### **3.1.5 Uniones Típicas**

#### **3.1.5.1 GENERALES**

Las uniones típicas de los tanques son mostradas en las Figuras 3-1, 3-2, 3-3A, 3-3B, y 3-3C. Las caras anchas de uniones no simétricas V - o U-a tope pueden ser por fuera o dentro del casco del tanque de acuerdo ala opción del fabricante. El casco del tanque será diseñado de manera que todos los cordones sean verdaderamente verticales.

### 3.1.5.2 uniones de casco verticales

a. Las uniones de casco verticales deberán ser uniones a tope con completa penetración y fusión completa como la conseguida por la soldadura doble u otros medios los cuales deberán obtener las mismas calidades que el material de aporte sobre el interior y exterior de las superficies soldadas hasta cumplir con los requisitos de 5.2.1 y 5.2.3. La adecuada preparación de las planchas y los procedimientos de soldado deberán ser determinados de acuerdo con 7.2.

b. Las uniones verticales en cordones de tanque adyacentes deberán no estar alineadas pero deberán estar desplazadas cada una de otra una distancia mínima de  $5t$ , donde  $t$  es el espesor de plancha del cordón más grueso del punto de desplazamiento.

### 3.1.5.3 Uniones de casco horizontales

a. Las uniones de casco horizontales deberán tener completa penetración y completa fusión; sin embargo, como una alternativa, los ángulos superiores pueden ser sujetados al casco por una unión de soldadura doble. La conveniencia de la preparación de la plancha y del procedimiento de soldadura deberá ser de acuerdo con 7.2.

b. A menos que se especifique de otro modo, las planchas del casco terminando cerca de las uniones horizontales deberán tener un centro de eje vertical común.

### 3.1.5.4 Uniones de fondo soldadas a solapa

Las planchas de fondo soldadas a solapa deberán ser razonablemente rectangulares y de canto escuadrado. Tres planchas solapadas en el fondo del tanque deberán estar por lo menos 300 mm (12 plg) cada una de otra, desde el casco del tanque, de las uniones de planchas anulares soldadas a tope y de uniones entre planchas anulares y de fondo. El solapado de dos planchas de fondo sobre las planchas anulares soldadas a tope no constituye una triplancha soldada a solapa.

Cuando planchas anulares son usadas o requeridas por 3.5.1, ellas deberán estar soldadas a tope y deberán tener un espesor radial suministrado por lo menos a 600 mm (24 plg) entre el interior del casco y alguna unión soldada a tope en el resto del fondo.

Las planchas de fondo necesitan ser soldadas sobre la subcinta sólo, con un continuo soldeo total del filete sobre toda la costura.

A menos que las planchas de fondo anular sean usadas, las planchas de fondo debajo del fondo del casco de anillo deberían tener los extremos finales de las uniones aptos y soldados a solapa para formar una presión uniforme por las planchas de casco como se muestra en la figura 3-3B.

### 3.1.5.5 uniones de fondo soldadas a tope

Las planchas de fondo soldadas a tope deberán tener paralelo a ellas los bordes preparados para el soldado a tope con su escuadra o ranura en V. Si Las ranuras escuadradas son empleadas, la abertura de la raíz debería no ser menor que 6mm (1/4 plg). Los soldados a tope deberían ser hechos por soldadura a punto con una platina de respaldo de por lo menos 3 mm (1/8 plg) de espesor para la parte inferior de la plancha.

Un metal más espacial se usará para mantener la abertura de la raíz entre los bordes de las planchas inmediatas a menos que el fabricante someta a otro método el soldado a tope aprobado por el comprador.

Tres planchas unidas en el fondo del tanque deberán estar por lo menos a 300 mm(12 plg) cada una de otra y del casco del tanque.

### 3.1.5.6 Uniones de planchas anulares de fondo

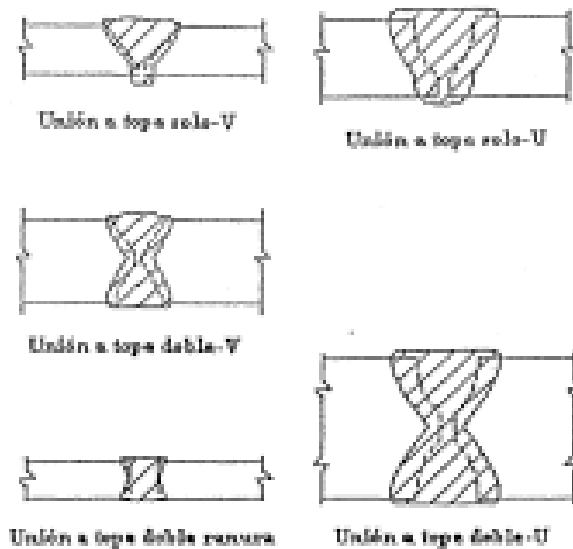
Las uniones radiales de planchas anulares de fondo deberán ser soldadas a tope de acuerdo con 3.1.5.5 y deberán tener una completa penetración y fusión. La barra auxiliar será compatible para el soldado de los platos anulares juntos.

### 3.1.5.7 Soldaduras con Filete para casco-fondo

a. Para el fondo y las planchas anulares con un espesor nominal de 12.5 mm (1 / 2 plg.), y menos, la conexión entre el borde inferior del cordón más bajo de la plancha de casco y la plancha de fondo deberá ser un soldo de filete continuo colocada en cada lugar de la plancha del casco.

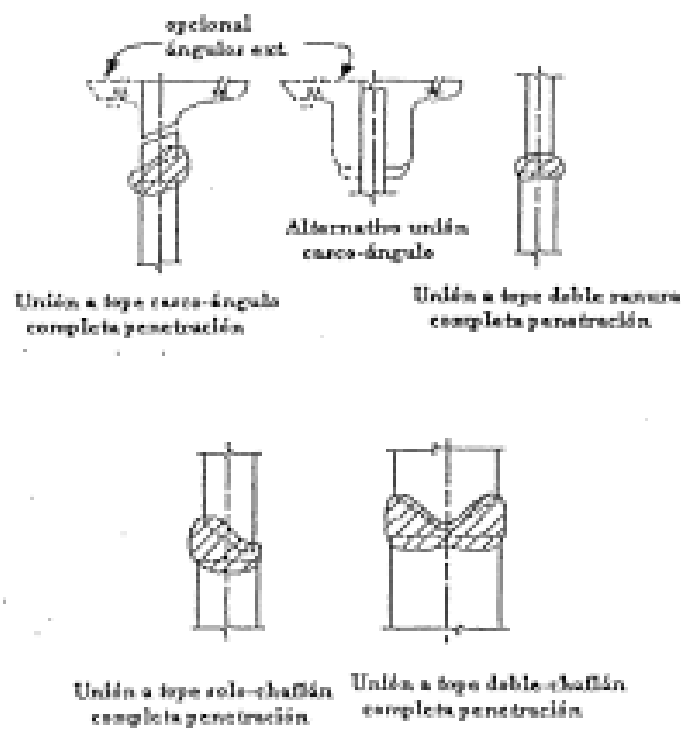
El tamaño de cada soldadura no será más de 12.5 mm (1 / 2 plg.) y no será menor del espesor nominal de la más delgada de las planchas unidas. (esto es, la plancha de casco o la plancha de fondo inmediatamente debajo del casco) o menor que los siguientes valores :

Espesor nominal de la plancha del casco		Tamaño mínimo del filete soldado	
(mm)	(in.)	(mm)	(in.)
5	0.1875	5	$\frac{3}{16}$
> 5 to 20	> 0.1875 to 0.75	6	$\frac{1}{4}$
> 20 to 31	> 0.75 to 1.25	8	$\frac{5}{16}$
> 32 to 45	> 1.25 to 1.75	10	$\frac{3}{8}$



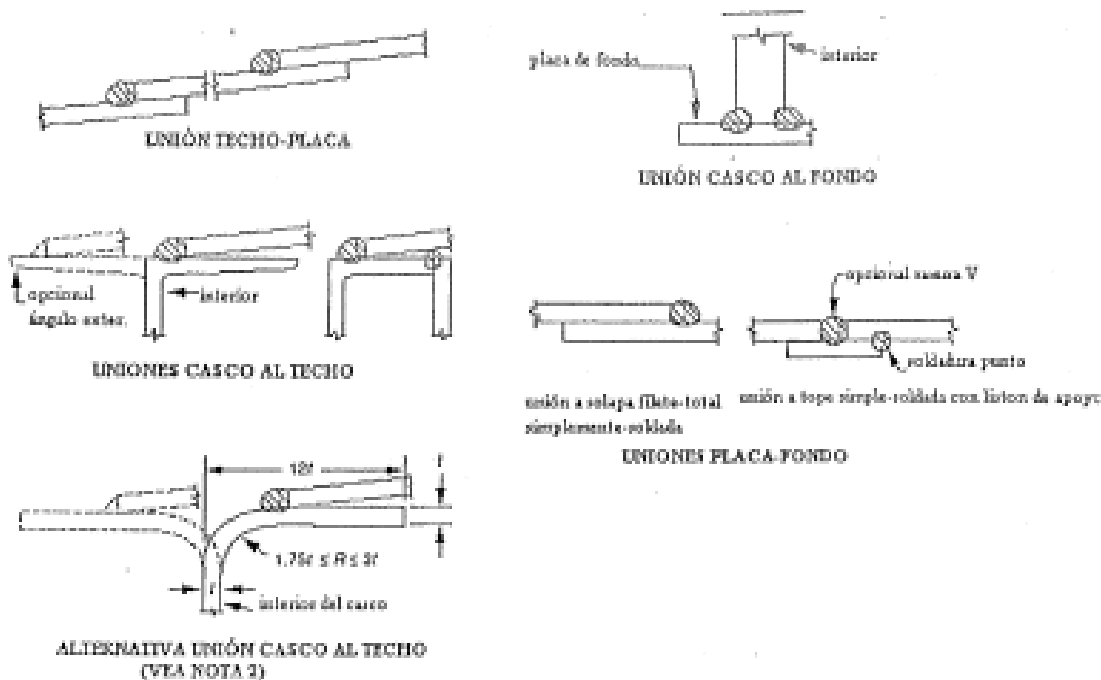
Nota : ver 3.1.5.3 para especificaciones requeridas para uniones verticales del casco.

Figura 3-1- Uniones típicas verticales de casco



Nota : ver 3.1.5.3 para especificaciones requeridas para uniones horizontales del casco.

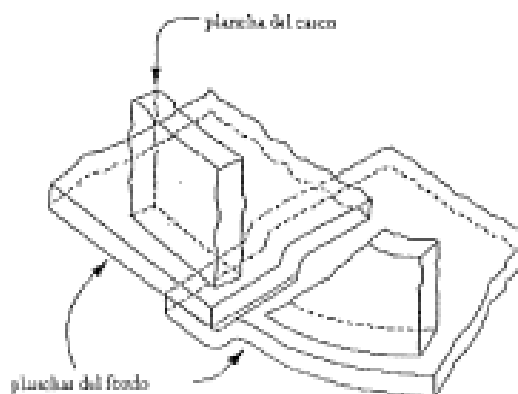
Figura 3-2 Uniones típicas horizontales del casco.



**Notas:**

1. ver 3.1.5.4 hasta 3.1.5.9 para especificaciones requeridas por uniones de techo y fondo.
2. la alternativa unión casco-techo está sujeta a las limitaciones de 3.1.5.9, artículo E.

**Figura 3-3A Uniones típicas de techos y fondos**



**Figura 3-3 Método para preparación de planchas de fondo soldadas a solapa Debajo del casco del tanque (vea 3.1.5.4)**

### 3.2 Consideraciones del diseño

#### \* 3.2.1 Factores de Diseño

El comprador declarará la temperatura de metal de diseño (basado en las temperaturas ambientales), la gravedad específica de diseño, la corrosión admisible (si hubiera), y la velocidad de diseño del viento.

#### \* 3.2.2 Cargas externas

El comprador declarará la magnitud y dirección de cargas externas o de restricción, si la hubiera, para las cuales el casco o las conexiones del casco serán diseñados. El diseño para tales cargas deberá ser un tema de acuerdo entre el comprador y el fabricante.

#### \* 3.2.3 Medidas de protección

El comprador debe dar la consideración especial a las pruebas de dureza, cimentaciones, tolerancias de corrosión y algunas otras medidas protectoras que crea conveniente.

#### 3.2.4 Presión externa

Esta norma no contiene las prevenciones para el diseño de los tanques sujeto al vacío interior parcial; sin embargo, aquellos tanques que reúnen los mínimos requerimientos de esta norma pueden ser sujetos a un vacío parcial de 0.25 Kpa (1 plg. de agua) de presión de agua.

### 3.3 Consideraciones especiales

#### \* 3.3.1 Cimentación

La selección de la ubicación del tanque y el diseño y construcción de la cimentación darán cuidadosas consideraciones, como las mostradas en el Apéndice B, para asegurar los adecuados soportes del tanque.

#### \* 3.3.2 tolerancias de corrosión

Cuando es necesario, el comprador, después de dar la consideración para el total efecto de los líquidos almacenados, el vapor encima del líquido, y el ambiente atmosférico, deberá especificar la tolerancia de corrosión a ser proporcionada a cada cordón del casco, para el fondo, para el techo, para las boquillas y pozos de acceso, y para miembros estructurales.



TABLA 3-2 Materiales permisibles de planchas y esfuerzos admisibles

Especificación de la placa	Grado	Mínimo esfuerzo resistente MPa (ksi)	Mínimo esfuerzo de tensión MPa (ksi)	Producto Esfuerzo de diseño MPa (ksi)	Esfuerzo de p. límite MPa (ksi)
Especificaciones ASTM					
A 36M	C	205 (30,000)	380 (55,000)	157 (23,000)	154 (22,500)
A 385M	C	205 (30,000)	380 (55,000)	157 (23,000)	154 (22,500)
A 131M	A, B, C5	235 (34,000)	400 (58,000)	157 (23,000)	171 (24,900)
A 36M	—	250 (36,000)	400 (58,000)	160 (23,500)	171 (24,900)
A 131M	B2, B6	260 (38,000)	480 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	196 (28,400)	210 (30,400)
A 573M	400	220 (32,000)	400 (58,000)	147 (21,500)	165 (24,000)
A 573M	450	240 (35,000)	450 (65,000)	160 (23,500)	180 (26,500)
A 573M	485	290 (42,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	193 (28,000)	208 (30,000)
A 516M	380	205 (30,000)	380 (55,000)	157 (23,000)	154 (22,500)
A 516M	415	220 (32,000)	415 (60,000)	147 (21,500)	165 (24,000)
A 516M	450	240 (35,000)	450 (65,000)	160 (23,500)	180 (26,500)
A 516M	485	260 (38,000)	485 (70,000)	175 (25,500)	195 (28,500)
A 628M	B	275 (40,000)	450 (65,000)	180 (26,500)	193 (28,000)
A 628M	C	295 (43,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 578M	1	245 (36,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 578M	2	415 (60,000)	530 <sup>a</sup> (77,000 <sup>a</sup> )	220 (32,000)	236 (34,500)
A 610M	C, D	245 (36,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 670M	A	245 (36,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
A 670M	B	415 (60,000)	530 <sup>a</sup> (77,000 <sup>a</sup> )	220 (32,000)	236 (34,500)
A 717M	B	245 (36,000)	485 <sup>a</sup> (70,000 <sup>a</sup> )	194 (28,000)	208 (30,000)
Especificaciones CSA					
G40.21M	260W	260 (37,700)	410 (59,500)	164 (23,800)	176 (25,500)
G40.21M	300W	300 (43,500)	450 (65,300)	180 (26,100)	193 (28,000)
G40.21M	350WT	350 (50,800)	480 <sup>a</sup> (69,600 <sup>a</sup> )	193 (28,000)	208 (29,800)
G40.21M	350W	350 (50,800)	450 (65,300)	180 (26,100)	193 (28,000)
Norma Nacional					
	37	205 (30,000)	365 (52,600)	157 (23,000)	154 (22,500)
	40	235 (34,000)	400 (58,300)	157 (23,000)	171 (25,000)
	44	250 (36,000)	450 (65,000)	167 (24,000)	180 (26,000)
ISO 630					
B 175	C, D	265 (38,400)	61,500 (89,000)	170 (24,700)	182 (26,500)
B 355	C, D	345 (50,000)	71,000 <sup>a</sup> (102,000 <sup>a</sup> )	196 (28,400)	209 (30,400)

\* Por acuerdo entre el diseñador y el fabricante, la resistencia a la tensión de materiales puede ser incrementada a 533 MPa (77 000 psi) mínimo y 620 MPa (90 000 psi) máximo y 585 MPa (85 000 psi) mínimo y 690 MPa (100 000 psi) para ASTM A 578M, CLASE 2, Y A 678M (GRADO B). Cuando este se realice, el esfuerzo en el punto de fluencia deberá ser determinado como se indica en 3.6.2.1 y 3.6.2.2.

3.7.1.6 El cortado o el oxy corte de superficies en cuellos de pozo de acceso (manhole), cuellos de boquilla, reforzamiento de planchas y planchas de aperturas de casco serán hechas uniformes y lisas con los unillos redondeados excepto donde las superficies están completamente cubiertas por soldadura.

3.7.1.7 la periferia de las planchas insertadas tendrán de 1:4 transiciones de adelgazamiento para los espesores, de las planchas del casco, adyacentes.

3.7.1.8 con la aprobación del comprador, el perfil y las dimensiones de las planchas de refuerzo del casco, ilustrados en las figuras Fig-3-4A, 3-4B, y 3-5 y las dimensiones en las tablas relacionadas, pueden alterarse con tal de que el espesor, la longitud, y las dimensiones de anchura de los perfiles propuestos se encuentren en el área, soldado, y espaciado requeridos en lo perfilado en 3.7.2. Los refuerzos de aperturas de casco que obedecen a la norma API 620 son alternativas aceptables.

### 3.7.2 Reforzamiento y soldadura

3.7.2.1 Aberturas en grandes cascos de tanques que se requieren para alojar NPS 2 bridados o con boquilla filetada deberán ser reforzados. Toda conexión de abertura de tanque que requiere refuerzo (por ejemplo, boquillas, pozos de acceso (Manhole), y aberturas de limpieza) serán juntas por soldadura con total penetración al casco; a menudo, la penetración parcial ilustrada en la figura 3-4B para reforzamiento tipo insertado es permitido.

La mínima área de la sección transversal del refuerzo requerido no deberá ser menor que el producto entre diámetro vertical de la cavidad cortada en el casco y el espesor nominal de la plancha, pero cuando los cálculos son hechos para un espesor máximo requerido considerando todo el diseño y condiciones de carga de prueba hidrostática, el espesor requerido puede ser usado en lugar del espesor nominal de la plancha. El área transversal del reforzamiento deberá ser medido verticalmente, coincidente con el diámetro de la apertura.

3.7.2.2 Excepto para las conexiones y aperturas de tipo a ras, todos los reforzamientos efectivos deberán ser hechos dentro de una distancia por encima y debajo de la línea central de la apertura del casco igual a la dimensión vertical del agujero en la plancha del casco del tanque. El reforzamiento puede ser proporcionado por alguna o la combinación de lo siguiente :

- a. La unión de bridas del accesorio.
- b. El reforzamiento de la plancha.
- c. La porción del cuello del accesorio que puede ser considerado como el reforzamiento acordado en 3.7.2.3.

- ✱ 3.9.7.7 Una apertura para una escalera en un atizador intermedio es innecesaria cuando el atizador intermedio se extiende no más de 150 mm (6 plg.) desde el exterior del casco y la anchura nominal de la escalera es por lo menos 600 mm (24 plg.). Para extensiones exteriores mayores de atizamiento, la escalera será aumentada en un ancho para proporcionar un mínimo de superficie libre de 450 mm (18 plg.) entre el exterior del atizador y el pasamanos de la escalera, sujeto a la aprobación del comprador. Si una abertura es necesaria, esa puede ser diseñada en una manera similar que las especificadas en 3.9.6.3 para una viga superior de viento con la excepción que sólo 450 mm (18 plg.) de ancho a través del atizador necesita ser proporcionado.

### 3.10 TEJADOS

#### 3.10.1 Definiciones

Las siguientes definiciones deberán aplicarse al diseño del techo de tanques, pero no deberán ser consideradas como limitantes de los tipos de techos permitidos por el párrafo 3.10.2.7:

1.- Techos cónicos soportados: Un techo cónico soportado es un techo formado aproximadamente por la superficie de un cono recto, con su principal soporte proporcionado por largueros sobre vigas y columnas ó largueros sobre armaduras con o sin columnas.

2.- Techos cónicos auto soportados: Un techo cónico auto soportado es un techo formado aproximadamente por la superficie de un cono recto, soportado comúnmente en su periferia.

3.- Techo tipo Domo auto soportado: Un techo autosoportado del tipo domo es un techo formado por una superficie aproximadamente esférica, soportado solamente en su periferia.

4.- Techo auto soportado Tipo Paraguas : Un techo autosoportado tipo paraguas, es un techo tipo domo modificado de tal forma que cualquier sección horizontal es un polígono regular de múltiples lados que vienen a ser las planchas del techo, soportados solamente en su periferia.

#### 3.10.2 Generalidades

3.10.2.1.- Todos los techos y estructuras soportadas, deberán ser diseñados para soportar cargas muertas más una carga viva uniforme no menor a 1.2kPa (25Lbf/ft<sup>2</sup>) de su área proyectada.

\* 3.10.2.2.- Las planchas del techo tendrán un espesor nominal mínimo 5 mm ( 3/16") (7.65 Lb/pie<sup>2</sup>, 0.180" de plancha o 0.1799" calibre de lámina). Un mayor espesor puede ser requerido para techos auto soportados; ver párrafos 3.10.5 y 3.10.6. Cualquier tolerancia por corrosión para las planchas de techados auto soportados deberá añadirse al espesor calculado a menos que se indique otra cosa por parte del comprador. Cualquier tolerancia por corrosión para planchas de techos soportados deberá añadirse al mínimo espesor nominal.

3.10.2.3 Las planchas de techos cónicos soportados no deberán ser fijados a los miembros portantes.

\* 3.10.2.4 Todo elemento estructural interno o externo deberá tener un mínimo espesor nominal, en cualquiera de sus componentes de 43mm (0.17"). El método de prevenir una tolerancia por corrosión será materia de acuerdo entre el fabricante y el comprador.

3.10.2.5 Las planchas del techo se fijarán al ángulo superior del tanque mediante una soldadura continua de filete sobre el borde superior solamente:

3.10.2.5.1 Si la soldadura continua de filete entre las planchas del techo y el ángulo superior no excede las 5mm (3/16") y la inclinación del techo en el ángulo superior no es mayor a 50mm ( 2" ) en 300mm(12"), los detalles del arco de compresión del techo al casco están limitados a aquellos mostrados en los detalles a-d de la figura F-2 ,y el área de sección transversal de la junta casco al techo, A ,es menor que o igual a el valor calculado en 3.10.2.5.3, luego la unión casco al techo puede considerarse frágil y, en el caso de excesivas presiones internas, fallará antes que la falla ocurra en las uniones del casco del tanque ó la unión del casco al fondo. La falla de la unión del techo al casco es usualmente iniciada por pandeo del ángulo superior y seguida por el resquebrajamiento de los 5mm (3/16") de soldadura continua de la periferia de las planchas del techo.

\* 3.10.2.5.2 Cuando el tamaño de la soldadura exceda las 5mm (3/16"), la inclinación del techo en la unión con el ángulo superior es mayor que 50mm (2") en 300mm(12"), los detalles del arco de compresión del casco al techo son otros que aquellos mostrados en los detalles a-d de la figura F-2 ,el área de sección transversal de la unión del casco al techo, A, es mayor que los valores calculados en 3.10.2.5.3, o la soldadura de filete de ambos lados es especificado, entonces se deberán suministrar mecanismos de ventilación de emergencia de acuerdo con las normas API 2000 por parte del comprador. El fabricante proporcionará conexiones adecuadas en el tanque para los mecanismos.

### 3.10.4 Techos Cónicos Soportados

3.10.4.1.- Las planchas de los techos serán soldadas por su cara superior con soldadura de filete completo en todos las costuras. El tamaño de la soldadura entre el ángulo superior y el techo será de  $3/16"$ , o menor si así lo especifica el comprador en su orden.

\* 3.10.4.1.- La inclinación del techo será de  $3/4"$  por pie, ó mayor si es especificado por el comprador. Si las viguetas radiales son puestas directamente sobre las vigas cordonales se producirá ligera variación en la inclinación de las viguetas radiales; la inclinación de la vigueta más horizontal, deberá ser igual a la inclinación del techo especificado en la orden.

3.10.4.2 Los miembros de soporte principales, pueden ser rolados o secciones fabricadas o armadas. Además estos miembros pueden estar en contacto con las placas del techo, el ala de compresión de un miembro o el cordón superior de una armadura será considerado como un soporte no lateral de la placa del techo y será unido lateralmente, si es necesario, por otro método aceptable. Los esfuerzos admisibles en estos miembros serán gobernados por 3.10.3.

3.10.4.3 Los miembros estructurales ocupados como vigas pueden ser rolados o de secciones fabricadas pero en todos los casos deberán estar de acuerdo a las normas de 3.10.2, 3.10.3, y 3.10.4. Cuando solo se consideran cargas muertas, incluyendo el peso de las vigas y placas del techo, el ala de compresión de la viga será considerada como soporte no lateral de las placas del techo y será lateralmente unida si es necesario (vea 3.10.4.3). Cuando se consideran cargas muertas más cargas vivas, las vigas en contacto directo con las placas del techo aplicando la carga viva a las vigas puede ser considerado como soporte lateral adecuado con la fricción entre la placa del techo y las alas de compresión o las vigas, con las siguientes excepciones:

- a. uniones de armaduras y ala-abierta usada como vigas.
- b. vigas con una profundidad mayor que 375 mm (15").
- c. vigas con una pendiente mayor que 50mm en 300mm(2" en 12").

\* 3.10.4.4 Las vigas serán espaciadas de manera que en el anillo externo, sus centros no se encuentren a mayor distancia que 0.611 m (211 pies(6.28 pies)) a lo largo de la circunferencia del tanque. El espaciamiento sobre el anillo más delgado no será mayor que 1.7m (51/2 pies). Cuando sea especificado por el comprador para tanques localizados en áreas sujetas a terremotos, varillas de 19 mm (3/4 plg) diámetro será colocado entre vigas en el anillo exterior. Estas varillas pueden ser omitidas si las secciones H 6 I son usadas como vigas.

## 4.- FABRICACIÓN

### 4.1 GENERALIDADES

#### 4.1.1 Mano de Obra.

- \* 4.1.1.1.- Todo trabajo de fabricación de tanques estándar API 650, deberán ser hechos de acuerdo con estas especificaciones, con las alternativas permisibles especificadas en la requisición o proforma. La mano de obra y el acabado deberán ser de primera clase en todos los aspectos y sujeta a una inspección muy estrecha por parte del inspector del fabricante ya sea que el comprador renuncie ó no a cualquier parte de la inspección.

4.1.1.2.- Para todo material que requiera enderezarse, el trabajo deberá efectuarse por presión u otro método no dañino antes de cualquier trazado ó conformado. No es permitido el calentamiento o martilleo a menos que el material sea calentado hasta una temperatura de forja durante el enderezado.

#### \* 4.1.2 Acabado del borde de las planchas

Los bordes de las planchas pueden ser cizallados, maquinados, cincelados o cortados con oxígeno. El cizallado estará limitado a planchas menores que o iguales a 10mm ( 3/8") de espesor para uniones soldadas a tope y para planchas menores que o iguales a( 5/8") de espesor para uniones soldadas a solapa (traslape).

Nota : con la aprobación de la compra, la limitación del cizallamiento o planchas usadas para uniones soldadas a tope puede ser incrementadas para espesores menores que o iguales a 16 mm (5/8").

Cuando los bordes de las planchas son cortadas con oxígeno, la superficie resultante deberá ser suave, uniforme y deberá estar libre de escamas y escorias, acumuladas antes de proceder a soldar. Después se limpiará con brocha de acero los bordes cortados o cizallados, la fina película de óxido que se encuentra adherida a los bordes no es necesario que se la elimine antes de aplicar la soldadura. Los bordes circunferenciales de las planchas del techo y fondo pueden cortarse manualmente con oxígeno.

#### 4.1.3 Conformado de las Planchas del Casco

Las planchas del casco, serán roladas adecuadamente a la curvatura del tanque y los procedimientos de montaje de acuerdo a la siguiente lista:

Espesor nominal de la placa mm (in)	Diámetro nominal del tanque m (ft)
de 5 (3/16) to < 10 (3/8)	≤ 12 (40)
de 10 (3/8) to < 13 (1/2)	≤ 18 (60)
de 13 (1/2) to < 16 (5/8)	≤ 36 (120)
≥ 16 (5/8)	Todo

#### 4.1.4 Marcado.

Todas las planchas Especiales, las cuales son cortadas y presentadas, antes del embarque, tal como los miembros estructurales que soportan el techo deberán ser marcados tal como figuran en los planos del fabricante.

#### 4.1.5 Embarque

Las planchas y materiales de los tanques deberán cargarse en furgones de tal manera que se asegure su entrega sin daños. Pernos, tuercas, conexiones de barandas, niples y otras partes pequeñas serán encajonados o puestos en cubetas o bolsas para su embarque.

### 4.2 Inspección de fábrica

- \* 4.2.1.- El Inspector del comprador deberá tener ingreso libre a todas las secciones de la planta de fabricación involucrados en el contrato, siempre que se esté ejecutando cualquier trabajo estipulado en el contrato. El Fabricante deberá proporcionar al Inspector del comprador (libre de costo para el comprador), toda facilidad razonable para que esto se asegure que el material está siendo suministrado de acuerdo con estas especificaciones. El fabricante también proporcionará libre de costo para el comprador cualquier muestra ó probeta de los materiales para propósitos de calificación de soldadores de acuerdo con la sección 7.3.

A menos que de otra manera se especifique, la inspección deberá efectuarse en el lugar de fabricación antes del embarque. El fabricante deberá dar al comprador amplia información tales como cuando la fábrica laminará las planchas y cuando se iniciará la fabricación de tal manera que el inspector del comprador pueda estar presente cuando lo requiera. Las pruebas normales de fabricación de las planchas se considerarán suficientes para probar la calidad del acero; suministrado (excepto lo anotado en 4.2.2). Los reportes de las pruebas o certificados de cumplimiento, también proporcionados para la especificación en el material, deberán suministrarse al comprador solo cuando la opción este especificada en la orden de compra original.

4.2.2.- Las inspecciones de fábrica y taller no relevan al fabricante de su responsabilidad para reemplazar cualquier material defectuoso y reparar cualquier defecto de fabricación que pueda ser descubierto en el campo.

4.2.3.- Cualquier material o mano de obra, los cuales de algún modo no cumplen con los requisitos de estas especificaciones, serán rechazados por el inspector del comprador y el material involucrado no podrá, incluirse en el contrato. Los materiales que presentan daños o defectos posteriores a su aceptación en la fábrica, posteriores a su aceptación en los trabajos de fabricación o durante el montaje y prueba de los tanques, serán rechazados. El fabricante será notificado de éstos defectos por escrito y se le exigirá el pronto suministro de material nuevo y la ejecución de los reemplazos necesarios para hacer una adecuada reparación.

## 5. MONTAJE

### 5.1 GENERALIDADES

\* 5.1.1.- La plataforma (apisonada) para recibir el fondo del tanque será suministrada por el comprador a menos que se especifique otra cosa en la orden de compra, y deberá ser plana y uniforme.

5.1.2.- El fabricante suministrará toda la mano de obra, herramientas, equipos y cables para soldar, apuntalamientos, andamiaje y otros equipos necesarios para el montaje completo y rápida de tanques. La potencia para el soldado lo suministrará el fabricante, a menos que se haya efectuado otro acuerdo en la orden de compra.

5.1.3.- Ninguna pintura o material extraño deberá emplearse entre las superficies en contacto en la construcción correcta de tanques, excepto lo permitido por el 5.2.1.9.

\* 5.1.4.- Pintura u otra protección para trabajos estructurales interiores o exteriores al casco del tanque serán especificados en la orden de compra y deberán ser aplicados por personal competente.

5.1.5.- Cartelas fijadas mediante soldadura al exterior del tanque para fines de erección solamente deberán ser eliminadas y cualquier proyección perceptible de metal soldado será cincelada, la plancha no deberá ser excopleada ó rasgada en el proceso de remoción de cartelas.

### 5.2 Detalles de soldadura

#### 5.2.1 Generalidades

\* 5.2.1.1.- Los tanques y sus accesorios estructurales deberán ser soldados por los procesos de arco metálico protegido, arco metálico con protección gaseosa, arco tungsteno con protección gaseosa, oxyfundente, arco de núcleo fundente, de arco sumergido, procesos con retardo eléctrico, o procesos eléctricogaseosos usando equipos adecuados. El uso de los procesos con retardo eléctrico, oxyfundentes, o eléctricogaseosos; será por acuerdo entre el fabricante y el comprador. El uso de los procesos oxyfundentes no está permitido cuando las pruebas de impacto para el material son requeridas. La soldadura puede ejecutarse manualmente o automática o semiautomática de acuerdo a los procedimientos descritos en la sección IX del código ASME. La soldadura deberá ejecutarse de tal manera que se asegure fusión completa con el metal base.



5.2.1.2.- La soldadura no deberá ejecutarse cuando la superficies de las partes a ser soldadas estén húmedas de la lluvia, nieve o hielo (cuando llueva o nieve éstas fallarán en tales superficies); ni durante los períodos de grandes vientos a menos que el soldador y el trabajo estén debidamente protegidos. No deberá soldarse cuando la temperatura del metal base sea menor que  $-20^{\circ}\text{C}$  ( $0^{\circ}\text{F}$ ). Cuando la temperatura del metal base está dentro del rango de  $-20^{\circ}\text{C}$  ( $0^{\circ}\text{F}$ ) a  $0^{\circ}\text{C}$  ( $32^{\circ}\text{F}$ ) o el espesor del metal base está en un exceso de 32mm (1 ¼ pulg), el metal base dentro de 3" del lugar donde, se empezará a soldar deberá calentarse hasta una temperatura cercana al de la mano (vea 5.2.3.4 requerimientos de precalentado para planchas de casco por encima de 38mm (1 ½") de espesor.

5.2.1.3.- Cada capa de soldadura o las múltiples capas deberán ser limpiadas de escoria y otros depósitos antes de aplicar la próxima capa.

5.2.1.4.- Los bordes de todas las soldaduras deberán fundirse con la superficie de las planchas sin ángulos agudos. Para las uniones verticales a tope, el máximo descalze aceptable es 0.4mm (1/64") de la base del metal. Para uniones horizontales a tope, el descalze no excederá 0.8 mm (1/32 pulg), de profundidad es aceptable.

5.2.1.5.- El refuerzo de las juntas soldadas a tope sobre cada lugar de la plancha no excederá los espesores siguientes:

Espesor de placa mm (IN) $\phi$	Máximo espesor del refuerzo mm (in.)	
	uniones verticales	uniones horizontales
$\leq 13$ (½)	2 ½ (½)	3 (¼)
> 13 (½) to 25 (1)	3 (½)	5 (½)
> 25 (1)	5 (¾)	6 (¼)

El refuerzo necesita no ser removido excepto para la magnitud la cual excede al máximo espesor aceptable o menor que la deposición requerida por 6.1.3.4

5.2.1.6.- Durante las operaciones de soldado las planchas deberán ser sujetadas en contacto estrecho en todas las uniones traslapadas.

\* 5.2.1.7.- El método propuesto por fabricante para sujetar las planchas en la posición para soldar, deberá ser sometido a la aprobación del inspector comprador, si tal aprobación no ha sido dada en la escritura.

5.2.1.8.- Las soldaduras provisionales usadas en el ensamble de uniones verticales de cascos de tanques, deberán removerse y no podrán, quedarse en la unión terminada cuando ésta haya sido soldada manualmente. Cuando tales juntas estén soldadas por el proceso de arco sumergido provisionales, deberán ser completamente limpiados de toda escoria, pero no necesariamente serán removidas con tal de que ellas sean sólidas, y estén completamente fusionadas dentro de los siguientes depósitos de metal de aportación. Si la soldadura a puntos es removida o dejada en el lugar, ello se realizará con procedimientos calificados de soldadura a filete o soldadura a tope de acuerdo con la sección IX del código ASME. La soldadura a puntos dejada en lugar será realizada por soldadores calificados de acuerdo con la sección IX del código ASME y será examinada visualmente para defectos, los cuales serán corregidos (vea 6.5 para criterios de examinación visual).

5.2.1.9.- Si revestimientos protectores van a ser empleados en las superficies a ser soldadas, ellos deberán ser incluidos en las pruebas para calificación de procedimientos de soldadura para la evaluación de la marca y el máximo espesor de recubrimiento a ser empleado.

5.2.1.10 Electrodo de bajo hidrógeno serán usados para soldadura manual de arco-metal, incluyendo la unión del primer cordón del casco para el fondo o planchas anulares, tal como sigue:

- a. para toda soldadura en los cordones mayores que 12.5 mm (0.5 plg) de espesor hechos de materiales del grupo I-III..
- b. para toda soldadura en todos los cordones del casco hechos de material de los grupos IV-VI

## 5.2.2 Fondos

5.2.2.1.- Después de ser distribuidas las planchas del fondo y soldadas provisionalmente, ellas serán unidas por soldado, las juntas deberían ser soldadas en una secuencia tal que el fabricante haya hallado que produzca la mínima distorsión por contracción y sea así suministrada, lo más cercanamente posible, a toda superficie plana.

5.2.2.2.- La soldadura del casco al fondo deberá estar prácticamente completada antes que el soldado de las uniones del fondo que hayan sido abiertas para compensar la contracción de cualquier soldadura previamente efectuada.

5.2.2.3.- Las planchas del casco pueden ser alineadas mediante sujetadores metálicos fijados a las planchas del fondo y el casco puede ser soldado provisionalmente al fondo antes que se inicie el soldado continuo entre el borde inferior de las planchas del casco y las planchas del fondo.

\* 5.2.3.6 Después de cualquier alivio de esfuerzos pero antes de la prueba hidrostática de un tanque, las boquillas unidas por soldadura, pozos de acceso (Manhole), y aberturas de limpieza serán examinadas visualmente y por el método de la partícula magnética [ o según la opción del comprador por el método del líquido penetrante (vea 6.2 ,6.4 ,o 6.5 para la apropiada inspección y criterio de reparación)] .

5.2.3.7 Las conexiones tipo a ras serán inspeccionadas de acuerdo a 3.7.8.11.

#### 5.2.4 Soldadura del casco al fondo

\* 5.2.4.1 El paso inicial de soldadura dentro del casco deberá tener toda la escoria y los no metales retirados de la superficie de la soldadura y luego examinado para ello la circunferencia entera anterior al soldado del primer paso de soldadura exterior al casco (excepto los puntos de soldadura de ensamble temporal ), ambas visualmente y por uno de los siguientes métodos agregados por el comprador y fabricante :

- a. Partícula magnética.
- b. Aplicando un líquido solvente penetrante a la soldadura y luego aplicando un revelador para la angostura entre el casco y el fondo y examinando las fugas después de un mínimo intervalo de tiempo de una hora.
- c. Aplicando un líquido penetrante soluble en agua para cualquier lugar de la junta y luego aplicando un revelador para el otro lugar de la junta y examinando para fugas después de un mínimo intervalo de tiempo de una hora.
- d. Aplicando un alto punto de inflamación de aceite penetrante, tal como diesel suave a la angostura entre el casco y el fondo ,dejando sufragar cerca de por lo menos cuatro horas , examinando la soldadura por evidencia de empaquetadura de algodón.

Note: aceite residual puede permanecer sobre las superficies, no obstante al ser soldado si embargo se requiere limpieza y la contaminación de la soldadura subsecuente es posible.

e. Aplicando una solución de formación de burbuja a la soldadura, usando un correcto ángulo de la caja de vacío para la examinación de burbujas.

Limpie totalmente todos los residuos de los materiales de la examinación desde las superficies de soldeo y de las angosturas sin soldadura entre el casco y el fondo. Retire los segmentos de soldadura defectuosa y vuelva a soldar como es requerido. Reexamine la soldadura reparada en un mínimo de 150 mm(6plg) para cualquier lugar en la manera descrita anteriormente. Repita este proceso de limpieza, examen, retiro, reparación y limpieza hasta que allí no haya evidencia de fuga. Completar todos los pasos de soldado de juntas ambas dentro y fuera del casco. Visualmente examine al termino las superficies soldadas de la unión ambas dentro y fuera del casco para cualquier circunferencia entera.

## 5.3.2 Inspección de Soldadura

### 5.3.2.1.- Soldaduras a tope

Donde fusión y penetración completas sean especificados para uniones soldadas de planchas del casco, se efectuare inspección de calidad de soldaduras por el método radiográfico especificado en 6.1. y usando el método visual. En adición, el inspector del comprador puede inspeccionar visualmente todas las soldaduras a tope para grietas, formado de arcos, excesiva socavación, superficies porosas, fusión incompleta y otros defectos. La aceptación y criterios de reparación para el método visual son especificados en 6.5.

### 5.3.2.2.- Soldadura de filete

La inspección de las soldaduras de filete se llevará a cabo por el método visual. La aceptación y criterios de reparación son especificados en 6.5.

### \* 5.3.2.3.- Costos

Todos los costos por cortar segmentos para muestras o radiografías o efectuar cualquier reparación necesaria deberán ser sostenidos por el fabricante. Sin embargo, si el inspector del comprador requiere segmentos ó radiografías mayores que el número especificado en la parte 6, o requiera cincelados de soldaduras de filete el 1 por 100 pies de soldadura y no se descubren defectos, el costo de las pruebas serán cargadas a la cuenta del comprador.

## 5.3.3 Pruebas de Vacío

5.3.3.1.- Una prueba de vacío es convenientemente ejecutada por medio de una caja metálica de ensayos, de 150 mm (6") de ancho por 750 mm(30") de largo, con una ventana de vidrio en su cara superior. El fondo abierto de la caja es sellado contra la superficie del tanque mediante una empaquetadura de jebes esponjoso. Deberán suministrarse conexiones adecuadas, válvulas y manómetros.

5.3.3.2.- Cubrir la costura bajo prueba aproximadamente 750 mm(30") de longitud, con una solución jabonosa o aceite de linaza. En lugares fríos una solución descongelante puede ser necesaria. La caja de vacío es colocada sobre la zona recubierta de la costura y el vacío es aplicado a la caja. La presencia de porosidad en la costura es indicada por las burbujas o espuma producida por el aire succionado a través de la costura soldada.

5.3.3.3.- El vacío necesario en la caja puede conseguirse por cualquier método conveniente tal como la conexión al múltiple de alimentación de un motor diesel o a gasolina o a un ejetor de aire o a una bomba especial de vacío.

5.3.3.4.- El manómetro deberá registrar un vacío parcial de por lo menos 21 Kpa (3 lbf/in<sup>2</sup>).

\* 5.3.3.5 Como una alternativa a la prueba de caja de vacío, un conveniente trazador de calor y un detector compatible pueden usarse para examinar la integridad de las uniones de fondo soldadas para cualquier longitud total proporcionada de modo que un apropiado procedimiento de la prueba de trazado de gas ha sido revisado y aprobado por el comprador.

### 5.3.4 Inspección de soldadura del fondo del Tanque

Sobre la culminación de la soldadura del fondo de tanques, deberán ser probadas las uniones por uno de los siguientes métodos:

a.- Aire a presión o vacío deberán aplicarse a las juntas, usando espuma de jabón, aceite de linaza u otro material adecuado para la detección de grietas.

b. Después de fijar como mínimo el anillo más bajo del casco, se bombeará agua (a ser suministrado por el comprador) debajo del fondo. Una altura del líquido de 150mm (6") deberá mantenerse por retención a fin de que la altura alrededor del borde del fondo se vuelva una represa temporal. La línea conteniendo agua para la prueba puede ser instalada temporalmente para el acarreo a través de un paso de hombre a una conexión embridada temporal en uno o más puntos en el fondo del tanque, o puede ser instalada permanentemente en la plataforma debajo del tanque. El método de instalación deberá ser regido por la naturaleza de la plataforma. Todo cuidado razonable, deberá temerse para preservar la plataforma debajo del tanque.

### 5.3.5 Inspección de soldadura de planchas de reforzamiento

Después de que la fabricación es completada pero antes que el tanque sea completado con las pruebas de agua, las planchas de refuerzo serán probadas para una aplicación superior a 100 Kpa (15 lbf/in<sup>2</sup>) de presión neumática manométrica entre el casco del tanque y la plancha de refuerzo sobre cada apertura usando el indicador de nivel del agujero especificado en 3.7.5.1. mientras cada espacio es sometido a tal presión, una película de jabón, aceite de linaza, u otro material conveniente para la detección de fugas será aplicado a todas las uniones soldadas alrededor del reforzamiento, ambas dentro y fuera del tanque.

## 6. MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE LAS UNIONES

Nota : En esta norma, el término inspector, tal como es usado en las secciones V y VIII del código ASME, será interpretado para significar al inspector del comprador.

### 6.1 Método radiográfico

Para el propósito de este párrafo, las planchas serán consideradas del mismo espesor cuando la diferencia en cualquier especificación o diseño de espesor no exceda 3mm (1/8 Plg.).

#### 6.1.1 Aplicación

La inspección radiográfica es requerida para cascos soldados a tope (ver 6.1.2.2 y 6.1.2.3), planchas anulares soldadas a tope (vea 6.1.2.9.9), y conexiones tipo a ros (vea 3.7.8.11). No se requiere inspección por métodos radiográficos para las soldaduras de las planchas del fondo ni para las uniones soldadas de las planchas del techo con el ángulo superior, el ángulo superior con las planchas del casco, las planchas del casco con las del fondo, o accesorios con los tanques.

#### 6.1.2 Número y Localización de Radiografías

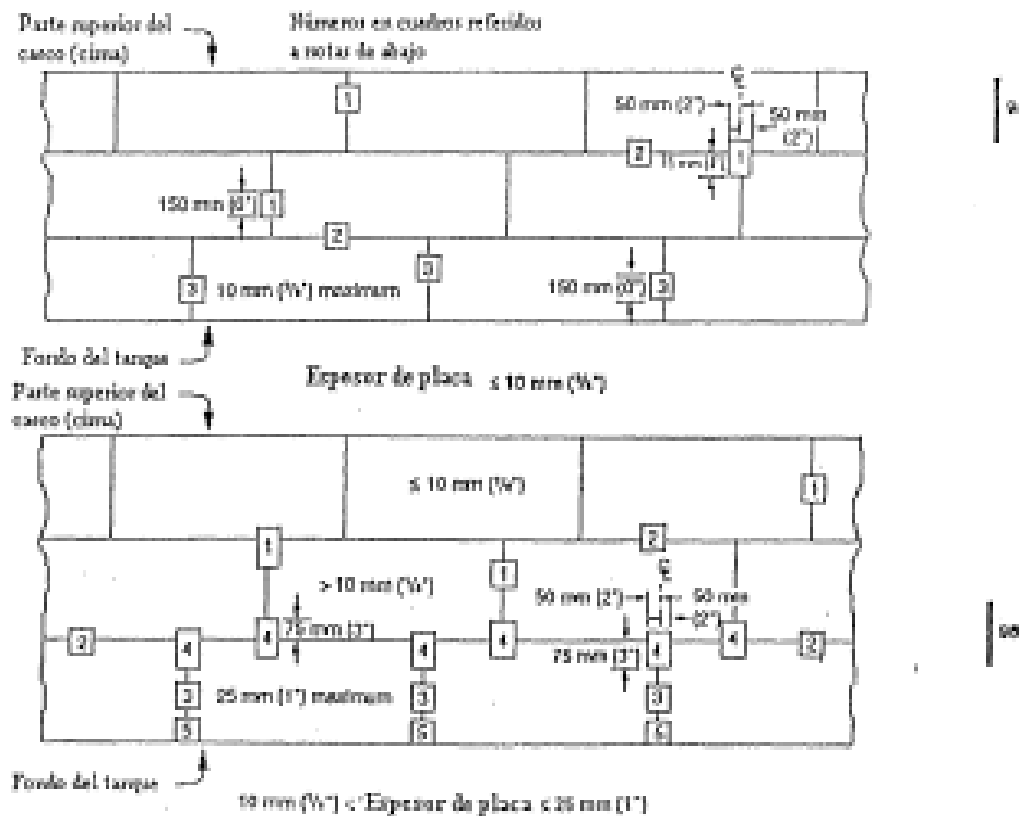
6.1.2.1.-Excepto cuando sea omitido bajo las prevenciones de A.3.4, las radiografías serán tomadas tal como se especifica en 6.1.2 a través de 6.1.8.

6.1.2.2.- Las radiografías deberán ser tomadas como se especifica a continuación:

a.- Para uniones soldadas a tope en la cual la plancha más delgada del casco es menor que o igual a 10 mm (3/8plg.) de espesor, una muestra radiográfica deberá ser tomada en los primeros 3m (10 pies) de la unión vertical completa de cada tipo espesor de soldadura por cada soldador u operario soldador. La muestra radiográfica tomada en la unión vertical del cordón más bajo puede ser usado para reunir los requerimientos de la nota 3 en la figura 6-1 para uniones individuales. Después de lo cual, sin considerar el número de soldadores que trabajaron en ello, se tomarán muestras radiográficas adicionales, una cada 30 m (100pies) (aproximadamente) y cualquier fracción residual mayor de ella, de la junta vertical del mismo tipo y espesor. Por lo menos el 25% de las muestras seleccionadas, deberán corresponder a la intersección de las uniones horizontales y verticales con un mínimo de 2 de tales intersecciones por tanque. En adición a los requerimientos previos, una muestra radiográfica aleatoria será tomada en cada unión vertical en el cordón más bajo (vea el panel superior de la figura 6-1).

6.1.2.8 Cada radiografía claramente mostrará un mínimo de 150mm(6plg) de longitud de soldadura. La película estará centrada sobre el cordón y será lo suficientemente ancha para permitir la ubicación de marcas identificatorias y calibres de espesores o penetrómetros.

6.1.2.9 Cuando las planchas anulares de fondo son requeridas por 3.5.1, o por M.4.1, la unión radial será radiografiada tal como sigue : (a) para uniones a tope doblemente soldadas, una muestra radiográfica será tomada sobre un 10% de la unión radial; (b) para uniones a tope simplemente soldadas, una muestra radiográfica será tomada sobre 50% de la unión radial. Cuidado extra deberá ejercerse en la interpretación de las radiografías de uniones simple soldadas que poseen barras de retención permanentes. En algunos casos, adicionales expuestos tomados en un ángulo pueden determinarse sin que cuestionables indicaciones sean aceptables. La mínima longitud radiográfica de cada unión radial será 150 mm(6 plg.). Las localizaciones de las radiografías deberán preferentemente estar cerca al otro borde de la unión de la plancha del casco y la plancha anular.



6.1.3.4 La superficie terminada de la soldadura de reforzamiento puede ser nivelada con la plancha o puede tener una razonablemente coronilla no excediendo los valores siguientes:

Espesor de placa mm (in.)	Máximo espesor de redondeo mm (in.)
$\leq 13$ (1/2)	$1\frac{1}{2}$ (1/16)
$> 13$ (1/2) to 25 (1)	$2\frac{1}{2}$ (1/8)
$> 25$ (1)	$3$ (1/4)

#### 6.1.4 Revisión de radiografía

Antes que cualquier soldadura sea reparada, las radiografías serán sometidas a revisión por el inspector con cualquier información requerida por el inspector con relación a la técnica de radiografía usada.

#### 6.1.5 Normas radiográficas

Las soldaduras examinadas por radiografía serán juzgadas como aceptable o inaceptable por lo normado en los párrafos Uw-51(b) en la sección VIII del código ASME.

#### 6.1.6 Determinación de los Límites de Sold. Defectuosas

Cuando se muestra radiográficamente que una sección de soldadura es inaceptable bajo las especificaciones del párrafo 6.1.5 o los límites de la soldadura deficiente no están definidos por tal radiografía, se deberán examinar radiográficamente dos muestras adyacentes. Sin embargo si la radiografía inicial muestra por lo menos 75 mm (3") de soldadura aceptable entre el defecto y uno de los bordes de la película no será necesario tomar una muestra radiográfica adicional de ese lado de la soldadura. Si la soldadura en cualquiera de las dos secciones adyacentes falla por completo con los requisitos del párrafo 6.1.5 muestras adicionales cercanas serán examinadas hasta que los límites de la soldadura inaceptable estén determinados; o el que hace el montaje puede reemplazar toda la soldadura ejecutada por el soldador u operario en la unión. Si la soldadura es reemplazada, el inspector tendrá la opción de solicitar que se tome una muestra radiográfica en cualquier lugar seleccionado de cualquier otra unión en la cual haya soldado el mismo soldador u operario. Si cualquiera de tales muestras adicionales falla por completo con los requisitos del párrafo 6.1.5, deberán determinarse los límites de la soldadura inaceptable como se especifica para la sección inicial.



## APÉNDICE G-TECHOS DOMO DE ALUMINIO ESTRUCTURALMENTE SOPORTADOS

### G.1 GENERAL

#### G.1.1 PROPÓSITO

Este apéndice establece los criterios mínimos para el diseño, fabricación, y montaje de techos domo de aluminio estructuralmente soportados. Cuando este apéndice es aplicable, los requerimientos de 3.10 y los párrafos en el apéndice F que tratan con el diseño de techos son suplantados. Todo otro requerimiento de la Norma API 650 será aplicado, excepto que la temperatura de operación no excederá 90°C(200°F).

#### G.1.2 DEFINICIÓN

Un techo domo de aluminio estructuralmente soportado es una armadura espaciada de aluminio completamente triangulada con los puntales (apoyaderos) unidos a los puntos colocados sobre la superficie de una esfera. Los paneles de cercado de aluminio son firmemente unidos a los miembros ensamblados. El techo está unido a y soportado por el tanque en una cantidad de puntos igualmente espaciados alrededor del perímetro del tanque.

#### G.1.3 APLICACIÓN GENERAL

##### \* G.1.3.1 TANQUES NUEVOS

Cuando este apéndice es especificado para un tanque nuevo, el tanque será diseñado para soportar el techo domo de aluminio. El fabricante del techo suministrará la magnitud y dirección de todas las fuerzas actuando en el tanque como un resultado de las cargas en el techo, junto con los detalles de la unión casco al techo. El tanque será diseñado como un tanque de cima abierta, y su viga de viento reunirá los requerimientos de 3.9. la parte superior del casco del tanque será estructuralmente apropiada para la unión de la estructura del techo domo.

##### \* G.1.3.2 TANQUES EXISTENTES

Cuando este apéndice es especificado para un techo domo de aluminio para ser adicionado a un tanque existente(con o sin un techo existente), el fabricante del techo verificará que el tanque tenga suficiente fuerza para soportar un nuevo techo. La información sobre el tanque existente será proporcionada por el comprador. El comprador especificará los accesorios existentes o nuevos convenientes para la fabricación del techo. El fabricante suministrará los valores de las fuerzas actuantes en el tanque como resultado de las cargas del techo.

## APÉNDICE II-TECHOS FLOTANTES INTERNOS

### II.1 ALCANCE

Este apéndice proporciona los requerimientos mínimos que, a menos que de otra manera sea calificado en el texto, se aplicarán a los techos flotantes de un tanque con un techo fijo en la parte superior del casco del tanque y a los accesorios del tanque. Este apéndice está pensado para limitar sólo aquellos factores que afectan la seguridad y durabilidad de la instalación y que están considerados a ser consistentes con los requerimientos de seguridad y calidad de esta norma. Los requerimientos se aplican a los techos flotantes internos de un nuevo tanque y pueden ser aplicados a un tanque de techo fijo existente. El párrafo 3.10 de esta norma es aplicable, excepto según se modifique en este apéndice.

### II.2 TIPOS

Los siguientes tipos de techos flotantes internos son descritos en este apéndice:

- a.- techos de techo metálico. Estos están en contacto con el líquido y tienen un anillo periférico.
- b.- techo sotechado metálico. Estos están en contacto con el líquido y tienen un sotechado con abertura superior.
- c.- techo ponton metálico. Estos están en contacto con el líquido y tienen un ponton cerrado.
- d.- techos de doble cubierta metálicos. Estos están en contacto con el líquido.
- e.- techos metálicos sobre flotadores. Estos techos tienen cualquier piso por encima del líquido.
- f.- techos de panel-emparedado metálicos. Estos tienen paneles alveolados en superficies cortadas y están en contacto con el líquido.
- g.- techos de panel-emparedado plásticos. Estos tienen paneles rígidos de superficie cortadas y están en contacto con el líquido.

### \* II.3 MATERIAL

El fabricante someterá a una especificación completa al material en su propuesta para ser aprobada por el comprador. La elección de los materiales podría ser gobernada por compatibilidad con el líquido especificado. Los materiales producidos para otras especificaciones que aquellas listadas en este apéndice pueden ser usadas con tal de que el material este certificado para reunir todos los requerimientos de las especificaciones de un material listado en este apéndice y el material a usar es aprobado por el comprador.

#### II.3.1 ACERO

El acero se ajustará a los requerimientos de la sección 2 de esta norma.

## Anexo 2

NORMA API 545

# Recommended Practice for Lightning Protection of Aboveground Storage Tanks for Flammable or Combustible Liquids

Downstream Segment

API RECOMMENDED PRACTICE 545  
FIRST EDITION, OCTOBER 2009



Copyright American Petroleum Institute  
Provided to IHS under license with API  
No reproduction or retransmission permitted without license from IHS

Licensee: Instituto Tecnológico de México (14000000000000), User=Roberto, Country  
Not for Resale, 11/13/2010 14:47:10 GMT

## Special Notes

API publications necessarily address problems of a general nature. With respect to particular circumstances, local, state, and federal laws and regulations should be reviewed.

Neither API nor any of API's employees, subcontractors, consultants, committees, or other assignees make any warranty or representation, either express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained herein, or assume any liability or responsibility for any use, or the results of such use, of any information or process disclosed in this publication. Neither API nor any of API's employees, subcontractors, consultants, or other assignees represent that use of this publication would not infringe upon privately owned rights.

API publications may be used by anyone desiring to do so. Every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained in them; however, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with this publication and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from its use or for the violation of any authorities having jurisdiction with which this publication may conflict.

API publications are published to facilitate the broad availability of proven, sound engineering and operating practices. These publications are not intended to obviate the need for applying sound engineering judgment regarding when and where these publications should be utilized. The formulation and publication of API publications is not intended in any way to inhibit anyone from using any other practices.

Any manufacturer marking equipment or materials in conformance with the marking requirements of an API standard is solely responsible for complying with all the applicable requirements of that standard. API does not represent, warrant, or guarantee that such products do in fact conform to the applicable API standard.

Where applicable, authorities having jurisdiction should be consulted.

Work sites and equipment operations may differ. Users are solely responsible for assessing their specific equipment and premises in determining the appropriateness of applying the Recommended Practice. At all times users should employ sound business, scientific, engineering, and judgment safety when using this Recommended Practice.

All rights reserved. No part of this work may be reproduced, translated, stored in a retrieval system, or transmitted by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without prior written permission from the publisher. Contact the Publisher, API Publishing Services, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005.

Copyright © 2009 American Petroleum Institute

Copyright American Petroleum Institute  
Printed in the United States of America  
No reproduction or retransmission permitted without license from API

License: 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005  
Not for resale, 11/12/2010 10:07:00 AM

## Foreword

This Recommended Practice (RP) is based on the accumulated knowledge and experience of purchasers and manufacturers of welded steel oil storage tanks of various sizes and capacities for internal pressures not more than 17.2 kPa (2 1/2 psi) gauge. This RP is meant to be a purchase specification to facilitate the manufacture and procurement of storage tanks for the petroleum industry. If the tanks are purchased in accordance with this RP, the purchaser is required to specify certain basic requirements. The purchaser may want to modify, delete, or amplify sections of this RP, but reference to this RP shall not be made on the nameplates of or on the manufacturer's certification for tanks that do not fulfill the minimum requirements of this RP or that exceed its limitations. It is strongly recommended that any modifications, deletions, or amplifications be made by supplementing this RP rather than by rewriting or incorporating sections of it into another complete RP. The design rules given in this RP are minimum requirements. More stringent design rules specified by the purchaser or furnished by the manufacturer are acceptable when mutually agreed upon by the purchaser and the manufacturer. This RP is not to be interpreted as approving, recommending, or endorsing any specific design or as limiting the method of design or construction.

**Shall:** As used in a RP, "shall" denotes a minimum requirement in order to conform to the specification.

**Should:** As used in a RP, "should" denotes a recommendation or that which is advised but not required in order to conform to the specification.

This RP is not intended to cover storage tanks that are to be erected in areas subject to regulations more stringent than the specifications in this RP. When this RP is specified for such tanks, it should be followed insofar as it does not conflict with local requirements. The purchaser is responsible for specifying any jurisdictional requirements applicable to the design and construction of the tank. After revisions to this RP have been issued, they may be applied to tanks that are to be completed after the date of issue. The tank nameplate shall state the date of the edition of the RP and any revision to that edition to which the tank has been designed and constructed. Each edition, revision, or addendum to this RP may be used beginning with the date of issuance shown on the cover page for that edition, revision, or addendum. Each edition, revision, or addendum to this RP becomes effective six months after the date of issuance for equipment that is certified as being constructed, and tested per this RP. During the six-month time between the date of issuance of the edition, revision, or addendum and the effective date, the purchaser and the manufacturer shall specify to which edition, revision, or addendum the equipment is to be constructed and tested. API publications may be used by anyone desiring to do so. Every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained in them; however, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with this publication and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from its use or for the violation of any federal, state, or municipal regulation with which this publication may conflict.

API standards are published as an aid to procurement of standardized equipment and materials and/or as good practice procedures. These standards are not intended to inhibit purchasers or producers from purchasing or producing products made to specifications other than those of API.

This publication was produced following API standardization procedures that ensure appropriate notification and participation in the developmental process and is designated as an API standard.

Questions concerning the interpretation of the content of this publication or comments and questions concerning the procedures under which this publication was developed should be directed in writing to the Director of Standards, API, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005.

Requests for permission to reproduce or translate all or any part of the material published herein should also be addressed to the Director of Standards. Generally, API standards are reviewed and revised, reaffirmed, or withdrawn at least every five years. A one-time extension of up to two years may be added to this review cycle. Status of the publication can be ascertained from the API Standards Department, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005.

A catalogue of API publications can be found at [www.api.org/publications](http://www.api.org/publications).

Suggested revisions are invited and should be submitted to the Standards Department, API, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005, [standards@api.org](mailto:standards@api.org).

## Contents

	Page
1 Scope .....	1
1.1 Applicability .....	1
1.2 Application of Requirements to New and Existing Tanks .....	1
2 Normative References .....	1
3 Terms and Definitions .....	2
4 Protection of Specific Types of Tanks .....	3
4.1 Fixed-roof Tanks (Metallic) and Tanks with Internal Floating Roofs .....	3
4.2 External Floating Roof Tanks .....	3
5 Metal Thickness .....	4
6 Inspection and Maintenance Requirements .....	4
Annex A (Informative) General .....	5
Annex B (Informative) Understanding Lightning Discharge and its Secondary Effects .....	11
Annex C (Informative) Different Seal Types .....	12
<b>Figures</b>	
A.1 The Process of Attachment from Lightning Cloud to a Tank .....	6
A.2 Components of Typical Negative Cloud-to-ground Lightning Stroke .....	7
A.3 Current Routes for Flash to a) Top of Shell, b) Floating Roof, c) Ground Near a Floating-roof Tank .....	9
<b>Table</b>	
A.1 Lightning Parameters .....	8



# Recommended Practice for Lightning Protection of Aboveground Storage Tanks for Flammable or Combustible Liquids

## 1 Scope

API RP 545, First Edition, *Recommended Practice for Lightning Protection of Aboveground Storage Tanks for Flammable or Combustible Liquids*, replaces the requirements of API 2003 regarding lightning protection for preventing fires in storage tanks with flammable or combustible contents. This recommended practice (RP) provides guidance and information to assist owners/operators with lightning protection for tanks. This RP does not provide complete protection for all possible lightning stroke occurrences.

### 1.1 Applicability

This RP is applicable to tanks as described in API 650.

### 1.2 Application of Requirements to New and Existing Tanks

The requirements of this RP shall apply to new or reconstructed tanks. The requirements may be applied to existing tanks at the discretion of the owner/operator.

## 2 Normative References

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

API/EI Technical Report 545-A, *Verification of lightning protection requirements for above ground hydrocarbon storage tanks*

API Standard 650, *Welded Tanks for Oil Storage*

API Standard 653, *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*

API Standard 2003, *Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents*

ASTM D3453 <sup>1</sup>, *Standard Specification for Flexible Cellular Materials*

BS EN 14015 <sup>2</sup>, *Specification for the design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed, above ground, welded, steel tanks for the storage of liquids at ambient temperature and above*

EMMUA 159 <sup>3</sup>, *Users' Guide to the Inspection, Maintenance and Repair of Aboveground Vertical Cylindrical Steel Storage Tanks*

NFPA 780 <sup>4</sup>, *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems*

SAE ARP 5412 <sup>5</sup>, *Aircraft Lightning Environment and Related Test Waveforms*

<sup>1</sup> ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428, [www.astm.org](http://www.astm.org).

<sup>2</sup> European Committee for Standardization, Avenue Marnix 17, B-1000, Brussels, Belgium, [www.cen.eu](http://www.cen.eu).

<sup>3</sup> The Engineering Equipment and Material Users' Association, 10-12 Lovat Lane, London, EC3R 8DN, United Kingdom, [www.eemua.org](http://www.eemua.org).

<sup>4</sup> National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02169-7471, [www.nfpa.org](http://www.nfpa.org).

<sup>5</sup> Society of Automotive Engineers, 400 Commonwealth Drive, Warrendale, Pennsylvania 15096-0001, [www.sae.org](http://www.sae.org).

*Lightning: Physics and Effects*, Vladimir A. Rakov and Martin A. Uman, 2003

*All About Lightning*, Martin A. Uman, 1986

*The Lightning Discharge*, Martin A. Uman, 1987

### 3 Terms and Definitions

For the purposes of this document, the following definitions apply.

#### 3.1

##### **action integral**

The joule or ohmic heating energy dissipated per unit resistance at the lightning attachment point. The action integral is measured in  $A^2s$  (amperes-squared seconds), which is the same as  $J\Omega^{-1}$  (joules per ohm) (Rakov and Uman, *Lightning: Physics and Effects*, p. 277).

#### 3.2

##### **bonding**

An electrical connection between two electrically conductive objects that is intended to significantly reduce potential differences.

#### 3.3

##### **bypass conductor**

A conductive cable that provides a direct electrical connection between the tank shell and the tank floating roof.

#### 3.4

##### **external floating roof tank**

##### **EFRT**

An aboveground tank with a floating roof, which has no fixed roof and has an open top.

#### 3.5

##### **flash**

A complete discharge of the cell between the thundercloud and ground (as it applies to cloud-to-ground lightning) (Uman, *The Lightning Discharge*, p. 10).

#### 3.6

##### **grounded (grounding)**

Connected (connecting) to ground or to a conductive body that extends the ground connection (NFPA 780).

#### 3.7

##### **internal floating-roof tank**

##### **IFRT**

An aboveground fixed roof tank with a floating roof inside the tank.

#### 3.8

##### **release prevention barrier**

A release prevention barrier includes steel bottoms, synthetic materials, clay liners, and all other barriers or combination of barriers placed in the bottom of or under an aboveground storage tank, which have the following functions:

- a) preventing the escape of contaminated material, and
- b) containing or channeling released material for leak detection.



## 3.9

**shunt**

A short conductor that is electrically connected to the tank floating roof and contacts the tank shell.

## 3.10

**striking distance**

The distance over which the final breakdown of the initial lightning stroke occurs.

## 3.11

**stroke**

One current component of a lightning flash. The number of strokes per flash is typically three to four, but may be as low as one or as high as 30 (Uman, *All About Lightning*, p. 41).

## 4 Protection of Specific Types of Tanks

### 4.1 Fixed-roof Tanks (Metallic) and Tanks with Internal Floating Roofs

For fixed roof tanks (metallic cone or dome) and internal floating-roof tanks (IFRTs), there is a possibility of flammable vapors being present at atmospheric vents. If present, flammable vapors can be ignited by a lightning flash.

Shunts or bypass conductors are not required for lightning protection. Bonding techniques to prevent static discharge between the floating roof and shell are addressed in API 650, Appendix H.

Tanks handling low vapor pressures or in-service with properly maintained floating roofs with tight-fitting seals are not likely to have flammable vapors at atmospheric vents unless it is being refilled from empty. In these cases, no further lightning protection is required (see Annex B).

### 4.2 External Floating Roof Tanks

#### 4.2.1 Bonding Between Floating Roof and Shell

##### 4.2.1.1 Shunts for Conduction

###### 4.2.1.1.1 General

Shunts are used for conduction of fast and intermediate duration components of lightning-stroke current.

###### 4.2.1.1.2 Number and Placement

The shunt to shell contact point shall be submerged at least 0.3 m (1 ft) below the surface of the liquid product. The shunt shall have as short and direct a path as possible from the conductive floating roof to the tank shell. The shunts shall be spaced at intervals no greater than 3 m (10 ft) around the perimeter of the floating roof. When retrofitting existing tanks with submerged shunts, the abovedeck shunts shall be removed.

###### 4.2.1.1.3 Cross-sectional Area—Minimum Width and Material

The shunts shall consist of an austenitic stainless steel conductor of at least 20 mm<sup>2</sup> (0.031 in.<sup>2</sup>) cross-sectional area, or of other material conductors of equivalent current-carrying capacity and corrosion resistance. The minimum width of the shunt shall be 51 mm (2 in.). The shunts shall be of the minimum length necessary to permit the function of the floating-roof seal assembly. The shunts shall be of the minimum length necessary to remain in contact with the shell during the full horizontal and vertical design movement of the floating roof.

#### 4.2.1.1.4 Durability

The shunts and termination connections shall be of sufficient flexibility, cross-sectional area, and corrosion resistance to have a minimum service life of 30 years.

#### 4.2.1.2 Bypass Conductors

##### 4.2.1.2.1 General

Bypass conductors are used for conduction of the intermediate and long duration component of lightning-stroke current.

##### 4.2.1.2.2 Number, Length and Electrical Resistance

The tank floating roof shall be bonded to the tank shell by direct electrical connection through an appropriate number of bypass conductors. Each conductor, including connections, shall have a maximum end-to-end electrical resistance of 0.03  $\Omega$ . The bypass conductors shall be of the minimum length necessary to permit full movement of the floating roof. Bypass conductors should be evenly spaced not more than every 30 m (100 ft) around the tank circumference with a minimum of two.

##### 4.2.1.2.3 Durability

The bypass conductors and termination connections shall be positioned and of sufficient flexibility, cross-sectional area, and corrosion resistance to have a minimum service life of 30 years.

#### 4.2.2 Parallel Conducting Paths (Seal Assembly from the Floating-roof Tank)

Any non-fully submerged conductive seal assembly components including springs, scissor assemblies, seal membranes, etc. shall be electrically insulated from the tank roof. The insulation level shall be rated 1 kV or greater.

**NOTE** This allows any lightning discharge current from the floating roof to the tank shell to take the preferential path through the shunts and bypass conductors.

#### 4.2.3 Insulation of Gauge or Guide Poles

Any gauge or guide pole components or assemblies that penetrate the tank floating roof shall be electrically insulated from the tank floating roof. The insulation level shall be rated 1 kV or greater.

**NOTE** This allows any lightning discharge current from the floating roof to the tank shell to take the preferential path through the shunts and bypass conductors.

### 5 Metal Thickness

Minimum metal thicknesses for tanks are provided in API 650 and API 653.

Additional information is presented in EI/API 545-A, *Verification of lightning protection requirements for above ground hydrocarbon storage tanks*.

### 6 Inspection and Maintenance Requirements

All bonding and grounding appurtenances shall be maintained and inspected in accordance with API 653. Below-deck inspections shall coincide with API 653 out-of-service inspections.

## Annex A<sup>6</sup> (informative)

### General

#### A.1 Phenomenon of Lightning and Secondary Effects on Tanks

##### A.1.1 Introduction

This section summarizes the present knowledge on the lightning flash process and attachment mechanism.

##### A.1.2 Lightning Principles

Under fair weather conditions, there is normally a steady but weak vertical electric field at the earth's surface with virtually no ground currents and a small distributed charge on the ground. Horizontal flat surfaces will have a very uniform charge distribution, (i.e. a similar surface charge density everywhere). The highest surface charge occurs on thin pointed objects such as church spires, tops of aerials, tips of lightning rods, etc. Where the surface charge is highest, the local electric field is the highest. Sharp-pointed, upward-facing items will tend to discharge a small current into the air, such as aerials and lightning air terminals. This will often be a silent, invisible discharge in the order of a micro amp.

Electrical storms involve the relatively slow movement of heavily charged clouds. Charging mechanisms in the storm build up an electrostatic field over a large area across the base of the storm cloud. This field induces an opposite charge on the surface of the earth beneath it. This induced ground charge flows along the surface of the earth beneath the storm cloud at a relatively slow rate. The charging current flows are relatively small and cause no damage. This charge differential is periodically neutralized almost instantaneously by a lightning stroke that collapses the field. At that time, a heavy ground current flows toward the lightning attachment point, equalizing local ground charge distribution.

The lightning process starts in the clouds, with a stepped leader descending to earth. The stepped leader often exhibits branching on its path to the ground as it attempts to find the best route to the ground. The path of the stepped leader is very irregular because of random variations in the local air conditions and other factors. When the stepped leader is within about 100 m (334 ft) or less from the tank (or ground), the electric field at ground level rises sharply, and the electric field on the highest items becomes great enough to launch an upward streamer towards the down-coming leader. In fact, two or more streamers may rise almost simultaneously from ground objects (tanks, vents, trees, etc.) but only one usually is successful in making the connection to the downward leader (see Figure A.1). This is the usual mechanism by which a lightning stroke completes its path to the ground.

##### A.1.3 Lightning Electrical Parameters

A complete lightning discharge is called a flash. Each cloud-to-ground flash is composed of one or more lightning strokes. Over 90 % of cloud-to-ground flashes are of negative polarity (Uman, *The Lightning Discharge*, p. 8). A typical negative cloud-to-ground flash contains three to four strokes, but may have as many as 30 (Uman, *All About Lightning*, p. 41). The currents in any one stroke can range from just a few kilo amperes (kA) to over 200 kA.

The current in a typical negative cloud-to-ground stroke has several components, as listed below and as illustrated in Figure A.2.

- Component A—First return stroke.
- Component B—Intermediate current.
- Component C—Continuing current.
- Component D—Subsequent return stroke, if present, followed by additional B and C components, etc., until the completion of the discharge.

<sup>6</sup> The examples in Annex A are merely examples for illustration purposes only. [Each company should develop its own approach.] They are not to be considered exclusive or exhaustive in nature. API makes no warranties, express or implied for reliance on or any omissions from the information contained in this document. Users of instructions should not rely exclusively on the information contained in this document. Sound business, scientific, engineering, and safety judgment should be used in employing the information contained herein.

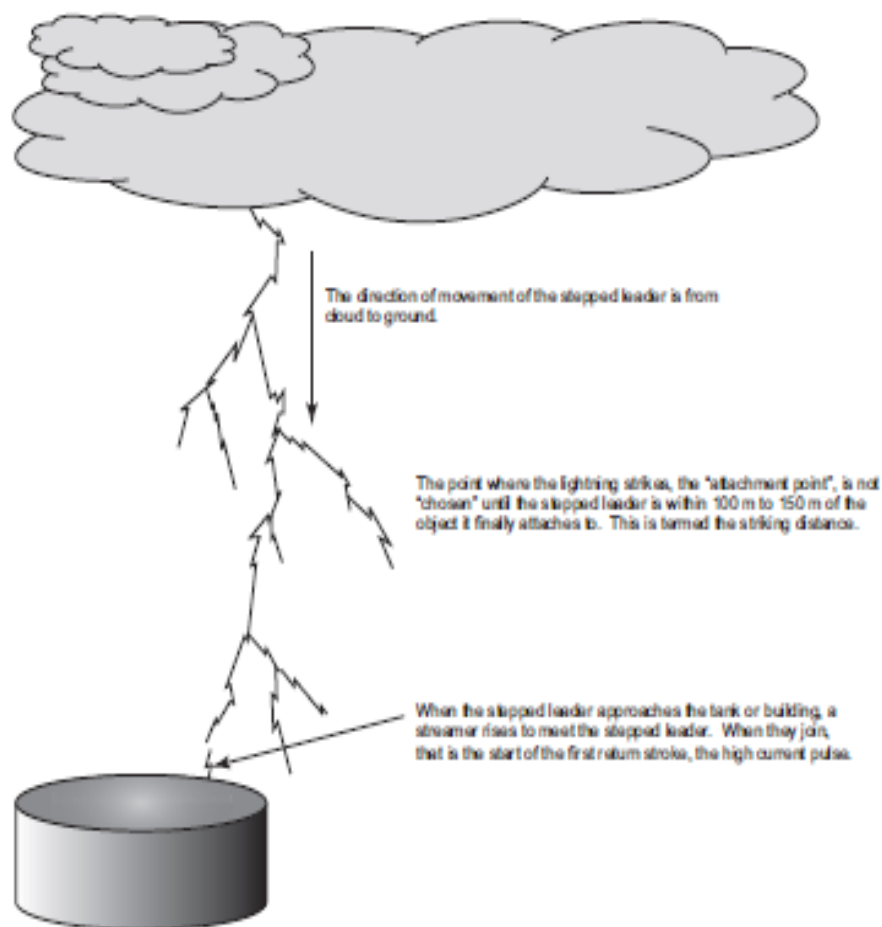


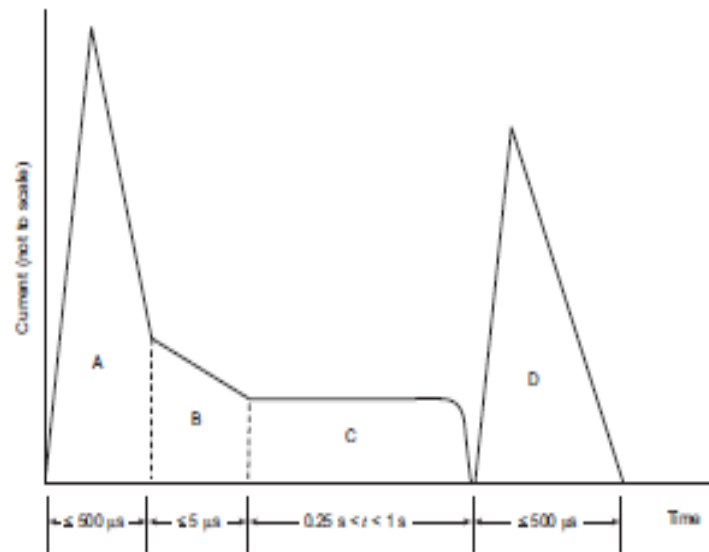
Figure A.1—The Process of Attachment from Lightning Cloud to a Tank

These stroke components have varying current characteristics, as follows (SAE ARP 5412):

Component A (First Return Stroke)		Component C (Continuing Current)	
Peak amplitude	200 kA ( $\pm 10\%$ )	Amplitude	200 A to 800 A
Action Integral	$2 \times 10^6 \text{ A}^2 \text{ s}$ ( $\pm 20\%$ ) (In 500 $\mu\text{s}$ )	Charge transfer	200 C ( $\pm 20\%$ )
Duration	$\leq 500 \mu\text{s}$	Duration	0.25 s to 1 s
Component B (Intermediate Current)		Component D (Subsequent Return Stroke)	
Max. charge transfer	10 C ( $\pm 20\%$ )	Peak amplitude	100 kA ( $\pm 10\%$ )
Average amplitude	2 kA ( $\pm 20\%$ )	Action Integral	$0.25 \times 10^6 \text{ A}^2 \text{ s}$ ( $\pm 20\%$ ) (In 500 $\mu\text{s}$ )
Duration	$\leq 5 \mu\text{s}$	Duration	$\leq 500 \mu\text{s}$

<sup>6</sup> The examples in Annex A are merely examples for illustration purposes only. [Each company should develop its own approach.] They are not to be considered exclusive or exhaustive in nature. API makes no warranties, express or implied, for reliance on or any omissions from the information contained in this document. Users of Instructions should not rely exclusively on the information contained in this document. Sound business, scientific, engineering, and safety judgment should be used in employing the information contained herein.





Reprinted with permission from the Cambridge University Press. Rakov and Uman, *Lightning Physics and Effects*, p. 363.

Figure A.2—Components of Typical Negative Cloud-to-ground Lightning Stroke

Additional lightning parameters are shown in Table A.1. The upper limit parameters usually employed for typical lightning strokes are:

- current = 200 kA,
- action Integral =  $2.25 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$ ,
- total charge = 200 C (coulombs),
- rate of change of current ( $di/dt$ ) = 140 kA/ $\mu\text{s}$ .

## A.1.4 Effects of Lightning

### A.1.4.1 General

Tanks can be affected by both direct and In-direct lightning strokes.

### A.1.4.2 Effects of Direct Lightning Strokes

It is standard nomenclature to name the point at which the lightning flash connects with the ground or structure as the "attachment point." The attachment point for tanks will be at the highest vertical electric field regions which would include the tank rim, vents, hand rails, gauge poles, lights and other objects on the top of the shell or, for large diameter tanks, the fixed or floating roof itself. Lightning will not follow a single path down to ground. The stroke current will divide in proportion to the surge impedance of each available path. From the point of attachment, the current will flow as a sheet over all conducting paths. As the current spreads out over a large area, the surface charge is neutralized (see Figures A.3 a and A.3 b). Any discontinuities in the current paths may result in arcing across the gaps.

### A.1.4.3 Effects of Indirect Lightning Strokes

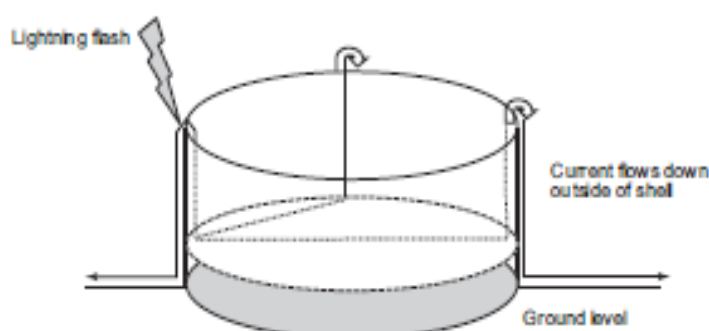
For a stroke adjacent to a tank, some current will flow over the outer skin of the shell across the fixed or floating roof and down to the ground on the other side of the shell (see Figure A.3 c). There would be much less energy in the discharge currents moving across the tank as compared to a tank directly struck. As with direct strokes, any discontinuities in the current paths may result in arcing across the gaps.

<sup>6</sup> The examples in Annex A are merely examples for illustration purposes only. [Each company should develop its own approach.] They are not to be considered exhaustive in nature. API makes no warranties, express or implied, for reliance on or any omissions from the information contained in this document. Users should not rely exclusively on the information contained herein. For more information, visit [www.api.org](http://www.api.org). Use of this document is subject to the terms and conditions of the API License Agreement. No reproduction or retransmission is permitted without written permission from API. © 2013 API. All rights reserved.

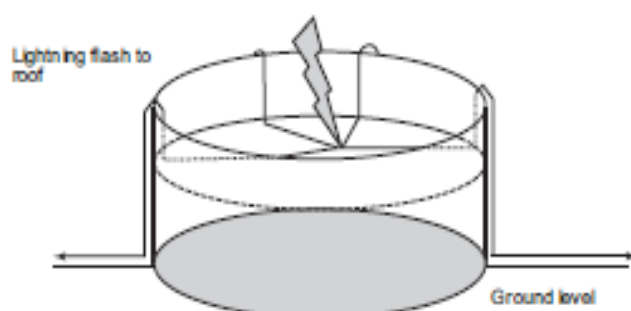
Table A.1—Lightning Parameters

Number of Events <sup>a</sup>	Parameters	Unit	Percentage of Cases Exceeding Tabulated Value		
			95 %	50 %	5 %
Peak current (minimum 2 kA)					
101	Negative first strokes	kA	14	30	80
135	Negative subsequent strokes	kA	4.6	12	30
20	Positive first strokes (no positive subsequent strokes recorded)	kA	4.6	35	250
Charge					
93	Negative first strokes	C	1.1	5.2	24
122	Negative subsequent strokes	C	0.2	1.4	11
94	Negative flashes	C	1.3	7.5	40
26	Positive flashes	C	20	80	350
Impulsive charge					
90	Negative first strokes	C	1.1	4.5	20
117	Negative subsequent strokes	C	0.22	0.95	4.0
25	Positive first strokes	C	2.0	16	150
Front duration (2 kA to peak)					
89	Negative first strokes	μs	1.8	5.5	18
118	Negative subsequent strokes	μs	0.22	1.1	4.5
19	Positive first strokes	μs	3.5	22	200
Maximum di/dt					
92	Negative first strokes	kA/μs	5.5	12	32
122	Negative subsequent strokes	kA/μs	12	40	120
21	Positive first strokes	kA/μs	0.20	2.4	32
Stroke duration (2 kA to half-value)					
90	Negative first strokes	μs	30	75	200
115	Negative subsequent strokes	μs	6.5	32	140
16	Positive first strokes	μs	25	230	2000
Integral ( $\int i^2 dt$ )					
91	Negative first strokes	A <sup>2</sup> s	$6.0 \times 10^3$	$5.5 \times 10^4$	$5.5 \times 10^5$
88	Negative subsequent strokes	A <sup>2</sup> s	$5.5 \times 10^2$	$6.0 \times 10^3$	$5.2 \times 10^4$
26	Positive first strokes	A <sup>2</sup> s	$2.5 \times 10^4$	$6.5 \times 10^3$	$1.5 \times 10^7$
Time interval					
133	Between negative strokes	ms	7	33	150
Flash duration					
94	Negative (including single-stroke flashes)	ms	0.15	13	1100
39	Negative (excluding single-stroke flashes)	ms	31	180	900
24	Positive (only single flashes)	ms	14	85	500
<sup>a</sup> Number of events is actual sample size.					
(Uman, <i>The Lightning Discharge</i> , p. 124. Reprinted with permission from Martin A. Uman.)					

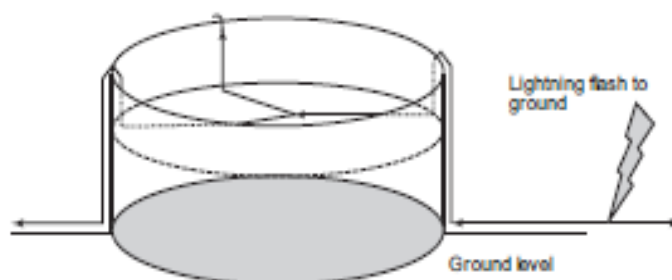
<sup>a</sup> The examples in Annex A are merely examples for illustration purposes only. [Each company should develop its own approach.] They are not to be considered exclusive or exhaustive in nature. API makes no warranties, express or implied for reliance on or any omissions from the information contained in this document. Users of instructions should not rely exclusively on the information contained in this document. Sound business, scientific, engineering, and safety judgment should be used in employing the information contained herein.



a) Current routes for flash to top of shell. Note that the fast high current pulse flows down the inside of the shell and via the rim seals, and across the top of the floating roof. (Only two routes are shown; in practice, current flows all over the top of the roof and crosses the rim seal all around the perimeter of the roof.)



b) Current routes for flash to floating roof. Note that the fast high current pulse flows across the floating roof in all directions to the rim seals and shunts, and then up and over the shell to ground. (Only if the roof is high is this a likely strike point.)



c) Current routes for flash to ground near a floating roof tank. The current spreads all around from the strike attachment point, including to the tank, up and over the tank, and down the far side as shown by the typical current flow lines and arrows. This current flow plan would only apply to the fast high current pulse. The continuing current would flow along the ground and the tank floor only.

**Figure A.3—Current Routes for Flash to  
a) Top of Shell, b) Floating Roof, c) Ground Near a Floating-roof Tank**

<sup>6</sup> The examples in Annex A are merely examples for illustration purposes only. (Each company should develop its own approach.) They are not to be considered exclusive or exhaustive in nature. API makes no warranties, express or implied for reliance on or any omissions from the information contained in this document. Users of instructions should not rely exclusively on the information contained in this document. Sound business, scientific, engineering, and safety judgment should be used in employing the information contained herein.

### A.1.5 Sparking

Sparking is the most likely cause of tank fires from lightning in external floating roof tanks (EFRTs) owing to the tendency for current from any stroke on the tank or closely nearby to drive the current across the floating roof, via the shunts or via any other metal making intentional or unintentional contact between the floating roof and the shell.

Thermal and air-gap sparks should be considered as follows.

- a) A thermal spark is defined as a minute piece of incandescent material which has been ejected from some sparking site, usually a place where tens or hundreds of amps or more are passing through a very poor joint, such as the contact point from a shunt on to the inner shell wall of an open floating roof tank, or from a poorly bolted flange joint, etc. The white-hot metal sparks falling from welding operation are examples of thermal sparks, which are actually very small particles of metal, burning as they fly through the air. Usually, they are less effective as incendiary sources than air-gap sparks.
- b) An air-gap spark occurs in a location with a small gap between conducting items where the lightning creates a voltage large enough to cause electrical breakdown of the air or vapor/air mixture in the gap.
- c) Air gap sparks with energy above 0.2 mJ are sufficient to ignite product vapor/air mixtures if they are within the flammable mixture range. For mixtures that are not optimum, the energy requirement is higher, however, the energy in lightning induced sparks is likely to be many orders of magnitude higher.

A poorly contacting rim-seal shunt on an EFRT is an example of where sparks might occur under lightning conditions. The small contact area and the presence of surface treatments or contaminants are conducive to sparking. If there is a nonconducting layer on the shell or the shunt, the spark will initially be an air-gap spark to break down the insulation, followed by current flow in a poorly contacting area resulting in thermal sparks.

## A.2 Grounding

**A.2.1** Flat-bottom tanks resting on the ground need not be grounded by the use of external grounding rods for the purpose of lightning protection. Grounding for other purposes is not addressed by this document.

**A.2.2** The occurrences of incendiary sparks, rim-seal fires, etc., are not dependent on tank grounding resistance or tank dimensions. This is because the tank will inevitably have ground conductivity through its massive steel structure in contact with the ground. There will also be additional grounding through the many pipes and cables that connect to each tank. A tank is considered adequately grounded if the tank bottom is resting on the ground or foundation. This applies whether or not there is an elastomeric liner in or under the tank bottom.

**A.2.3** There is no known occurrence of lightning induced fires around the base of tanks, or underneath tanks, which are the only places where inadequate grounding of the tank would result in sparking or other sources of ignition. The initial attachment process of a lightning stroke would be unaffected by tank ground resistance, since it will be sufficiently low to permit the lightning leader attachment process to occur, even if the resistance to ground of the tank were many tens of ohms. Lightning safety for tanks is not dependent on tank grounding.

**A.2.4** Tank grounding associated with the power frequency supply should conform to local electrical codes.

## A.3 Effect of Release Prevention Barrier Membrane on Grounding

Tank grounding is not an important contributing factor to the prevention of incendiary sparks or rim-seal fires, or explosions in tanks. A release prevention barrier would be expected to have the effect of reducing the conductivity between the tank floor and the ground. However, the existence or absence of a membrane is not relevant to the prevention of lightning induced fires or explosions.

<sup>5</sup> The examples in Annex A are merely examples for illustration purposes only. [Each company should develop its own approach.] They are not to be considered exclusive or exhaustive in nature. API makes no warranties, express or implied for reliance on or any omissions from the information contained in this document. Users of instructions should not rely exclusively on the information contained in this document. Sound business, scientific, engineering, and safety judgment should be used in employing the information contained herein.





# 2009 Publications Order Form

Effective January 1, 2009.

API Members receive a 30% discount where applicable.

The member discount does not apply to purchases made for the purpose of resale or for incorporation into commercial products, training courses, workshops, or other commercial enterprises.

**Available through IHS:**

Phone Orders: 1-800-854-7179 (Toll-free in the U.S. and Canada)  
303-397-7956 (Local and International)  
Fax Orders: 303-397-2340  
Online Orders: [global.ihs.com](http://global.ihs.com)

Date: \_\_\_\_\_

API Member (Check if Yes)

**Invoice To**  Check here if same as "Ship To"

Name: \_\_\_\_\_  
Title: \_\_\_\_\_  
Company: \_\_\_\_\_  
Department: \_\_\_\_\_  
Address: \_\_\_\_\_  
  
City: \_\_\_\_\_ State/Province: \_\_\_\_\_  
Zip/Postal Code: \_\_\_\_\_ Country: \_\_\_\_\_  
Telephonic: \_\_\_\_\_  
Fax: \_\_\_\_\_  
Email: \_\_\_\_\_

**Ship To** (UPS will not deliver to a P.O. Box)

Name: \_\_\_\_\_  
Title: \_\_\_\_\_  
Company: \_\_\_\_\_  
Department: \_\_\_\_\_  
Address: \_\_\_\_\_  
  
City: \_\_\_\_\_ State/Province: \_\_\_\_\_  
Zip/Postal Code: \_\_\_\_\_ Country: \_\_\_\_\_  
Telephonic: \_\_\_\_\_  
Fax: \_\_\_\_\_  
Email: \_\_\_\_\_

Quantity	Title	SO*	Unit Price	Total
	Std 650, Welded Tanks for Oil Storage		\$425.00	
	RP 651, Cathodic Protection of Aboveground Storage Tanks		\$102.00	
	Std 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction		\$205.00	
	Std 2000, Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks: Nonrefrigerated and Refrigerated		\$118.00	
	RP 2001, Fire Protection in Refineries		\$96.00	
	Std 2015, Requirements for Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks		\$130.00	
	Publ 2026, Safe Access/Egress Involving Floating Roofs of Storage Tanks in Petroleum Service		\$50.00	
	Std 2010, Design, Construction, Operation, Maintenance & Inspection of Terminal & Tank Facilities		\$118.00	

Payment Enclosed  P.O. No. (Enclose Copy) \_\_\_\_\_

Charge My IHS Account No. \_\_\_\_\_

VISA  MasterCard  American Express  
 Diners Club  Discover

Credit Card No.: \_\_\_\_\_

Print Name (As It Appears on Card): \_\_\_\_\_

Expiration Date: \_\_\_\_\_

Signature: \_\_\_\_\_

Subtotal

Applicable Sales Tax (see below)

Rush Shipping Fee (see below)

Shipping and Handling (see below)

Total (in U.S. Dollars)

\* To be placed on Standing Order for future editions of this publication, place a check mark in the SO column and sign here:

Pricing and availability subject to change without notice.

**Mail Orders** - Payment by check or money order in U.S. dollars is required except for established accounts. State and local taxes, \$10 processing fee, and 5% shipping must be added. Send mail orders to: API Publications, IHS, 15 Tennessee Way East, P.O. Retail Sales, Englewood, CO 80113-6776, USA.

**Purchase Orders** - Purchase orders are accepted from established accounts. Invoice will include actual freight cost, a \$10 processing fee, plus state and local taxes.

**Telephone Orders** - If ordering by telephone, a \$10 processing fee and actual freight cost will be added to the order.

**Sales Tax** - All U.S. purchases must include applicable state and local sales tax. Customers claiming tax-exempt status must provide IHS with a copy of their exemption certificate.

**Shipping (U.S. Orders)** - Orders shipped within the U.S. are sent via traceable means. Most orders are shipped the same day. Subscription updates are sent by First-Class Mail. Other options, including next-day service, air service, and fax transmission are available at additional cost. Call 1-800-854-7179 for more information.

**Shipping (International Orders)** - Standard international shipping is by air express courier service. Subscription updates are sent by World Mail. Normal delivery is 3-4 days from shipping date.

**Rush Shipping Fee** - Next Day Delivery orders charge is \$20 in addition to the carrier charges. Next Day Delivery orders must be placed by 2:00 p.m. MST to ensure overnight delivery.

**Returns** - All returns must be pre-approved by calling the IHS Customer Service Department at 1-800-854-7374 for information and assistance. There may be a 10% restocking fee. Special order items, electronic documents, and age-dated materials are non-returnable.

**Anexo 3**  
NORMA NFPA 780

# NFPA® 780

## Standard for the Installation of Lightning Protection Systems

2008 Edition



NFPA, 1 Batterymarch Park, Quincy, MA 02169-7471  
An International Codes and Standards Organization

Copyright National Fire Protection Association  
Printed in the United States of America  
No reproduction or networking permitted without license from NFPA

Licensee: Protona/SBC/14/001  
URL for Details: 06/12/2008 12:31:38 EDT

## ADDITIONAL NOTICES AND DISCLAIMERS

### Updating of NFPA Documents

Users of NFPA codes, standards, recommended practices, and guides should be aware that these documents may be superseded at any time by the issuance of new editions or may be amended from time to time through the issuance of Tentative Interim Amendments. An official NFPA document at any point in time consists of the current edition of the document together with any Tentative Interim Amendments and any Errata then in effect. In order to determine whether a given document is the current edition and whether it has been amended through the issuance of Tentative Interim Amendments or corrected through the issuance of Errata, consult appropriate NFPA publications such as the National Fire Codes® Subscription Service, visit the NFPA website at [www.nfpa.org](http://www.nfpa.org), or contact the NFPA at the address listed below.

### Interpretations of NFPA Documents

A statement, written or oral, that is not processed in accordance with Section 9 of the Regulations Governing Committee Projects shall not be considered the official position of NFPA or any of its Committees and shall not be considered to be, nor be relied upon as, a Formal Interpretation.

### Patents

The NFPA does not take any position with respect to the validity of any patent rights asserted in connection with any items which are mentioned in or are the subject of NFPA codes, standards, recommended practices, and guides, and the NFPA disclaims liability for the infringement of any patent resulting from the use of or reliance on these documents. Users of these documents are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility.

NFPA adheres to applicable policies of the American National Standards Institute with respect to patents. For further information contact the NFPA at the address listed below.

### Law and Regulations

Users of these documents should consult applicable federal, state, and local laws and regulations. NFPA does not, by the publication of its codes, standards, recommended practices, and guides, intend to urge action that is not in compliance with applicable laws, and these documents may not be construed as doing so.

### Copyrights

This document is copyrighted by the NFPA. It is made available for a wide variety of both public and private uses. These include both use, by reference, in laws and regulations, and use in private self-regulation, standardization, and the promotion of safe practices and methods. By making this document available for use and adoption by public authorities and private users, the NFPA does not waive any rights in copyright to this document.

Use of NFPA documents for regulatory purposes should be accomplished through adoption by reference. The term "adoption by reference" means the citing of title, edition, and publishing information only. Any deletions, additions, and changes desired by the adopting authority should be noted separately in the adopting instrument. In order to assist NFPA in following the uses made of its documents, adopting authorities are requested to notify the NFPA (Attention: Secretary, Standards Council) in writing of such use. For technical assistance and questions concerning adoption of NFPA documents, contact NFPA at the address below.

### For Further Information

All questions or other communications relating to NFPA codes, standards, recommended practices, and guides and all requests for information on NFPA procedures governing its codes and standards development process, including information on the procedures for requesting Formal Interpretations, for proposing Tentative Interim Amendments, and for proposing revisions to NFPA documents during regular revision cycles, should be sent to NFPA headquarters, addressed to the attention of the Secretary, Standards Council, NFPA, 1 Batterymarch Park, P.O. Box 9101, Quincy, MA 02269-9101.

For more information about NFPA, visit the NFPA website at [www.nfpa.org](http://www.nfpa.org).

Copyright © 2007 National Fire Protection Association®. All Rights Reserved.

**NFPA® 780**  
**Standard for the**  
**Installation of Lightning Protection Systems**  
**2008 Edition**

This edition of NFPA 780, *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems*, was prepared by the Technical Committee on Lightning Protection and acted on by NFPA at its June Association Meeting held June 5–7, 2007, in Boston, MA. It was issued by the Standards Council on July 26, 2007, with an effective date of August 15, 2007, and supersedes all previous editions.

This edition of NFPA 780 was approved as an American National Standard on August 15, 2007.

**Origin and Development of NFPA 780**

NFPA first adopted *Specifications for Protection of Buildings Against Lightning* in 1904. Revised standards were adopted in 1905, 1906, 1925, 1932, and 1937. In 1945, the NFPA Committee and the parallel ASA Committee on Protection Against Lightning were reorganized and combined under the sponsorship of NFPA, the National Bureau of Standards, and the American Institute of Electrical Engineers (now the IEEE). In 1946, NFPA acted to adopt Part III and in 1947 published a revised edition incorporating this part. Further revisions recommended by the Committee were adopted by NFPA in 1949, 1950, 1951, 1952, 1957, 1959, 1963, 1965, 1968, 1975, 1977, 1980, 1983, 1986, 1989, and 1992.

Commencing with the 1992 edition of the *Lightning Protection Code*, the NFPA numerical designation of the document was changed from NFPA 78 to NFPA 780.

With the issuance of the 1995 edition, the name of the document was changed from *Lightning Protection Code* to *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems*. This change was directed by the Standards Council in order to make the title more accurately reflect the document's content. In addition, the Council directed certain changes in the scope of the document in order to clarify that the document did not cover lightning protection installation requirements for early streamer emission systems or lightning dissipater array systems.

The 1997 edition of NFPA 780 incorporated editorial changes to make the document more user friendly.

In issuing this document, the Standards Council has noted that lightning is a stochastic, if not capricious, natural process. Its behavior is not yet completely understood. This standard is intended to provide requirements, within the limits of the current state of knowledge, for the installation of those lightning protection systems covered by the standard.

The 2000 edition of NFPA 780 was amended to provide requirements for open structures such as those found on golf courses. A 1998 lightning flash density chart replaced the 1972 lightning frequency isoceramic chart.

The 2004 edition of NFPA 780 reflected an extensive editorial revision of the standard to comply with the concurrent edition of the *NFPA Manual of Style for Technical Committee Documents*. These revisions included the addition of three administrative chapters at the beginning of the standard: "Administration," "Referenced Publications," and "Definitions." Five technical chapters followed the administrative chapters in the same sequence as in the 2000 edition. Other editorial revisions included the breakout of paragraphs with multiple requirements to individually numbered paragraphs for each requirement, the minimization of use of exceptions, the use of consistent headings for sections and section subdivisions, and reorganization to limit paragraph numbering to six digits. The International System of Units, commonly known as SI or metric, was used throughout the document. The appendixes were retained annexed and reordered in a more logical sequence.


NFPA and National Fire Protection Association are registered trademarks of the National Fire Protection Association, Quincy, Massachusetts, 02169.

Copyright © National Fire Protection Association  
 Provided by IHS under license with NFPA.  
 No reproduction or networking permitted without license from IHS.

License: Professional/RC014001  
 Not for Resale. 06/12/2008 12:31:38 EDT

## Contents

<b>Chapter 1 Administration</b> .....	780- 6	5.7 Guyed Structures .....	780-23
1.1 Scope .....	780- 6	5.8 Wind Turbines .....	780-24
1.2 Purpose .....	780- 6		
1.3 Listed, Labeled, or Approved Components .....	780- 6	<b>Chapter 6 Protection for Heavy-Duty Stacks</b> .....	780-24
1.4 Mechanical Execution of Work .....	780- 6	6.1 General .....	780-24
1.5 Maintenance .....	780- 6	6.2 Materials .....	780-24
1.6 Metric Units of Measurement .....	780- 6	6.3 Strike Termination Devices .....	780-24
		6.4 Conductors .....	780-24
		6.5 Fasteners .....	780-25
		6.6 Splices .....	780-25
<b>Chapter 2 Referenced Publications</b> .....	780- 6	6.7 Reinforced Concrete Stacks .....	780-25
2.1 General .....	780- 6	6.8 Bonding of Metal Bodies .....	780-25
2.2 NFPA Publications .....	780- 6	6.9 Grounding .....	780-25
2.3 Other Publications .....	780- 6	6.10 Metal Stacks .....	780-25
2.4 References for Excerpts in Mandatory Sections .....	780- 6	6.11 Metal Guy Wires and Cables .....	780-25
<b>Chapter 3 Definitions</b> .....	780- 6	<b>Chapter 7 Protection for Structures Containing Flammable Vapors, Flammable Gases, or Liquids That Can Give Off Flammable Vapors</b> .....	780-25
3.1 General .....	780- 6	7.1 Reduction of Damage .....	780-25
3.2 NFPA Official Definitions .....	780- 6	7.2 Fundamental Principles of Protection .....	780-26
3.3 General Definitions .....	780- 7	7.3 Protective Measures .....	780-26
		7.4 Protection of Specific Classes of Structures .....	780-28
<b>Chapter 4 Protection for Ordinary Structures</b> .....	780- 8		
4.1 General .....	780- 8	<b>Chapter 8 Protection for Watercraft</b> .....	780-29
4.2 Materials .....	780- 9	8.1 General .....	780-29
4.3 Corrosion Protection .....	780- 9	8.2 Materials .....	780-29
4.4 Mechanical Damage or Displacement .....	780-10	8.3 Strike Termination .....	780-29
4.5 Use of Aluminum .....	780-10	8.4 Conductors .....	780-29
4.6 Strike Termination Devices .....	780-10	8.5 Grounding .....	780-31
4.7 Zones of Protection .....	780-11		
4.8 Strike Termination Devices on Roofs .....	780-12	<b>Annex A Explanatory Material</b> .....	780-32
4.9 Conductors .....	780-15	<b>Annex B Principles of Lightning Protection</b> .....	780-36
4.10 Conductor Fasteners .....	780-17	<b>Annex C Explanation of Bonding Principles</b> .....	780-39
4.11 Masonry Anchors .....	780-17	<b>Annex D Inspection and Maintenance of Lightning Protection Systems</b> .....	780-41
4.12 Connector Finings .....	780-17	<b>Annex E Ground Measurement Techniques</b> .....	780-42
4.13 Grounding Electrodes .....	780-18	<b>Annex F Protection for Trees</b> .....	780-43
4.14 Common Grounding .....	780-19	<b>Annex G Protection for Picnic Grounds, Playgrounds, Ball Parks, and Other Open Places</b> .....	780-44
4.15 Concealed Systems .....	780-19	<b>Annex H Protection for Livestock in Fields</b> .....	780-44
4.16 Structural Steel Systems .....	780-20	<b>Annex I Protection for Parked Aircraft</b> .....	780-45
4.17 Metal Antenna Masts and Supports .....	780-20	<b>Annex J Reserved</b> .....	780-45
4.18 Surge Protection .....	780-20		
4.19 Metal Bodies .....	780-21		
4.20 Potential Equalization .....	780-22		
4.21 Bonding of Metal Bodies .....	780-22		
<b>Chapter 5 Protection for Miscellaneous Structures and Special Occupancies</b> .....	780-23		
5.1 General .....	780-23		
5.2 Masts, Spires, Flagpoles .....	780-23		
5.3 Grain-, Coal-, and Coke-Handling and Processing Structures .....	780-23		
5.4 Metal Towers and Tanks .....	780-23		
5.5 Air-Infused Structures .....	780-23		
5.6 Concrete Tanks and Silos .....	780-23		

 2008 Edition

Copyright National Fire Protection Association  
Provided by IHS under license with NFPA.  
No reproduction or advertising permitted without license from IHS.

Licensee: Petroleum & Chemical Industry  
URL: http://www.nfpa.org/standards  
NFPA 780-4, 2008 Edition (12/31/2008)



**NFPA 780**  
**Standard for the**  
**Installation of Lightning Protection Systems**  
**2008 Edition**

**IMPORTANT NOTE:** This NFPA document is made available for use subject to important notices and legal disclaimers. These notices and disclaimers appear in all publications containing this document and may be found under the heading "Important Notices and Disclaimers Concerning NFPA Documents." They can also be obtained on request from NFPA or viewed at [www.nfpa.org/disclaimers](http://www.nfpa.org/disclaimers).

**NOTICE:** An asterisk (\*) following the number or letter designating a paragraph indicates that explanatory material on the paragraph can be found in Annex A.

Changes other than editorial are indicated by a vertical rule beside the paragraph, table, or figure in which the change occurred. These rules are included as an aid to the user in identifying changes from the previous edition. Where one or more complete paragraphs have been deleted, the deletion is indicated by a bullet (•) between the paragraphs that remain.

A reference in brackets [ ] following a section or paragraph indicates material that has been extracted from another NFPA document. As an aid to the user, the complete title and edition of the source document for extracts in mandatory sections of the document are given in Chapter 2 and those for extracts in informational sections are given in Annex O. Editorial changes to extracted material consist of revising references to an appropriate division in this document or the inclusion of the document number with the division number when the reference is to the original document. Requests for interpretations or revisions of extracted text shall be sent to the technical committee responsible for the source document.

Information on referenced publications can be found in Chapter 2 and Annex O.

## Chapter 1 Administration

### 1.1 Scope.

1.1.1 This document shall cover traditional lightning protection system installation requirements for the following:

- (1) Ordinary structures
- (2) Miscellaneous structures and special occupancies
- (3) Heavy-duty stacks
- (4) Watercraft
- (5) Structures containing flammable vapors, flammable gases, or liquids that give off flammable vapors

1.1.2\* This document shall not cover lightning protection system installation requirements for the following:

- (1) Explosives manufacturing buildings and magazines
- (2) Electric generating, transmission, and distribution systems

1.1.3 This document shall not cover lightning protection system installation requirements for early streamer emission systems or charge dissipation systems.

1.2 **Purpose.** The purpose of this standard shall be to provide for the safeguarding of persons and property from hazards arising from exposure to lightning.

1.3 **Listed, Labeled, or Approved Components.** Where fittings, devices, or other components required by this standard are available as listed or labeled, such components shall be used.

1.4 **Mechanical Execution of Work.** Lightning protection systems shall be installed in a neat and workmanlike manner.

1.5\* **Maintenance.** Recommended guidelines for the maintenance of the lightning protection system shall be provided to the owner at the completion of installation.

1.6 **Metric Units of Measurement.** Metric units of measurement in this standard shall be in accordance with the modernized metric system known as the International System of Units (SI).

1.6.1 If a value for measurement as given in this standard is followed by an equivalent value in other units, the first stated value shall be the requirement.

1.6.2 A given equivalent value shall be approximate.

## Chapter 2 Referenced Publications

2.1 **General.** The documents or portions thereof listed in this chapter are referenced within this standard and shall be considered part of the requirements of this document.

2.2 **NFPA Publications.** National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, MA 02169-7471.

NFPA 70, *National Electrical Code*<sup>®</sup>, 2008 edition.

2.3 **Other Publications.**

*Merriam-Webster's Collegiate Dictionary*, 11th edition, Merriam-Webster, Inc., Springfield, MA, 2003.

2.4 **References for Extracts in Mandatory Sections.**

NFPA 70, *National Electrical Code*<sup>®</sup>, 2008 edition.

NFPA 115, *Standard for Laser Fire Protection*, 2005 edition.

## Chapter 3 Definitions

3.1 **General.** The definitions contained in this chapter shall apply to the terms used in this standard. Where terms are not defined in this chapter or within another chapter, they shall be defined using their ordinarily accepted meanings within the context in which they are used. *Merriam-Webster's Collegiate Dictionary*, 11th edition, shall be the source for the ordinarily accepted meaning.

3.2 **NFPA Official Definitions.**

3.2.1\* **Approved.** Acceptable to the authority having jurisdiction.

3.2.2\* **Authority Having Jurisdiction (AHJ).** An organization, office, or individual responsible for enforcing the requirements of a code or standard, or for approving equipment, materials, an installation, or a procedure.



2008 Edition

Copyright National Fire Protection Association  
 Printed in the United States of America  
 All reproduction or distribution is prohibited without written permission from NFPA.

License#P40000000000000000000  
 Not for resale 09/12/08 12:31:28 EDT

Table 4.1.1.1(A) Minimum Class I Material Requirements

Type of Conductor	Parameter	Copper		Aluminum	
		SI	U.S.	SI	U.S.
Air terminal, solid	Diameter	9.5 mm	¾ in.	12.7 mm	½ in.
Air terminal, subular	Diameter	15.9 mm	¾ in.	15.9 mm	¾ in.
Main conductor, cable	Wall thickness	0.8 mm	0.035 in.	1.03 mm	0.04 in.
	Size each strand		17 AWG		14 AWG
	Weight per length	278 g/m	187 lb/1000 ft	141 g/m	95 lb/1000 ft
	Cross section area	29 mm <sup>2</sup>	57,400 cir. mils	50 mm <sup>2</sup>	98,600 cir. mils
Bonding conductor, cable (solid or stranded)	Size each strand		17 AWG		14 AWG
	Cross section area		20,240 cir. mils		41,100 cir. mils
Bonding conductor, solid strip	Thickness	1.50 mm	0.051 in.	1.03 mm	0.04 in.
	Width	12.7 mm	½ in.	12.7 mm	½ in.
Main conductor, solid strip	Thickness	1.50 mm	0.051 in.	1.03 mm	0.04 in.
	Cross section area	29 mm <sup>2</sup>	57,400 cir. mils	50 mm <sup>2</sup>	98,600 cir. mils

Table 4.1.1.1(B) Minimum Class II Material Requirements

Type of Conductor	Parameter	Copper		Aluminum	
		SI	U.S.	SI	U.S.
Air terminal, solid	Diameter	12.7 mm	½ in.	15.9 mm	¾ in.
Main conductor, cable	Size each strand		15 AWG		15 AWG
	Weight per length	558 g/m	375 lb/1000 ft	285 g/m	190 lb/1000 ft
	Cross section area	58 mm <sup>2</sup>	115,000 cir. mils	97 mm <sup>2</sup>	192,000 cir. mils
Bonding conductor, cable (solid or stranded)	Size each strand		17 AWG		14 AWG
	Cross section area		20,240 cir. mils		41,100 cir. mils
Bonding conductor, solid strip	Thickness	1.50 mm	0.051 in.	1.03 mm	0.04 in.
	Width	12.7 mm	½ in.	12.7 mm	½ in.
Main conductor, solid strip	Thickness	1.03 mm	0.04 in.	2.01 mm	0.1020 in.
	Cross section area	58 mm <sup>2</sup>	115,000 cir. mils	97 mm <sup>2</sup>	192,000 cir. mils

**4.1.2 Roof Types and Pitch.** For the purpose of this standard, protection for the various roof types shall be as shown in Figure 4.1.2.

**4.1.2.1** Protection for a shed roof shall be as illustrated for the gable method in Figure 4.1.2.

**4.1.2.2** For purposes of this standard, roof pitches shall be as shown in Figure 4.1.2.2.

**4.2 Materials.** Protection systems shall be made of materials that are resistant to corrosion or protected against corrosion.

**4.2.1** Combinations of materials that form electrolytic couples of such a nature that, in the presence of moisture, corrosion is accelerated shall not be used.

**4.2.2** One or more of the materials in 4.2.2.1 through 4.2.2.3 shall be used.

**4.2.2.1 Copper.** Copper shall be of the grade required for commercial electrical work and shall be of 95 percent conductivity when annealed.

**4.2.2.2 Copper Alloys.** Copper alloy shall be as resistant to corrosion as copper.

**4.2.2.3 Aluminum.**

(A) Aluminum shall not be used where contact with the earth is possible or where rapid deterioration is possible.

(B) Conductors shall be of electrical grade aluminum.

**4.2.3** Copper lightning protection materials shall not be installed on or in contact with aluminum roofing, aluminum siding, or other aluminum surfaces.

**4.2.4** Aluminum lightning protection materials shall not be installed on or in contact with copper surfaces.

**4.3 Corrosion Protection.**

**4.3.1** Protection shall be provided against deterioration of lightning protection components due to local conditions.

**4.3.2** Copper components installed within 600 mm (24 in.) of the top of a chimney or vent emitting corrosive gases shall be protected by a hot-dipped lead or tin coating.

**4.3.3 Connectors and Fittings.**

**4.3.3.1** Connectors and fittings shall be compatible for use with the conductor and the surfaces on which they are installed.

**4.3.3.2** Bi-metallic connectors and fittings shall be used for splicing or bonding dissimilar metals.

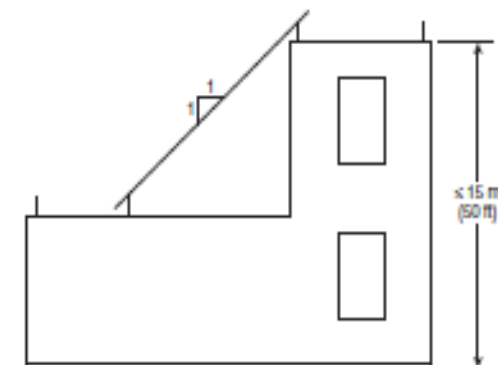


FIGURE 4.7.2.4(a) Lower Roof Protection for Buildings 15 m (50 ft) or Less in Height.

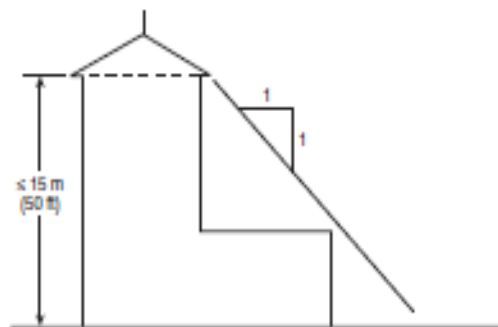


FIGURE 4.7.2.4(b) Lower Roof Protection Provided by Pitched Roof Buildings 15 m (50 ft) or Less in Height.

(A) Where the sphere is tangent to earth and resting against a strike termination device, all space in the vertical plane between the two points of contact and under the sphere shall be considered to be in the zone of protection.

(B) A zone of protection shall also be formed where such a sphere is resting on two or more strike termination devices and shall include the space in the vertical plane under the sphere and between those devices, as shown in Figure 4.7.5.1(B).

(C) All possible placements of the sphere shall be considered when determining the overall zone of protection using the rolling sphere method.

4.7.3.2\* For structure heights exceeding 40 m (150 ft) above earth or above a lower strike termination device, the zone of protection shall be the space in the vertical plane between the points of contact, and also under the sphere where the sphere is resting against a vertical surface of the structure and the lower strike termination device(s) or earth.

4.7.3.3 Figure 4.7.3.3 depicts the 40 m (150 ft) rolling sphere method for structures of selected heights up to 40 m (150 ft). Based on the height of the strike termination device for a protected structure being 7.6 m (25 ft), 15 m (50 ft), 23 m (75 ft), 30 m (100 ft), or 40 m (150 ft) above

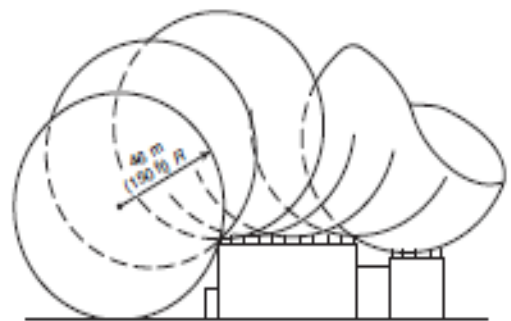


FIGURE 4.7.3.1(B) Zone of Protection Depicting a Rolling Sphere.

ground, reference to the appropriate curve shows the anticipated zone of protection for objects and roofs at lower elevations.

(A) The graph shows the projected distance ("horizontal distance") as measured radially from the protected structure.

(B) The horizontal distance thus determined shall apply only at the horizontal plane of the "height protected."

4.7.3.4 Under the rolling sphere method, the horizontal projected distance found geometrically by Figure 4.7.3.3 ("horizontal projected distance, m" or "horizontal projected distance, ft") also shall be permitted to be calculated using the following formula (units shall be consistent, m or ft):

$$d = \sqrt{h_1(2R - h_1)} - \sqrt{h_2(2R - h_2)}$$

where:

$d$  = horizontal projected distance

$h_1$  = height of the higher roof

$R$  = rolling sphere radius [40 m (150 ft)]

$h_2$  = height of the lower roof (top of the object)

4.7.3.4.1 Use of this formula shall be based on a 40 m (150 ft) striking distance.

4.7.3.4.2 For the formula to be valid, the sphere shall be either tangent to the lower roof or in contact with the earth, and in contact with the vertical side of the higher portion of the structure.

(A) In addition, the difference in height between the upper and lower roofs or earth shall be 40 m (150 ft) or less.

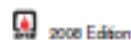
#### 4.8 Strike Termination Devices on Roofs.

##### 4.8.1 Pitched Roofs.

(A) Pitched roofs shall be defined as roofs having a span of 12 m (40 ft) or less and a pitch 1/8 or greater, and roofs having a span of more than 12 m (40 ft) and a pitch 1/4 or greater.

(B) All other roofs shall be considered gently sloping and are to be treated as flat.

4.8.2\* Location of Devices. As shown in Figure 4.8.2, the distance between strike termination devices and ridge ends on pitched roofs, or edges and outside corners of flat or gently sloping roofs, shall not exceed 0.6 m (2 ft).





**4.13.4.2** The ground ring electrode shall be a main-size lightning conductor.

#### 4.13.5\* Radials.

**4.13.5.1** A radial electrode system shall consist of one or more main-size conductors, each in a separate trench extending outward from the location of each down conductor.

**4.13.5.2** Each radial electrode shall be not less than 3.6 m (12 ft) in length and not less than 460 mm (18 in.) below grade and shall diverge at an angle not greater than 90 degrees.

#### 4.13.6\* Plane Electrode or Ground Plane Electrode.

**4.13.6.1** A ground plane or plane electrode shall have a minimum thickness of 0.8 mm (0.032 in.) and a minimum surface area of 0.18 m<sup>2</sup> (2 ft<sup>2</sup>).

**4.13.6.2** The ground plane electrode shall be buried not less than 460 mm (18 in.) below grade.

**4.13.7 Combinations.** Combinations of the grounding electrodes in Section 4.13 shall be permitted.

**4.13.8 Grounding Electrode Selection Criteria.** The site limitations and soil conditions shall determine the selection of the type or combinations of types of grounding electrodes used.

**4.13.8.1\* Shallow Topsoil.** The methods in 4.13.3 through 4.13.7 shall be used in shallow topsoil conditions where practicable.

**4.13.8.1.1** Where the methods described in 4.13.3 through 4.13.6 are found to be impractical due to topsoil depth less than 460 mm (18 in.), it shall be permitted to provide a ground terminal buried at the maximum depth of topsoil available.

**4.13.8.1.2** The ground terminal for shallow topsoil shall be either a ground ring electrode in accordance with 4.13.4 a minimum distance of 0.6 m (2 ft) from the foundation or exterior footing, radial(s) in accordance with 4.13.5, or a plane electrode in accordance with 4.13.6 a minimum distance of 0.6 m (2 ft) from the foundation or exterior footing. The ground ring electrode, radial(s), or plane electrode shall be buried at maximum depth of topsoil available.

**4.13.8.1.3** Where a method of 4.13.8.1.2 is impossible, radial(s) shall be permitted to be laid directly on bedrock a minimum distance of 3.6 m (12 ft) from the foundation or exterior footing. A ground ring electrode encircling the structure shall be permitted to be laid directly on bedrock a minimum distance of 0.6 m (2 ft) from the foundation or exterior footing.

**4.13.8.1.4** In those cases where the grounding conductor is laid directly on bedrock, the conductor shall be secured to the bedrock every 0.9 m (3 ft) by nailing, conductive cement, or a conductive adhesive to ensure electrical contact and protect against movement.

**4.13.8.2 Sandy Soil Conditions.** Because sandy or gravelly soil conditions are characterized by high soil resistivity, multiple grounding electrodes shall be used to augment the lightning grounding electrode system.

#### 4.14 Common Grounding.

**4.14.1\* General.** All grounding media and buried metallic conductors that can assist in providing a path for lightning currents in or on a structure shall be interconnected to provide a common ground potential.

**4.14.1.1** This interconnection shall include lightning protection, electric service, communications, and antenna system grounds, as well as underground metallic piping systems.

**4.14.1.2** Underground metallic piping systems shall include water service, well casings located within 7.6 m (25 ft) of the structure, gas piping, underground conduits, underground liquefied petroleum gas piping systems, and so on.

**4.14.1.3** Interconnection to a gas line shall be made on the customer's side of the meter.

**4.14.1.4** Main-size lightning conductors shall be used for interconnecting these grounding systems to the lightning protection system.

#### 4.14.2 Common Ground Bondings.

**4.14.2.1** Where electric, community antenna television (CATV), data, communications, or other systems are bonded to a metallic water pipe, only one connection from the lightning protection system to the water pipe system shall be required, provided the water pipe is electrically continuous between all systems.

**4.14.2.2** If the water pipe is not electrically continuous due to the use of plastic pipe sections or other reasons, the nonconductive sections shall be bridged with main-size conductors, or the connection shall be made at a point where electrical continuity is ensured.

#### 4.15 Concealed Systems.

##### 4.15.1 General.

**4.15.1.1** Requirements covering exposed systems also shall apply to concealed systems, except conductors shall be permitted to be coured under roofing materials, under roof framing, behind exterior wall facing, between wall sadding, in conduit chases, or embedded directly in concrete or masonry construction.

**4.15.1.2** Where a conductor is run in metal conduit, it shall be bonded to the conduit at the point where it enters the conduit, at the point where it emerges from the conduit, and at all locations where the conduit is not electrically continuous.

**4.15.2 Masonry Chimneys.** Chimney strike termination devices and conductors shall be permitted to be concealed within masonry chimneys or to be attached to the exterior of masonry chimneys and routed through the structure to concealed main conductors.

**4.15.3 Concealment in Steel-Reinforced Concrete.** Conductors or other components of the lightning protection system concealed in steel-reinforced concrete unless shall be connected to the reinforcing steel.

**4.15.3.1** Concealed down conductors shall be connected to the vertical reinforcing steel in accordance with 4.9.13.

**4.15.3.2** Roof conductors or other concealed horizontal conductor runs shall be connected to the reinforcing steel at intervals not exceeding 50 m (100 ft).

**4.15.4 Grounding Electrodes.** Grounding electrodes for concealed systems shall comply with Section 4.13.

**4.15.4.1\*** Grounding electrodes located under basement slabs or in crawl spaces shall be installed as near as practicable to the outside perimeter of the structure.

**6.4.2 Down Conductors.**

**6.4.2.1** No fewer than two down conductors shall be provided.

**6.4.2.2** Down conductors shall be as equally spaced as practicable around the stack and shall lead from the loop conductor at the top to grounding electrodes.

**6.4.2.3** Down conductors shall be interconnected within 3.0 m (12 ft) of the base by a loop conductor, preferably below grade.

**6.4.2.4** The down conductor also shall be interconnected with a loop conductor at intervals not exceeding 60 m (200 ft).

**6.4.2.5** Down conductors shall be protected from physical damage or displacement for a distance of not less than 2.4 m (8 ft) above grade.

**6.5 Fasteners.**

**6.5.1** Fasteners shall be of copper, bronze, or stainless steel.

**6.5.2** They shall be anchored to the stack by masonry anchors or lay-in attachments.

**6.5.3** The threaded shank of fasteners shall be not less than 12.7 mm (½ in.) diameter for air terminals and 10 mm (¾ in.) diameter for conductors.

**6.5.4** Vertical conductors shall be fastened at intervals not exceeding 1.2 m (4 ft), and horizontal conductors shall be fastened at intervals not exceeding 0.6 m (2 ft).

**6.6 Splices.** Splices in conductors shall be as few as practicable and shall be attached so as to withstand a pull test of 890 N (200 lb).

**6.6.1** All connections and splices shall be by bolting, brazing, welding, or high-compression connectors listed for the purpose.

**6.6.2** All connectors and splices shall make contact with the conductor for a distance not less than 38 mm (1½ in.), measured parallel to the axis of the conductor.

**6.7 Reinforced Concrete Stacks.**

**6.7.1** All reinforcing steel shall be made electrically continuous and bonded to each down conductor within 3.0 m (12 ft) of the top and base of the stack and at intervals not to exceed 60 m (200 ft).

**6.7.2** Tying or clipping of reinforcing steel shall be a permitted means of ensuring continuity.

**6.7.3** Clamps or welding shall be used for all connections to the reinforcing steel and to the down conductors.

**6.8 Bonding of Metal Bodies.** Bonding of metal bodies on a heavy-duty stack shall comply with the requirements of Sections 4.19, 4.20, and 4.21, and as described in this section.

**6.8.1 Potential Equalization.** Potential equalization shall be accomplished by 6.8.1.1 through 6.8.1.3.

**6.8.1.1 Ground Level of Stack.**

(A) All interior and exterior grounded media shall be interconnected by a loop conductor within 3.0 m (12 ft) of the base of the stack.

(B) This interconnection shall include, but not be limited to, lightning protection down conductors, conduits, piping, elevators, ladders, and breaching steel and reinforcing steel.

**6.8.1.2 Top Level of Stack.** All interior and exterior grounded media shall be interconnected within 3.0 m (12 ft) of the top of the stack.

**6.8.1.3 Intermediate Levels of Stack.** All interior and exterior vertical grounded media shall be interconnected at intervals not to exceed 60 m (200 ft).

**6.8.2 Isolated (Nongrounded) Protruding Metal Bodies.** Isolated (nongrounded) protruding metal bodies shall be bonded in accordance with 6.8.2.1 through 6.8.2.2.

**6.8.2.1 Exterior.** Isolated protruding metal bodies 45 m (150 ft) or more above the base and on the exterior of a stack are subject to a direct strike and shall be interconnected to the lightning protection system.

**6.8.2.1.1** Isolated protruding metal bodies shall include, but not be limited to, rest platforms, jib hoists, and other metal bodies protruding 460 mm (18 in.) or more from the column wall.

**6.8.2.2 Interior.** Isolated metal bodies on the interior of a reinforced steel stack or within the zone of protection on the exterior shall not be required to be connected to the lightning protection system.

**6.9\* Grounding.**

**6.9.1** A grounding electrode suitable for the soil conditions encountered shall be provided for each down conductor.

**6.9.2** Grounding electrodes shall be in accordance with Section 4.15, except ground rods shall be a copper-clad or stainless steel rod having a diameter of not less than 15 mm (¾ in.) and shall be at least 3 m (10 ft) in length.

**6.10 Metal Stacks.**

**6.10.1** Heavy-duty metal stacks having a metal thickness of 4.8 mm (¾ in.) or greater shall not require air terminals or down conductors.

**6.10.2** The metal stacks of 6.10.1 shall be grounded by at least two grounding electrodes as equally spaced as practicable around the stack.

**6.10.3** If the stack is an adjunct of a building or located within the sideflash distance, as determined by Sections 4.19, 4.20, and 4.21, it shall be interconnected to the lightning protection system on the building.

**6.10.4** If the stack is located within the perimeter of a protected building, two connections shall be made between the stack conductors and the nearest main building lightning conductors at or about the roof level.

**6.11 Metal Guy Wires and Cables.** Metal guy wires and cables used to support stacks shall be grounded at their lower ends.

## Chapter 7 Protection for Structures Containing Flammable Vapors, Flammable Gases, or Liquids That Can Give Off Flammable Vapors

**7.1 Reduction of Damage.****7.1.1\* Application.**

**7.1.1.1** This chapter shall apply to the protection of structures containing flammable vapors, flammable gases, or liquids that give off flammable vapors.

7.1.1.2 For the purpose of this chapter, the term *structure* shall apply to any outdoor vessel, tank, or other container where this material is contained.

7.1.2 Certain types of structures used for the storage of liquids that produce flammable vapors or used to store flammable gases are essentially self-protecting against damage from lightning strokes and shall need no additional protection.

7.1.2.1 Metallic structures that are electrically continuous, tightly sealed to prevent the escape of liquids, vapors, or gases; and of 4.8 mm (3/16 in.) thickness or greater to withstand direct strikes in accordance with 7.3.2 shall be considered to be inherently self-protecting.

7.1.2.2 Protection of other structures shall be achieved by the use of strike termination devices.

7.1.3\* Because of the nature of the contents of the structures considered in this chapter, extra precautions shall be taken.

7.1.4 In the structures covered in Chapter 7, a spark that would otherwise cause little or no damage might ignite the flammable contents and result in a fire or explosion.

**7.2 Fundamental Principles of Protection.** Protection of these structures and their contents from lightning damage shall require adherence to the principles of 7.2.1 through 7.2.5.

7.2.1 Liquids that give off flammable vapors shall be stored in essentially gas-tight structures.

7.2.2 Openings where flammable concentrations of vapor or gas escape to the atmosphere shall be closed or otherwise protected against the entrance of flame.

7.2.3 Structures and all appurtenances (e.g., gauge hatches, vent valves) shall be maintained in operating condition.

7.2.4 Flammable air-vapor mixtures shall be prevented, to the greatest possible extent, from accumulating outside such structures.

7.2.5 Potential spark gaps between conductive surfaces shall not be allowed at points where flammable vapors escape or accumulate.

## 7.3 Protective Measures.

### 7.3.1 Materials and Installation.

7.3.1.1 Conductors, strike termination devices, surge protection, and grounding connections shall be selected and installed in accordance with the requirements of Chapter 4 and as described in this chapter.

7.3.1.2 Overhead ground wire material shall be chosen to minimize corrosion from conditions at the site.

7.3.1.3 The overhead ground wire selected shall be sized in cross-sectional area to a main conductor and shall be self-supporting with minimum sag under all conditions.

7.3.1.4 The overhead ground wire shall be constructed of aluminum, copper, stainless steel, or protected steel such as copper-clad, aluminum-clad, lead-clad, or galvanized steel.

7.3.2 **Sheet Steel.** Sheet steel less than 4.8 mm (3/16 in.) in thickness shall not be relied upon as protection from direct lightning strokes.

### 7.3.3 Rods, Masses, and Overhead Ground Wires.

7.3.3.1 The zone of protection of a lightning protection mass shall be based on the striking distance of the lightning stroke.

7.3.3.2 Since the lightning stroke can strike any grounded object within the striking distance of the point from which final breakdown to ground occurs, the zone of protection shall be defined by a circular arc concave upward, shown in part (a) of Figure 7.3.3.2.

7.3.3.3 The radius of the arc is the striking distance, and the arc shall pass through the tip of the mass and be tangent to the ground.

7.3.3.4 Where more than one mass is used, the arc shall pass through the tips of adjacent masses, as shown in part (b) of Figure 7.3.3.2 and in Figure 7.3.3.4. The distance can be determined analytically for a 30 m (100 ft) striking distance with the following equation (units shall be consistent, m or ft):

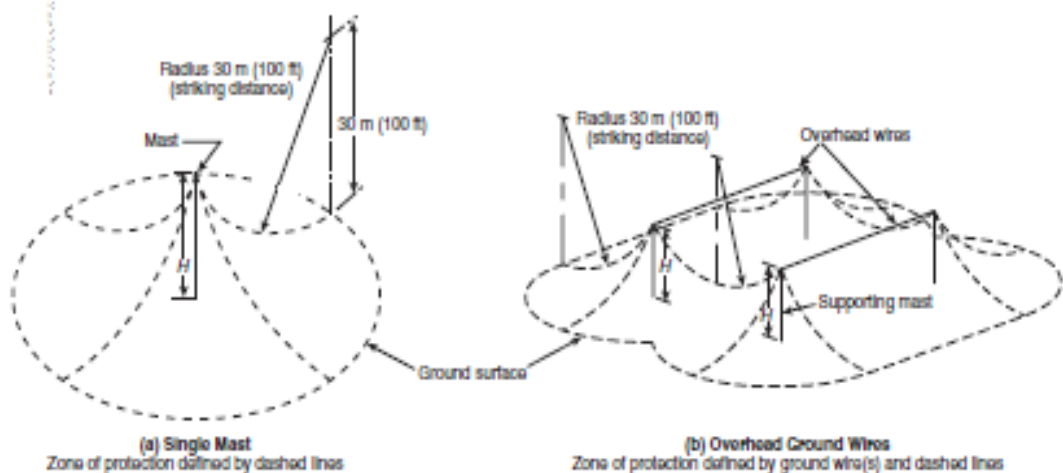


FIGURE 7.3.3.2 Single Mast Zone of Protection (a) and Overhead Ground Wires Zone of Protection (b).



2008 Edition

Copyright National Fire Protection Association  
 Provided by IHS under license with NFPA.  
 No reproduction or networking permitted without license from IHS.

License: NFPA045001-0001  
 Issued by: Research, 06/12/2008 12:31:38 MDT



$$d = \sqrt{h_1(2R - h_1)} - \sqrt{h_2(2R - h_2)}$$

where:

- $d$  = horizontal projected distance
- $h_1$  = height of the higher mass
- $R$  = rolling sphere radius [90 m (100 ft)]
- $h_2$  = height of the lower mass

7.3.3.5 The striking distance is related to the peak stroke current and thus to the severity of the lightning stroke; the greater the severity of the stroke, the greater the striking distance.

(A) In the vast majority of cases, the striking distance exceeds 90 m (100 ft).

(B) Accordingly, the zone based on a striking distance of 90 m (100 ft) is protected.

7.3.3.6 The zone of protection afforded by any configuration of masts or other elevated, conductive grounded objects shall be determined.

7.3.3.7 Overhead Ground Wire.

(A) The zone of protection of an overhead ground wire shall be based on a striking distance of 90 m (100 ft) and defined by 90 m (100 ft) radius arcs concave upward. [See part (b) of Figure 7.3.3.2.]

(B) The supporting masts shall have a clearance from the protected structure in accordance with 7.3.3.8.

7.3.3.8\* To prevent sideflashes, the minimum distance between a mast or overhead ground wire and the structure to be protected shall be not less than the bonding distance or side-flash distance.

(A) Sideflash distance from a mast shall be calculated from the following formula:

$$D = \frac{h}{6}$$

where:

- $D$  = sideflash distance from a mast
- $h$  = height of structure (or object being calculated)

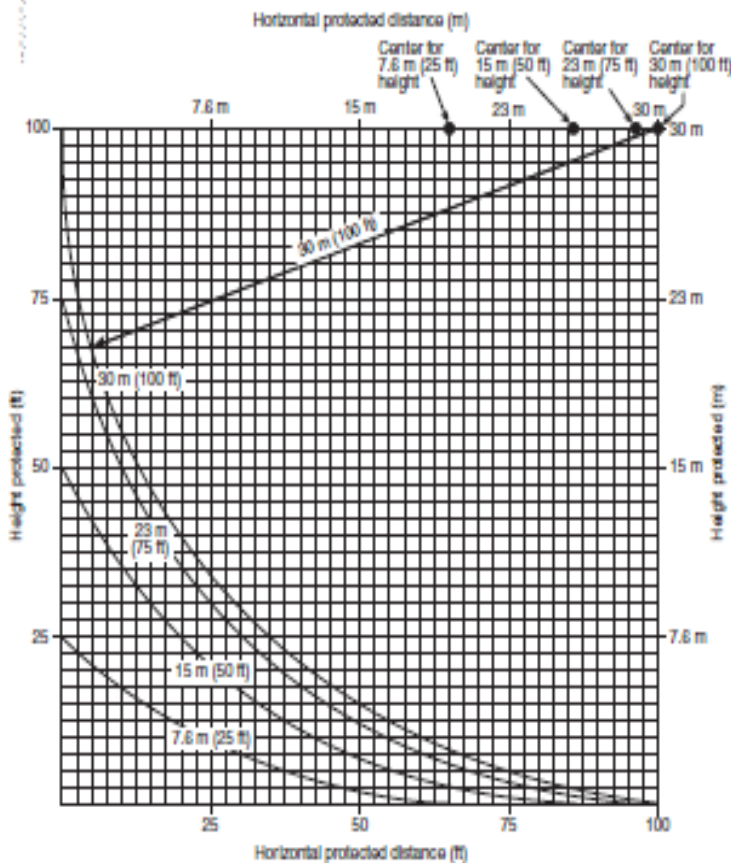


FIGURE 7.3.3.4 Zone of Protection — 90 m (100 ft) Utilizing Rolling Sphere Method.

- (B) Sideflash distance from a casenary shall be calculated as

$$D = \frac{l}{6n}$$

where:

- $D$  = sideflash distance from a casenary  
 $l$  = length of lightning protection conductor between its grounded point and the point being calculated  
 $n$  = 1 where there is a single overhead ground wire that exceeds 60 m (200 ft) in horizontal length  
 $n$  = 1.5 where there is a single overhead wire or more than one wire interconnected above the structure to be protected, such that only two down conductors are located greater than 6 m (20 ft) and less than 90 m (100 ft) apart  
 $n$  = 2.25 where there are more than two down conductors spaced more than 7.6 m (25 ft) apart within a 90 m (100 ft) wide area that are interconnected above the structure being protected

- (C) The mass or overhead ground wires shall be grounded and interconnected with the grounding system of the structure to be protected.

- (D) The grounding requirements of Chapter 4 shall apply.

#### 7.3.3.9 Alternate Grounding Methods.

- (A) Mass of wood, used either separately or with ground wires, shall have an air terminal extending at least 0.6 m (2 ft) above the top of the pole, attached to the pole as in Figure 7.3.3.9(A), and connected to the grounding system.

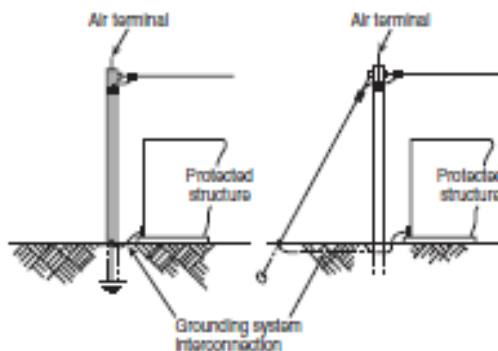


FIGURE 7.3.3.9(A) Alternate Grounding Methods for Overhead Ground Wire Protection.

- (B) As an alternative, an overhead ground wire or a down conductor, extending above or across the top of the pole, shall be permitted to be used.

- (C) In the case of an overhead ground wire system, the pole guy wire shall be permitted to be used as the down conductor, provided the guy meets the requirements of 7.3.1.

- (D) For grounded metallic mass, the air terminal and the down conductor shall not be required.

## 7.4 Protection of Specific Classes of Structures.

### 7.4.1 Aboveground Tanks at Atmospheric Pressure Containing Flammable Vapors or Liquids That Give Off Flammable Vapors.

**7.4.1.1 Fixed-Roof Tanks.** Metallic tanks with steel roofs of riveted, bolted, or welded construction, with or without supporting members, that are used for the storage of liquids that give off flammable vapors at atmospheric pressure shall be considered protected against lightning (inherently self-protecting) if the requirements of 7.4.1.1(A) through 7.4.1.1(E) are met.

- (A) All joints between metallic plates shall be riveted, bolted, or welded.

- (B) All pipes entering the tank shall be metallically connected to the tank at the point of entrance.

- (C) All vapor or gas openings shall be closed or provided with flame protection in locations where the stored stock produces a flammable air-vapor mixture under storage conditions.

- (D) The roof shall have a minimum thickness of 4.8 mm (3/16 in.).

- (E) The roof shall be welded, bolted, or riveted to the shell.

**7.4.1.2\* Floating-Roof Tanks.** Where floating roofs utilize hangers located within a vapor space, the roof shall be electrically bonded to the shoes of the seal through a direct electrical path at intervals not greater than 5 m (10 ft) on the circumference of the tank.

- (A) These shunts shall consist of flexible Type 302, 28-gauge [0.4 mm × 50 mm (3/16 in. × 2 in.)] wide stainless steel straps or the equivalent in current-carrying capacity and corrosion resistance.

- (B) The metallic shoe shall be maintained in contact with the shell and without openings (such as corrosion holes) through the shoe.

- (C) Tanks without a vapor space at the seal shall not require shunts at the seal.

- (D) Where metallic weather shields cover the seal, they shall maintain contact with the shell.

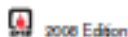
- (E) Where a floating roof is equipped with both primary and secondary seals, the space between the two seals could contain a vapor-air mixture within the flammable range; therefore, if the design of such a seal system incorporates electrically conductive materials and a spark gap exists within that space or could be created by roof movement, shunts shall be installed so that they directly contact the tank shell above the secondary seal.

- (F) The shunts shall be spaced at intervals not greater than 5 m (10 ft) and shall be constructed so that metallic contact is maintained between the floating roof and the tank shell in all operational positions of the floating roof.

**7.4.1.3 Metallic Tanks with Nonmetallic Roofs.** Metallic tanks with wooden or other nonmetallic roofs shall not be self-protecting, even if the roof is essentially gasight and sheathed with thin metal and with all gas openings provided with flame protection.

- (A) Such tanks shall be provided with strike termination devices.

- (B) Such strike termination devices shall be bonded to each other, to the metallic sheathing, if any, and to the tank shell.



2008 Edition

©2008 National Fire Protection Association  
 All rights reserved. No part of this document may be reproduced or transmitted in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and recording, or by any information storage and retrieval system, without permission in writing from NFPA.

NFPA Form 901 (2008) 12/31/08 M07

(C) Isolated metal parts shall be bonded as required by Section 4.19.

(D) Any of the following strike termination devices shall be permitted to be used: conducting mass, overhead ground wires, or a combination of mass and overhead ground wires.

#### 7.4.1.4 Grounding Tanks.

7.4.1.4.1 Tanks shall be grounded to conduct away the current of direct strokes and the buildup and potential that causes sparks to ground.

7.4.1.4.2 A metal tank shall be grounded by one of the following methods:

- (1) A tank shall be connected without insulated joints to a grounded metallic piping system.
- (2) A vertical cylindrical tank shall rest on earth or concrete and shall be at least 6 m (20 ft) in diameter, or shall rest on bluminous pavement and shall be at least 15 m (50 ft) in diameter.
- (3) A tank shall be bonded to ground through a minimum of two grounding electrodes, as described in Section 4.13, at maximum 30 m (100 ft) intervals along the perimeter of the tank.
- (4) A tank installation using an insulating membrane beneath for environmental or other reasons shall be grounded as in (3).

#### 7.4.2 Earthen Containers at Atmospheric Pressure Containing Flammable Vapors or Liquids That Give Off Flammable Vapors.

7.4.2.1 Lined or unlined earthen containers with combustible roofs that enclose flammable vapors or liquids that can give off flammable vapors shall be protected by air terminals, separate mass, overhead ground wires, or a combination of these devices.

7.4.2.2 Aboveground nonmetallic tanks shall be protected as described in 7.5.3.

## Chapter 8 Protection for Watercraft

8.1 **General.** The intent of this chapter shall be to provide lightning protection requirements for watercraft while in water.

8.1.1\* Lightning protection systems installed on watercraft shall be installed in accordance with the provisions of this chapter.

### 8.2 Materials.

#### 8.2.1 Corrosion.

8.2.1.1 The materials used in the lightning protection system shall be resistant to corrosion in a marine environment.

8.2.1.2 The use of combinations of metals that form detrimental galvanic couples shall be prohibited where they are likely to be in contact with water.

#### 8.2.2 Dissimilar Metals.

8.2.2.1 Copper conductors shall be tinned.

8.2.2.2 All copper conductors shall be of the grade required for commercial electrical work and shall have at least 95 percent of the conductivity of pure copper.

8.2.2.3 The use of conducting materials other than copper, such as aluminum, stainless steel, and bronze, shall be permitted provided they meet all requirements in this chapter.

8.2.2.4\* Carbon fiber composite (CFC) is not permitted to be used as a conductor in a lightning protection system.

### 8.3 Strike Termination.

#### 8.3.1\* Zone of Protection.

8.3.1.1 The zone of protection for watercraft shall be based on a striking distance of 30 m (100 ft).

8.3.1.2 The zone of protection afforded by any configuration of mass or other elevated conductive objects shall be determined graphically or mathematically, as shown in Figure 7.5.3.4 and Figure 8.3.1.2. The distance can be determined analytically for a 30 m (100 ft) striking distance with the following equation (units shall be consistent, m or ft):

$$d = \sqrt{h_1(2R - h_1)} - \sqrt{h_2(2R - h_2)}$$

where:

- $d$  = horizontal projected distance
- $h_1$  = height of strike termination device
- $R$  = rolling sphere radius [30 m (100 ft)]
- $h_2$  = height of object to be protected

#### 8.3.2 Strike Termination Devices.

8.3.2.1\* Strike termination devices shall meet the requirements of Section 4.6 and Table 4.1.1.1(A) and shall be so located and high enough to provide a zone of protection that covers the entire watercraft.

8.3.2.2 The devices shall be mechanically strong to withstand the roll and pitching action of the hull, as well as heavy weather.

8.3.2.3 Metallic fittings such as mass, handrails, stanchions, bimini tops, outriggers, flybridges, and dinghy davits shall be permitted as strike termination devices providing they meet the requirements of 8.3.2.1.

8.3.3 **Nonmetallic Mass.** A nonmetallic mass not within the zone of protection of a strike termination device shall be provided with at least one air terminal that meets the requirements of a strike termination device.

8.3.3.1 An air terminal shall extend a minimum of 254 mm (10 in.) above the mass.

8.3.3.2 The top of an air terminal shall be sufficiently high that all masthead fittings are below the surface of a 90 degree inverted cone with its apex at the top of the air terminal.

8.3.3.3 Multiple air terminals shall be permitted to give the required zone of protection comprising overlapping zones of protection as described in 8.3.3.2.

8.3.3.4 An air terminal shall be securely fastened to the mass and connected to a main conductor as described in 8.4.1.

### 8.4 Conductors.

#### 8.4.1 Main Conductor.

8.4.1.1\* A main conductor made of copper shall have a cross-sectional area of at least 21 mm<sup>2</sup> (0.033 in.<sup>2</sup>).

8.4.1.2 A main conductor made of aluminum shall have a cross-sectional area of at least 40 mm<sup>2</sup> (0.062 in.<sup>2</sup>).

8.4.1.3\* A conducting fitting constructed of metal other than copper or aluminum that neither contains electrical wiring nor connects conductors containing electrical wiring shall be



These fields are not as strong on flat surfaces as they are on edges and corners and consequently are less likely to be struck.

**B.3.2 Overview of Methods.** A “design method” is used to identify the most suitable locations for placing strike termination devices, based on the area of protection afforded by each one. There are two categories of “placement methods” as used in NFPA 780:

- (1) Purely geometrical constructions, such as the “cone of protection” or “protection angle” method.
- (2) Electrogeometric models (EGMs), in which empirical relationships for striking distance and lightning peak current are invoked. The most common example is the “rolling sphere method,” which is also partly a geometrical construction.

**B.3.2.1 Cone of Protection Protection Angle Method.** This method is based on the assumption that an air terminal or an elevated, grounded object creates an adjacent, conical space that is essentially immune to lightning. The concept of a cone of sufficient angle to define the protected zone has its roots in the very beginning of lightning protection studies. Although Franklin recognized a limit as to the range of the air terminal in the late 1700s, the concept was first formally proposed by the French Academy of Sciences in 1823 and initially used a base of twice the height (i.e., an angle of 63 degrees). By 1855, this angle was changed to 45 degrees due to field reports that the method was failing. Generally, this angle was preserved in standards for more than 100 years. In some standards today, a variable angle depending on the height of the structure is used. In addition, this protective angle can be increased when considering the placement of air terminals on the interior of large flat surfaces, due to the reduced electric field strength.

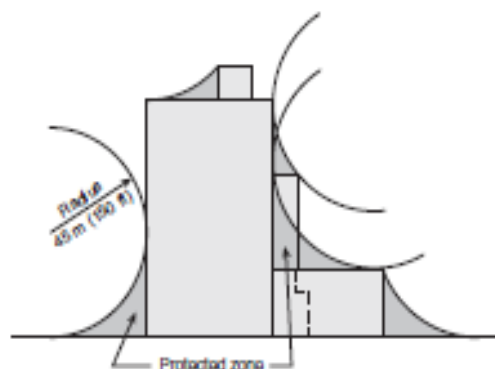
A cone of protection is limited; this is articulated by the requirements in Chapter 4.

**B.3.2.2 Rolling Sphere Method.** The rolling sphere method was incorporated into NFPA 780 in the 1980 edition. It originated from the electric power transmission industry (lightning strike attachments to phase and shield wires of lines) and is based on the simple electrogeometric model. To apply the method, an imaginary sphere is rolled over the structure. All surface contact points are deemed to require protection, while the unaffected surfaces and volumes are deemed to be protected, as shown in Figure B.3.2.2.

The physical basis for the rolling sphere method is the electrogeometric model. Consider a particular peak lightning current  $I_p$  (kA) and the corresponding striking distance  $d_s$  (m), where  $d_s = 10 I_p^{0.45}$ . For a typical peak current of 10 kA, the striking distance is approximately 45 m (150 ft). This is the distance at which a downward leader results in the initiation of an upward leader from the structure.

Note that a smaller striking distance (implying a lower peak current of the lightning event) results in a smaller sphere that can intrude upon the standard 45 m (150 ft) zone of protection. Thus, a more conservative design is to size the sphere using a lower lightning peak current. Lightning peak currents below 5 kA to 7 kA are not common. Ten kA peak current represents 91 percent of all lightning events.

The advantage of the rolling sphere method (RSM) is that it is relatively easy to apply, even to buildings with complicated shapes. However, since it is a simplification of the physical process of lightning attachment to a structure, it has some limitations. The main limitation is that it assigns an equal leader initiation ability to all contact points on the structure;



**FIGURE B.3.2.2** Lightning Protection Design Using the Rolling Sphere Method.

no account is taken of the influence of electric fields in initiating return streamers, so it does not distinguish between likely and unlikely lightning strike attachment points. In other words, for a given prospective peak stroke current, the striking distance  $d_s$  is a constant value. This simplification stems from the RSM's origins in the electrical power transmission industry, where there is considerable uniformity in the parameters of transmission lines (diameters, heights, etc.). In reality, lightning could preferentially strike the corner of a building rather than the vertical flat surface halfway down the side of the building. The same claims apply to the flat roof of a structure.

Some qualitative indication of the probability of strike attachment to any particular point can be obtained if the sphere is supposed to be rolled over the building in such a manner that its center moves at constant speed. Then the length of time that the sphere dwells on any point of the building gives a qualitative indication of the probability of that point being struck. Thus, for a simple rectangular building with a flat roof, the dwell time would be large at the corners and edges and small at any point on the flat part of the roof, correctly indicating a higher probability of the corners or edges being struck and a low probability that a point on the flat part of the roof will be struck.

Where the RSM is applied to a building of height greater than the selected sphere radius, the sphere touches the vertical edges on the sides of the building at all points above a height equal to the sphere radius. This indicates the possibility of strikes to the sides of the building and raises the question of the need for an air terminal network in these locations. Studies show that strikes to vertical edges on the sides of tall buildings do occur but are not very common. There are theoretical reasons for believing that only flashes with low  $I_p$  and consequently low  $d_s$  values are likely to be able to penetrate below the level of the roof of a building and strike the sides. Hence, the consequences of a strike to the sides of a building could result in damage of a minor nature. Unless there are specific reasons for side protection, as would be the case of a structure containing explosives, it is considered that the cost of side protection would not normally be justified.

#### B.4 Items to Consider When Planning Protection.

**B.4.1** The best time to design a lightning protection system for a structure is during the structure's design phase, and the best time to install the system can be during construction. Sys-



2008 Edition

Copyright National Fire Protection Association  
Provided by IRI under license with NFPA.  
No reproduction or distribution permitted without written consent from IRI.

License# PNFPA780-07-0001  
Issued for Review: 06/10/2008 12:31:38 EDT

necessary to equalize potentials by bonding grounded metal bodies to the lightning protection system.

Where installing (or modifying) lightning protection systems on existing structures, bonding of certain grounded metal bodies can present difficult installation problems due to the inaccessibility of building systems. Placement of conductors to avoid grounded metal bodies or increasing the number of down conductors to shorten the required bonding distances are options to overcome these problems.

**C.2 Potential Differences.** Figure C.2 illustrates the generation of potential differences between conductors of the lightning protection system and other grounded metal bodies and wires.

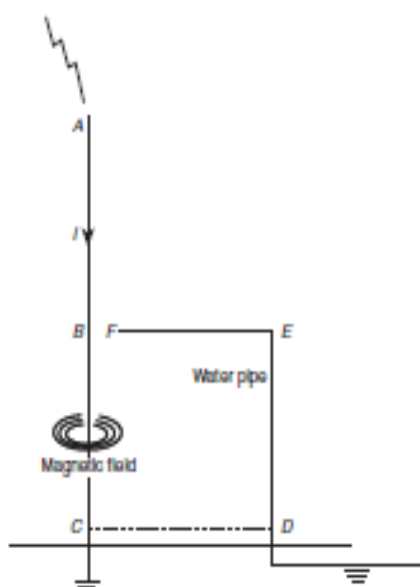


FIGURE C.2 The Magnetic Field Around a Conductor.

**C.2.1 Resistive Effects.** In the situation where conductor *C* is connected only to a grounding electrode and the water pipe is independently grounded, a large potential can exist between *B* and *F*. Assuming a resistance of 20  $\Omega$  between *C* and ground and a lightning current of 100,000 A, then Ohm's law (voltage = current  $\times$  resistance) indicates that a potential of 2 million volts exists on conductor *ABC*. Because no current is initially passing through the water pipe, its potential is zero volts. The difference of potential of 2 million volts between *B* and *F* is sufficient for a sideflash of over 1.8 m (6 ft). In order to reduce this potential to essentially zero, this standard requires equalization of potentials at ground level in accordance with 4.20.1. Such a bond is shown as *CD* in Figure C.2.

With bond *CD* in position, the resistance between *B* and *F* is essentially zero; hence during a lightning strike the potential at *B* due to the resistive effect is similar to that at *F*. Therefore, the resistive effect can be neglected for bonding purposes.

**C.2.2 Inductive Effects.** When a large current passes down the lightning conductor *ABC*, a magnetic field is generated in circular motion around the conductor as shown in Figure C.2. The

higher the lightning current, the higher the magnetic field. These magnetic field lines can be referred to as *magnetic flux*.

The loop *BCDEF* is intercepted by these lines of magnetic flux. The rate of change of the flux passing through this loop induces a voltage in the loop, creating a potential difference between *B* and *F*. This potential difference can be in the order of a few million volts, again causing a sideflash.

The bonding techniques described in this standard call for bonding the gaps over which high potentials exist, such as *BF*, in order to remove the spark and provide a safe path to ground for the current. The bonding-distance formulas are calculated from the laws of physics, making assumptions on the relevant lightning characteristics that influence the induced voltage. The assumptions for this standard are based on an extremely severe lightning current, thereby providing a bonding distance that is almost totally protective.

The voltage across the gap *BF* is related to the size of the loop *BCDEF* but dominantly to the height *BC* rather than the horizontal measure *CD*; hence the height *h* term is used in the formulas of 4.21.2. Equalizing the potentials at frequent heights in accordance with Section 4.20 also reduces the size of the loop *BCDEF*, thereby keeping the gap voltage to a controllable value that can be removed by simple bonding.

**C.2.3 Power and Communications Services.** One factor that is difficult to control is the problem related to power and communication lines entering the building. For all intents, such lines are at ground potential relative to the extremely high induced voltages. If the line *DEF* were such an electrical, telephone, power, or data line not bonded to ground, the voltage across the loop would be enhanced by the resistive effect described by Ohm's law as well as by the inductive effect. Hence, *BF* could soon approach breakdown. This would lead to sparks causing fire, as well as the obvious electrical, electronic, and human life problems. All such lines entering the building should have electrical bonding through surge protection as specified in Section 4.18, thereby reducing the resistive component and controlling dangerous sparking and damage. If just one wire, however, does not have such suppression devices, the dangers described still exist to the protected building and the electrical equipment. Table C.2.5 shows sample calculations.

**C.2.4 Reduction of Potential Difference.** In order to reduce the voltage across the gap *BF* so as to make bonding less necessary, it is possible to provide more down conductors. This standard requires down conductors every 30 m (100 ft) (see 4.9.10), but the number of down conductors, *n*, required in the bonding formulas of 4.21.2 is restricted. It can be shown theoretically for structures less than 18 m (60 ft) in height that for a series of planar down conductors spaced 15 m (50 ft) apart, *n* can be no larger than 1.5, and for a similar three-dimensional situation, *n* can be no larger than 2.25. These values of *n* also apply to the upper 18 m (60 ft) of a tall structure. As the lightning current passes into the lower portion of a tall structure, however, the value of *n* must be calculated on the assumption that the current flow down the structure is much more symmetrical through the down conductors. Using this assumption, for all but the upper 18 m (60 ft) of a structure the bonding distance can be calculated from a formula involving a larger value of *n*, as shown in 4.21.2.

**C.2.5 Sideflash.** Sideflashing can easily occur to grounded objects within the building. The intensity of the electric field in air is greater than that in concrete by approximately a factor of 2, allowing for a reduction of the sideflash distance through a wall cavity.



2008 Edition

Copyright National Fire Protection Association  
Provided by NFPA under license with NFPA.  
No reproduction or retransmission permitted without license from NFPA.

Licensee: Polaris/MGT/CSO1  
File No: Resale, 36122008 12/31/08-MGT



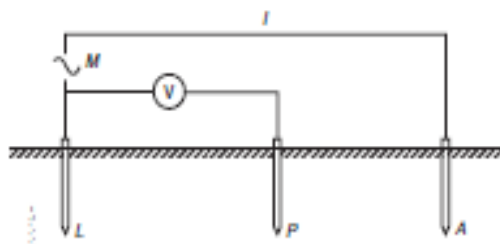


FIGURE E1.3 Measurement of Ground Resistance.

Three-point ground resistance-measuring equipment using these principles is relatively inexpensive and allows direct reading of  $R$ .

NOTE: The individual equipment manufacturer's recommended operational procedures should be used.

**E1.4** Variations in soil resistivity due to temperature and moisture fluctuations can affect the measured ground resistance. A good designer will measure ground resistance under average or high resistivity conditions in order to design a lightning protection system to function adequately.

If the building ground is complex in nature, the resistance of single ground rods can be measured and certain assumptions made. The average single ground rod resistance,  $R_m$ , must be multiplied by a factor depending on the number of lightning protection ground rods,  $n$ , spaced at least 10.7 m (35 ft) apart.

The total system ground resistance,  $R$ , can be calculated from the formula:

$$R = 1.1 \left( \frac{R_m}{n} \right)$$

where:

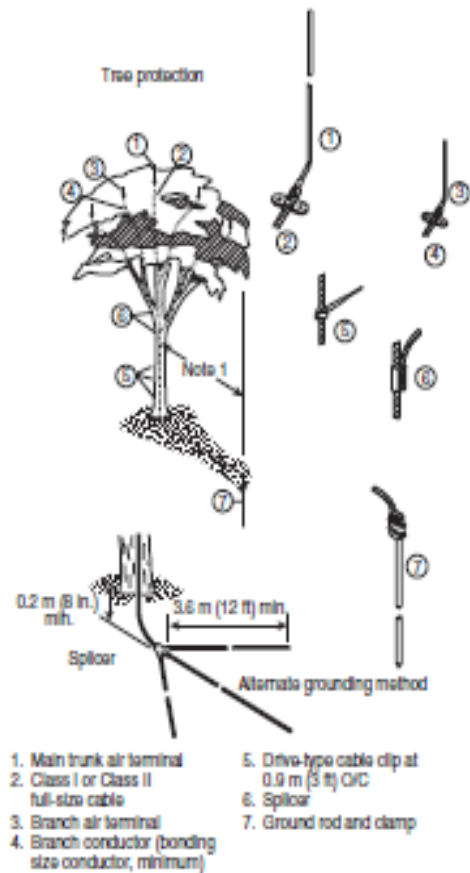
- $R$  = total system ground resistance
- $R_m$  = average single ground rod resistance
- $n$  = number of lightning protection ground rods

## Annex F Protection for Trees

*This annex is not a part of the requirements of this NFPA document but is included for informational purposes only.*

**F1 General.** Trees with trunks within 3 m (10 ft) of a structure or with branches that extend to a height above the structure should be equipped with a lightning protection system because of the danger of sideflash, fire, or overheating of the moisture in the tree, which could result in the splintering of the tree. It might be desirable to equip other trees with a lightning protection system because of a particular tree's value to the owner. Figure F.1 illustrates such protection.

Note that it should not be inferred that adding protection to a tree will ensure the safety of people seeking shelter under the tree during a thunderstorm. Possible sideflashes, step potential, and touch potentials could threaten the safety of people seeking shelter under trees even if the trees are protected.



1. Main trunk air terminal
2. Class I or Class II full-size cable
3. Branch air terminal
4. Branch conductor (bonding size conductor, minimum)
5. Drive-type cable clip at 0.9 m (3 ft) O/C
6. Splice
7. Ground rod and clamp

Note 1: Locate grounding electrode approximately at branch line to avoid root damage at least 3 m (10 ft) from trunk.  
 Note 2: Install cable loosely to allow for tree growth.  
 Note 3: Air terminal tip configurations can be sharp or blunt.

FIGURE E1 Protection for Trees.

## F2 Methods and Materials.

**F2.1 Conductors.** Conductors should conform to the requirements of Section 4.1.

**F2.2 Coursing of Conductors.** A single conductor should be run from the highest part of the tree along the trunk to a ground connection. If the tree is forked, branch conductors should be extended to the highest parts of the principal limbs. If the tree trunk is 0.9 m (3 ft) in diameter or larger, two down conductors should be run on opposite sides of the trunk and interconnected.

**F2.3 Air Terminals.** The conductors should be extended to the highest part of the tree, terminating with an air terminal.

**F2.4 Attachment of Conductors.** Conductors should be attached to the tree securely in such a way as to allow for swaying in the wind and growth without danger of breakage.

## Sequence of Events Leading to Issuance of an NFPA Committee Document

### Step 1: Call for Proposals

- Proposed new Document or new edition of an existing Document is entered into one of two yearly revision cycles, and a Call for Proposals is published.

### Step 2: Report on Proposals (ROP)

- Committee meets to act on Proposals, to develop its own Proposals, and to prepare its Report.
- Committee votes by written ballot on Proposals. If two-thirds approve, Report goes forward. Lacking two-thirds approval, Report returns to Committee.
- Report on Proposals (ROP) is published for public review and comment.

### Step 3: Report on Comments (ROC)

- Committee meets to act on Public Comments to develop its own Comments, and to prepare its report.
- Committee votes by written ballot on Comments. If two-thirds approve, Report goes forward. Lacking two-thirds approval, Report returns to Committee.
- Report on Comments (ROC) is published for public review.

### Step 4: Technical Report Session

- “Notices of intent to make a motion” are filed, are reviewed, and valid motions are certified for presentation at the Technical Report Session. (“Consent Documents” that have no certified motions bypass the Technical Report Session and proceed to the Standards Council for issuance.)
- NFPA membership meets each June at the Annual Meeting Technical Report Session and acts on Technical Committee Reports (ROP and ROC) for Documents with “certified amending motions.”
- Committee(s) vote on any amendments to Report approved at NFPA Annual Membership Meeting.

### Step 5: Standards Council Issuance

- Notification of intent to file an appeal to the Standards Council on Association action must be filed within 20 days of the NFPA Annual Membership Meeting.
- Standards Council decides, based on all evidence, whether or not to issue Document or to take other action, including hearing any appeals.

## Committee Membership Classifications

The following classifications apply to Technical Committee members and represent their principal interest in the activity of the committee.

- M** *Manufacturer*: A representative of a maker or marketer of a product, assembly, or system, or portion thereof, that is affected by the standard.
- U** *User*: A representative of an entity that is subject to the provisions of the standard or that voluntarily uses the standard.
- I/M** *Installer/Maintainer*: A representative of an entity that is in the business of installing or maintaining a product, assembly, or system affected by the standard.
- L** *Labor*: A labor representative or employee concerned with safety in the workplace.
- R/T** *Applied Research/Testing Laboratory*: A representative of an independent testing laboratory or independent applied research organization that promulgates and/or enforces standards.
- E** *Enforcing Authority*: A representative of an agency or an organization that promulgates and/or enforces standards.
- I** *Insurance*: A representative of an insurance company, broker, agent, bureau, or inspection agency.
- C** *Consumer*: A person who is, or represents, the ultimate purchaser of a product, system, or service affected by the standard, but who is not included in the *User* classification.
- SE** *Special Expert*: A person not representing any of the previous classifications, but who has a special expertise in the scope of the standard or portion thereof.

#### NOTES:

1. “Standard” connotes code, standard, recommended practice, or guide.
2. A representative includes an employee.
3. While these classifications will be used by the Standards Council to achieve a balance for Technical Committees, the Standards Council may determine that new classifications of members or unique interests need representation in order to foster the best possible committee deliberations on any project. In this connection, the Standards Council may make appointments as it deems appropriate in the public interest, such as the classification of “Utilities” in the National Electrical Code Committee.
4. Representatives of subsidiaries of any group are generally considered to have the same classification as the parent organization.

# NFPA Technical Committee Document Proposal Form

NOTE: All Proposals must be received by 5:00 pm EST/EDST on the published Proposal Closing Date.

For further information on the standards-making process, please contact the Codes and Standards Administration at 817-884-7248 or visit [www.nfpa.org/odes](http://www.nfpa.org/odes).

For technical assistance, please call NFPA at 1-888-344-3555.

FOR OFFICE USE ONLY

Log #: \_\_\_\_\_

Date Rec'd: \_\_\_\_\_

Please indicate in which format you wish to receive your ROP/ROC  electronic  paper  download  
(Note: If choosing the download option, you must view the ROP/ROC from our website; no copy will be sent to you.)

Date April 1, 200X Name John J. Doe Tel. No. 716-555-1234

Company Air Canada Pilot's Association

Street Address 123 Summer Street Lane City Lewiston State NY Zip 14092

Please indicate organization represented (if any) \_\_\_\_\_

1. (a) NFPA Document Title National Fuel Gas Code NFPA No. & Year 54, 200X Edition

(b) Section/Paragraph 3.3

2. Proposal Recommends (check one):  new text  revised text  deleted text

3. Proposal (Include proposed new or revised wording, or identification of wording to be deleted): [Note: Proposed text should be in legislative format; i.e., use underscore to denote wording to be inserted (inserted wording) and strike-through to denote wording to be deleted (~~deleted wording~~).]

Revise definition of effective ground-fault current path to read:

3.3.78 Effective Ground-Fault Current Path. An intentionally constructed, permanent, low impedance electrically conductive path designed and intended to carry underground electric fault current conductors from the point of a ground fault on a wiring system to the electrical supply source.

4. Statement of Problem and Substantiation for Proposal: (Note: State the problem that would be resolved by your recommendation; give the specific reason for your Proposal, including copies of tests, research papers, fire experience, etc. If more than 200 words, it may be abstracted for publication.)

Change uses proper electrical terms.

## 6. Copyright Assignment

(a)  I am the author of the text or other material (such as illustrations, graphs) proposed in this Proposal.

(b)  Some or all of the text or other material proposed in this Proposal was not authored by me. Its source is as follows: (please identify which material and provide complete information on its source):

ABC Co.

I agree that any material that I author, either individually or with others, in connection with work performed by an NFPA Technical Committee shall be considered to be works made for hire for the NFPA. To the extent that I retain any rights in copyright as to such material, or as to any other material authored by me that I submit for the use of an NFPA Technical Committee in the drafting of an NFPA code, standard, or other NFPA document, I hereby grant and assign all and full rights in copyright to the NFPA. I further agree and acknowledge that I acquire no rights in any publication of the NFPA and that copyright and all rights in materials produced by NFPA Technical Committees are owned by the NFPA and that the NFPA may register copyright in its own name.

Signature (Required) \_\_\_\_\_

PLEASE USE SEPARATE FORM FOR EACH PROPOSAL • NFPA Fax: (817) 770-3600

Mail to: Secretary, Standards Council, National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, MA 02169-7471

6/8/2007