

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**DESARROLLO DE UN SISTEMA DE CONTROL Y  
ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD PARA TANQUES EN  
SERVICIO UTILIZADOS POR PETROPRODUCCIÓN APLICANDO  
ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO**

**CARLOS ANDRES LLERENA NÚÑEZ**

**DIRECTOR: ING. MIGUEL VILLACRÉS**

**QUITO, NOVIEMBRE - 2006**

## **CERTIFICACIÓN**

**CERTIFICO QUE BAJO MI DIRECCIÓN, EL PRESENTE TRABAJO FUE  
REALIZADO POR EL SEÑOR CARLOS ANDRÉS LLERENA NÚÑEZ**

-----  
**ING. MIGUEL VILLACRÉS  
DIRECTOR DE PROYECTO**

## **DEDICATORIA**

**A DIOS, MIS PADRES, HERMANOS  
Y FAMILIARES POR SU CONSTANTE E  
INCONDICIONAL APOYO EN MI FORMACIÓN**

## **DECLARACION**

Yo, Carlos Andrés Llerena Núñez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado 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 Escuela Politécnica Nacional según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

-----  
**Carlos Andrés Llerena Núñez**

## **AGRADECIMIENTO:**

A Dios,  
por darme la sabiduría y fuerzas  
para cumplir todas mis metas

A la Escuela Politécnica Nacional,  
que por intermedio de la Facultad de Ingeniería Mecánica  
y sus docentes, supo impartirme los conocimientos  
necesarios que servirán para el desarrollo de nuestro país

A los profesores y profesionales,  
que dirigieron y colaboraron en el desarrollo de esta investigación, especialmente  
al Ing. Miguel Villacrés así como también a la prestigiosa empresa  
Petroproducción por su apoyo.

## RESUMEN

A través del presente documento se desarrolla un estudio para la implementación de un sistema de control y aseguramiento de la calidad para tanques de almacenamiento de hidrocarburos en donde se describen diferentes procedimientos de inspección técnica utilizando ensayos no destructivos.

Se describen los principales modos de falla, prácticas y procedimientos de inspección, criterios de evaluación y puntos críticos a verificar en componentes fabricados de acuerdo a API 650 y 653.

Los diferentes procedimientos están basados en los requerimientos establecidos en las normas relacionadas con este tipo de instalaciones, así como, con la aplicación de conocimientos ingenieriles acumulados y aportados por el personal que se dedica a este tipo de actividad.

Se incluyen métodos y procedimientos para evaluar, en función de los resultados de las inspecciones, la integridad de los componentes para la continuidad en servicio. Fundamentalmente en lo referido a evaluación de vida remanente, mínimo espesor requerido para el caso de pérdida de espesor por corrosión localizada o generalizada, análisis de posibilidad de fractura frágil, efectos de la temperatura, distorsiones dimensionales y cambios de máxima presión de trabajo admisible.

Se pretende que con el estudio desarrollado, se tenga información que sirva para todas las empresas que manipulan este tipo de tanques especialmente a Petroproducción que posee un número considerable de ellos, de manera que se pueda asegurar la correcta operación de los mismos, logrando una máxima eficiencia y seguridad.

Finalmente, cabe recalcar que es de suma importancia poseer un documento de este tipo en lo que se refiere a tanques de almacenamiento, ya que estas instalaciones además de ser muy costosas, almacenan sustancias que requieren

de absoluto cuidado por lo que representan económicamente y por el alto riesgo que pueden causar en caso de algún accidente.

## ÍNDICE GENERAL

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	17
<b>ANTECEDENTES</b> .....	21
<b>OBJETIVO DE LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE CONTROL Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS</b> .....	22
<b>CAPITULO I</b> .....	24
<b>TANQUES EN LA INDUSTRIA PETROLERA</b> .....	24
<b>1.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	24
<b>1.2. DEFINICION DE TANQUES EN LA INDUSTRIA PETROLERA</b> .....	25
<b>1.2.1. TANQUES DE ACERO</b> .....	26
<b>1.2.2. TANQUES PEQUEÑOS DE ACERO GALVANIZADO</b> .....	26
<b>1.2.3. TANQUES EMPERNADOS</b> .....	27
<b>1.2.4. TANQUES SOLDADOS</b> .....	28
<b>1.2.5. TANQUES DE ACERO REMACHADO DE TECHO CÓNICO</b> .....	29
<b>1.2.6. TANQUES REMACHADOS DE ACERO CON SELLO DE AGUA</b> .....	30
<b>1.2.7. TANQUES DE TECHO FLEXIBLE</b> .....	30
<b>1.2.8. TANQUES DE CONO RADIAL</b> .....	31
<b>1.2.9. TANQUES DE ACERO DE TECHOS FLOTANTES</b> .....	32
<b>1.2.10. TANQUES ESFÉRICOS Y ESFEROIDALES</b> .....	33
<b>1.3. ELEMENTOS QUE INTEGRAN LOS TANQUES</b> .....	34
<b>1.3.1. CUERPO</b> .....	34
<b>1.3.2. FONDO</b> .....	34
<b>1.3.3. TECHO</b> .....	34
<b>1.3.4. ACCESORIOS DEL TANQUE</b> .....	35
<i>1.3.4.1. Compuertas de limpieza</i> .....	37
<i>1.3.4.2. Entrada para hombre o bocas de visita (shell manholes)</i> .....	37
<i>1.3.4.3. Otros Accesorios</i> .....	37
<i>1.3.4.4. Ventilás</i> .....	38
<i>1.3.4.5. Drenajes</i> .....	39
<i>1.3.4.6. Medidores de flotación</i> .....	39
<i>1.3.4.7. Base de hormigón</i> .....	39
<i>1.3.4.8. Boca de sondeo</i> .....	39
<i>1.3.4.9. Serpentín de calefacción</i> .....	39

1.3.4.10. Agitadores.....	39
1.3.4.11. Cubeto.....	40
1.3.4.12. Membrana solidaria .....	40
1.3.4.13. Techo flotante interno.....	40
1.3.4.14. Pontones .....	41
1.3.4.15. Membranas .....	41
1.3.4.16. Sellos.....	41
1.3.4.17. Drenaje del techo flotante exterior.....	43
1.3.4.18. Sistema contra incendios .....	44
<b>1.4. TANQUES QUE OPERA PETROPRODUCCION .....</b>	<b>44</b>
<b>1.5. NORMAS APLICABLES PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E INSPECCIÓN DE TANQUES EN FUNCIONAMIENTO .....</b>	<b>46</b>
1.5.1. API STANDARD 650, WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.....	47
1.5.2. API STANDARD 12-B BOLTED PRODUCTION TANKS .....	47
1.5.3. API STANDARD 653 TANK INSPECTION, REPAIR, ALTERATION AND RECONSTRUCTION .....	48
1.5.4. ASME SECTION V; NONDESTRUCTIVE EXAMINATION.....	48
1.5.5. RECOMMENDED PRACTICE ASNT TC- 1A.....	49
<b>1.6. DEFINICIÓN DE REQUERIMIENTOS DE INSPECCION .....</b>	<b>49</b>
1.6.1. GENERALIDADES .....	49
1.6.2. REFERENCIAS .....	49
1.6.3. RESPONSABILIDADES.....	50
1.6.4. HISTORIAL DEL EQUIPO .....	50
1.6.5. PERSONAL .....	50
1.6.6. EXAMINACIÓN .....	50
1.6.7. CERTIFICACIÓN .....	51
1.6.8. INSPECCIÓN TÉCNICA EN CONSTRUCCIÓN DE TANQUES NUEVOS. ....	52
1.6.9. INSPECCIÓN TÉCNICA EN REPARACIÓN DE TANQUES.....	53
1.6.10. INSPECCIÓN TÉCNICA DE TANQUES DE OPERACIÓN: .....	54
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>55</b>
<b>INSPECCION VISUAL GENERAL DE TANQUES .....</b>	<b>55</b>
2.1. INTRODUCCION .....	55
2.2. INSPECCIÓN VISUAL .....	56
2.3. INSPECCIONES DESDE AFUERA DEL TANQUE.....	57

<b>2.3.1. INSPECCIONES EN SERVICIO</b> .....	57
<b>2.4. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION VISUAL</b> .....	58
<b>2.4.1. OBJETIVO</b> .....	58
<b>2.4.2. ALCANCE</b> .....	59
<b>2.4.3. DEFINICIÓN</b> .....	59
<b>2.4.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	59
<b>2.4.5. AVERÍAS TÍPICAS DETECTADAS MEDIANTE INSPECCIONES VISUALES</b> .....	59
<b>2.4.6. FACTORES QUE AFECTAN LA INSPECCIÓN VISUAL</b> .....	59
<b>2.4.7. SEGURIDAD</b> .....	60
<b>2.4.8. EL PROCESO DE INSPECCIÓN VISUAL</b> .....	61
<i>2.4.8.1. Inspección visual, generalidades</i> .....	61
<i>2.4.8.2. Inspección visual de la estructura de un tanque</i> .....	62
<i>2.4.8.3. Inspección Visual para Detectar Corrosión</i> .....	63
<i>2.4.8.4. Material contenido en el procedimiento de inspección visual</i> .....	64
<i>2.4.8.5. Actividades aplicables a todas las inspecciones visuales</i> .....	64
<i>2.4.8.6. Cuatro niveles de inspección visual</i> .....	66
<i>2.4.8.7. Ayudas para la inspección visual</i> .....	66
<i>2.4.8.8. Actividades del procedimiento de inspección visual</i> .....	67
<b>CAPITULO III</b> .....	71
<b>INSPECCION INTEGRAL DE PLANCHAS Y SISTEMAS DE TUBERÍAS</b> .....	71
<b>3.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	71
<b>3.2. OBJETIVO</b> .....	71
<b>3.3. ALCANCE</b> .....	72
<b>3.4. DOCUMENTOS DE REFERENCIA</b> .....	72
<b>3.4.1. NORMAS ASTM</b> .....	72
<b>3.4.2.NORMAS API</b> .....	72
<b>3.5. RESPONSABILIDADES</b> .....	73
<b>3.6. DESARROLLO DE LA INSPECCIÓN</b> .....	74
<b>3.6.1. RESUMEN DE LA PRÁCTICA</b> .....	74
<b>3.6.2. SIGNIFICADO Y USO</b> .....	74
<b>3.6.3. REQUISITOS PRELIMINARES DEL EQUIPO</b> .....	75
<i>3.6.3.1. Equipo electrónico</i> .....	75
<i>3.6.3.2. Unidades de exploración</i> .....	76
<b>3.7. BLOQUES DE CALIBRACION</b> .....	76

<b>3.8. CALIBRACIÓN DEL INSTRUMENTO</b> .....	76
<b>3.9. GENERALIDADES</b> .....	79
<b>3.10. RIESGOS TÉCNICOS</b> .....	79
<b>3.11. ACCESORIOS Y EQUIPOS APLICABLES</b> .....	80
<b>3.12. DESARROLLO DE LA PRACTICA</b> .....	81
<b>3.13. ELABORACIÓN DEL INFORME</b> .....	83
<b>3.14. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO</b> .....	83
<b>3.15. REGISTROS</b> .....	89
<b>CAPITULO IV</b> .....	90
<b>PROCEDIMIENTO DE INSPECCION POR RADIOGRAFIA INDUSTRIAL PARA TANQUES</b> .....	90
<b>4.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	90
<b>4.2. SOLDADURAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO</b> .....	91
<b>4.2.1. JUNTAS VERTICALES DEL CUERPO</b> . .....	91
<b>4.2.2. JUNTAS HORIZONTALES</b> .....	92
<b>4.2.3. SOLDADURA DEL FONDO</b> .....	92
<b>4.2.4. JUNTAS DE LA PLACA ANULAR DEL FONDO</b> .....	93
<b>4.2.5. JUNTA DEL CUERPO-FONDO</b> .....	93
<b>4.2.6. JUNTAS PARA ANILLOS ANULARES</b> . .....	94
<b>4.2.7. JUNTAS DEL TECHO Y PERFIL DE CORONAMIENTO</b> . .....	95
<b>4.3. OBJETIVO</b> .....	97
<b>4.4. REFERENCIAS</b> .....	97
<b>4.5. RESPONSABILIDADES</b> .....	97
<b>4.6. MATERIAL A SER EXAMINADO</b> .....	98
<b>4.7. TIPO DE EQUIPOS A UTILIZAR</b> .....	98
<b>4.8. MAXIMA DIMENSION DE LA FUENTE</b> .....	99
<b>4.9. TIPO DE FILME</b> .....	99
<b>4.10. PANTALLAS INTENSIFICADORAS</b> .....	99
<b>4.11. PREPARACION DE LA SUPERFICIE</b> .....	100
<b>4.12. ARREGLO DE LA EXPOSICION</b> .....	100
<b>4.13. TRASLAPE:</b> .....	102
<b>4.14. LOCALIZACION DE LAS MARCAS</b> .....	102
<b>4.15. DENSIDAD</b> .....	103
<b>4.16. SELECCIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD (IQI)</b> .....	104
<b>4.17. PRODUCCION DE LAS RADIOGRAFÍAS</b> .....	105

<b>4.18. SISTEMAS DE IDENTIFICACION .....</b>	<b>105</b>
<b>4.19. EQUIPOS DE VISION DE FILMES (NEGATOSCOPIOS).....</b>	<b>107</b>
<b>4.20. PROTECCION DE LA RADIACIÓN .....</b>	<b>107</b>
<b>4.21. LABORATORIO DE RADIOGRAFIA .....</b>	<b>107</b>
<b>4.22. PROCESADO DEL FILME.....</b>	<b>108</b>
<b>4.23. REQUERIMIENTOS SUPLEMENTARIOS .....</b>	<b>111</b>
<b>4.23.1. EXAMINACIÓN .....</b>	<b>111</b>
<b>4.23.2. DIRECCIÓN DE RADIACIÓN: .....</b>	<b>112</b>
<b>4.23.3. SELECCIÓN DE LOS IQI.....</b>	<b>112</b>
<b>4.23.4. USO DE LOS IQI PARA MONITOREAR LA EXAMINACIÓN RADIOGRÁFICA. ....</b>	<b>113</b>
<b>4.23.5. EVALUACIÓN.....</b>	<b>114</b>
<b>4.23.6. LIMITACIONES DE LA PENUMBRA GEOMÉTRICA.....</b>	<b>115</b>
<b>4.24. PRUEBA CON CAJA DE VACIO .....</b>	<b>116</b>
<b>4.25. REGISTRO DE RESULTADOS .....</b>	<b>117</b>
<b>4.26. METODO DE EVALUACION .....</b>	<b>117</b>
<b>4.27. CRITERIOS DE ACEPTACION Y RECHAZO .....</b>	<b>117</b>
<b>4.28. REPORTE DE RESULTADOS .....</b>	<b>119</b>
<b>4.29. CALIFICACION DEL PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>119</b>
<b>4.30. RECALIFICACION O REVISION DEL PROCEDIMIENTO .....</b>	<b>120</b>
<b>INSPECCION DE ESPESORES DE RECUBRIMIENTOS .....</b>	<b>121</b>
<b>5.1. OBJETIVO.....</b>	<b>121</b>
<b>5.2. ALCANCE .....</b>	<b>121</b>
<b>5.3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA .....</b>	<b>121</b>
<b>5.4. RESPONSABILIDADES.....</b>	<b>121</b>
<b>5.5. EQUIPOS .....</b>	<b>124</b>
<b>5.6. CALIBRACION , VERIFICACION Y PROCEDIMIENTO DE MEDICION.....</b>	<b>125</b>
<b>5.6.1. MEDICIONES DE SPOT.....</b>	<b>125</b>
<b>5.7. NUMERO DE MEDICIONES REQUERIDAS PARA CONFORMIDAD CON LA ESPECIFICACION DE ESPESORES .....</b>	<b>125</b>
<b>5.7.1. NÚMERO DE MEDICIONES .....</b>	<b>125</b>
<b>5.8. DEFINICIONES DEL MEDIO.....</b>	<b>126</b>
<b>5.9. ESPESORES ESPECIFICADOS.....</b>	<b>126</b>
<b>5.9.1. ESPESOR MÍNIMO .....</b>	<b>126</b>

<b>5.9.2. ESPESOR MÁXIMO</b> .....	126
<b>5.10. VARIACIONES EN MEDICIONES - 80% DEL MINIMO / 120% DEL MAXIMO</b> .....	127
<b>5.11. ACTIVIDADES</b> .....	127
<b>5.11.1. GENERALES</b> .....	127
<b>5.11.2. ESPECIFICAS</b> .....	128
<b>5.12. RECOMENDACIONES</b> .....	129
<b>CAPITULO VI</b> .....	130
<b>INSPECCION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA Y CONEXIONES A TIERRA</b> .....	130
<b>6.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	130
<b>6.2. OBJETIVO</b> .....	131
<b>6.3. ALCANCE</b> .....	131
<b>6.4. CAMPO DE APLICACIÓN</b> .....	131
<b>6.5. DEFINICIONES</b> .....	132
<b>6.5.1. ÁNODO.</b> .....	132
<b>6.5.2. ÁNODO GALVÁNICO O DE SACRIFICIO.</b> .....	132
<b>6.5.3. CÁTODO.</b> .....	132
<b>6.5.4. CORROSIÓN.</b> .....	132
<b>6.5.5. CAJA DE UNIÓN.</b> .....	132
<b>6.5.6. ELECTROLITO.</b> .....	133
<b>6.5.7. JUNTA DE AISLAMIENTO.</b> .....	133
<b>6.5.8. MALLA.</b> .....	133
<b>6.5.9. MATERIAL DE RELLENO.</b> .....	133
<b>6.5.10. POLARIZACIÓN.</b> .....	133
<b>6.5.11. PROTECCIÓN CATÓDICA.</b> .....	134
<b>6.5.12. RECTIFICADOR.</b> .....	134
<b>6.5.13. TANQUE DE ALMACENAMIENTO</b> .....	134
<b>6.6. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS:</b> .....	134
<b>6.7. DESARROLLO</b> .....	135
<b>6.7.1. MÉTODOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA PARA CONTROL DE LA CORROSIÓN.</b> .....	135
<b>6.7.1.1. Ánodos de sacrificio</b> .....	136
<b>6.7.1.2. Sistemas de corriente impresa</b> .....	137
<b>6.7.1.3 Materiales de los ánodos</b> .....	139

6.7.1.4. <i>Materiales de relleno.</i> .....	141
6.7.1.5. <i>Requerimientos de corriente y voltaje.</i> .....	142
6.7.1.6. <i>Rectificador</i> .....	145
6.7.1.7. <i>Aislamiento eléctrico</i> .....	146
6.7.1.8. <i>Protección catódica interna.</i> .....	147
6.7.1.9. <i>Criterios de protección catódica.</i> .....	148
6.7.1.10. <i>Técnicas de medición.</i> .....	149
6.7.1.11. <i>Alternativas para electrodos de referencia.</i> .....	150
<b>6.7.2. LIMITACIONES DE PROTECCIÓN CATÓDICA EXTERNA.</b> .....	151
<b>6.7.3. OTROS FACTORES QUE AFECTAN LA PROTECCIÓN CATÓDICA</b> .....	152
<b>6.7.4. CONTENCIÓN SECUNDARIA.</b> .....	153
<b>6.7.5. DISEÑO</b> .....	154
6.7.5.1. <i>Diseño de sistemas de protección catódica.</i> .....	154
6.7.5.2. <i>Influencia en el diseño del reemplazo del fondo, del revestimiento y de los sistemas secundarios de contención.</i> .....	156
6.7.5.3. <i>Consideraciones cuando se utiliza contención secundaria en un área con diques.</i> .....	156
6.7.5.4. <i>Reemplazo o reparación de fondos de tanques de acero.</i> .....	158
6.7.5.5. <i>Efectos de membrana impermeable de sistemas de contención secundaria.</i> .....	159
6.7.5.6. <i>Protección catódica externa</i> .....	161
6.7.5.7. <i>Registros y antecedentes:</i> .....	162
6.7.5.8. <i>Condiciones del lugar:</i> .....	162
6.7.5.9. <i>Mediciones en campo, datos de pruebas de corrosión y experiencia operativa.</i> .....	163
6.7.5.10. <i>Consideraciones que influyen en la selección del tipo de sistema de protección catódica.</i> .....	163
<b>6.7.6. CONSTRUCCIÓN</b> .....	164
6.7.6.1. <i>Instalación de sistemas de protección catódica.</i> .....	164
6.7.6.2. <i>Sistema de ánodos de sacrificio.</i> .....	164
6.7.6.3. <i>Sistemas de corriente impresa.</i> .....	166
6.7.6.4. <i>Instalación de camas de ánodos poco profundas.</i> .....	167
6.7.6.5. <i>Instalación de rectificadores.</i> .....	168
6.7.6.6. <i>Instalación del Cableado.</i> .....	169
6.7.6.7. <i>Tableros de control para pruebas de corrosión, conexiones y uniones.</i> .....	169

6.7.6.8. <i>Corrientes de interferencia</i> .....	172
6.7.6.9. <i>Detección de corriente de interferencia</i> .....	172
<b>6.7.7. MANTENIMIENTO</b> .....	173
6.7.7.1. <i>Operación y mantenimiento de sistemas de protección catódica</i> .....	173
6.7.7.2. <i>Seguridad</i> .....	173
6.7.7.3. <i>Reconocimiento de la protección catódica</i> .....	174
<b>6.7.8. DOCUMENTACION Y REGISTROS</b> .....	176
6.7.8.1. <i>Sistema de aseguramiento de calidad</i> .....	176
6.7.8.2. <i>Rastreabilidad</i> .....	176
6.7.8.3. <i>Certificación</i> .....	176
<b>6.7.9. DOCUMENTOS Y REGISTROS</b> .....	176
6.7.9.1. <i>Antes</i> .....	177
6.7.9.2. <i>Durante</i> .....	177
6.7.9.3. <i>Después</i> .....	177
<b>CAPITULO VII</b> .....	179
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	179
7.1. <b>CONCLUSIONES</b> .....	179
7.2. <b>RECOMENDACIONES</b> .....	180
<b>ANEXOS AL CAPITULO I</b> .....	182
<b>ANEXO I.1. CAPACIDAD Y DIMENSIONES DE NORMAS API PARA TANQUES DE ACERO REMACHADOS</b> .....	182
<b>ANEXO I.2. REGISTRO DE TANQUES QUE OPERA PETROPRODUCCION</b> .....	183
<b>ANEXOS AL CAPITULO III</b> .....	184
<b>ANEXO III.1 DENSIDAD, VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS, E IMPEDANCIA ACÚSTICA</b> .....	184
<b>ANEXO III.2 TABLA DE DIMENSIONES</b> .....	185
<b>ANEXO III.3 REPORTE DE INSPECCIÓN DE ULTRASONIDO</b> .....	186
<b>ANEXOS AL CAPITULO IV</b> .....	187
<b>Anexo IV. 1 REPORTE DE INSPECCION RADIOGRAFICA</b> .....	187
<b>ANEXOS AL CAPITULO V</b> .....	188
<b>ANEXO V.1. GRADOS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIES</b> .....	188
<b>ANEXO V.2 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES EXTERIORES AMBIENTE INDUSTRIAL NORMAL</b> .....	190
<b>ANEXO V.3 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES EXTERIORES AMBIENTE INDUSTRIAL CORROSIVO Y MARINO</b> .....	191

<b>ANEXO V.4 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES INTERNAS EXPUESTAS A HIDROCARBUROS AMBIENTE INDUSTRIAL NORMAL, CORROSIVO Y MARINO .....</b>	<b>192</b>
<b>ANEXO V.5 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES INTERNAS EXPUESTAS AL AGUA AMBIENTE INDUSTRIAL NORMAL, CORROSIVO Y MARINO .....</b>	<b>193</b>
<b>ANEXO V.6 SISTEMAS DE PINTURA .....</b>	<b>194</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>202</b>

## INTRODUCCIÓN

Durante el almacenamiento de hidrocarburos se generan problemas al momento de ser conservados en tanques de almacenamiento por diferentes factores, tales como fallas en su estructura, presiones, temperatura, corrosión, ausencia de mantenimiento, mala operación que de forma directa o indirecta afectan la integridad de los mismos.

Adicionalmente, también se presentan problemas planteados debido a la falta de información de las normas que se deben tener claras en caso de peligro por fugas en los tanques de almacenamientos.

Como parte de la evolución industrial que demanda nuestro país, especialmente en el área hidrocarburífera, se ve necesario adoptar medidas que nos permitan controlar y asegurar la calidad de estas instalaciones con el fin de pronosticar el estado mecánico actual de las mismas.

Con este fin, determinadas Unidades Operativas de cada empresa que se dedica a la explotación petrolera, empresas de servicio especializadas y entidades de control tanto gubernamentales como privadas, realizan inspecciones técnicas a los equipos, que se basan en normas editadas por organismos competentes al medio, pero la realizan bajo procedimientos generales o particulares, que en muchas ocasiones depende del criterio del encargado de la tarea.

Basado en lo expuesto anteriormente, he visto la necesidad de realizar este trabajo, que soportado en normas técnicas, información existente y disponible a más de la experiencia de profesionales dedicados a este rubro, establecer un documento que unifique y establezca correctos procedimientos de inspección y evaluación, de manera que sean válidos para garantizar la operación y la integridad del personal a cargo.

Mediante la inspección técnica es posible implementar procedimientos y actividades encaminadas a determinar diagnósticos de los estados mecánicos y

vida útil de los equipos e instalaciones petroleras, obteniendo criterios para una evaluación de los mismos y por consiguiente poder determinar la condición final del equipo o instalación inspeccionado.

La implementación de un sistema de control y aseguramiento de la calidad para tanques de almacenamiento de hidrocarburos constituye un plan de ciertas actividades de inspección técnica de este tipo de instalaciones durante las diferentes etapas de su vida útil, de manera que se pueda de cierta forma garantizar el correcto desempeño y eficiencia de los equipos, así como, de el personal a cargo.

En nuestro país el sector petrolero es uno de los más importantes no sólo por los ingresos que representa para el Estado Ecuatoriano sino porque es uno de los que más tecnología y desarrollo industrial requiere por su alta complejidad y su alto factor de riesgo. Por esta razón, es necesario la implementación de sistemas que controlen y aseguren la calidad de equipos e instalaciones.

Como resultado del presente estudio, en los capítulos desarrollados a continuación se describen los conceptos, definiciones, parámetros, valores y procedimientos que se deben cumplir como parte de un sistema de control y aseguramiento de la calidad para tanques de almacenamiento de hidrocarburos con la aplicación de los ensayos no destructivos regidos por las normas editadas por los organismos competentes.

Debido a los convenios establecidos entre las universidades y escuelas politécnicas del país con la empresa pública, Petroproducción ha facilitado y ha dado gran vialidad para que esta investigación se lleve a cabo brindando todo el apoyo posible.

El presente estudio consta de siete capítulos, que tratan sobre los siguientes temas:

**I.- Tanques en la industria petrolera** , en el que se describe los diferentes tipos de tanques usados para el almacenamiento de hidrocarburos, así como , sus diferentes partes. Además describe las normas y requerimientos de inspección para este tipo de instalaciones petroleras.

**II.- Inspección visual general de tanques**, capítulo en el cual se determina un procedimiento completo de inspección visual analizando todas las actividades incluidas para esta clase de inspección.

**III .-Inspección integral de planchas y tuberías**, en el cual se analizan mediante el ultrasonido el estado mecánico de las planchas y tuberías que constituyen la estructura del tanque, desarrollando para ello un procedimiento integral.

**IV.- Procedimiento de inspección por radiografía industrial para tanques**, capítulo en el cual se desarrolla un estudio de todas las partes soldadas del tanque y su respectiva inspección basado en un procedimiento que se rige a las normas correspondientes a este tipo de tanques.

**V.- Inspección de espesores y recubrimientos**, en el cual se determinan los diversos parámetros para la pintura y el recubrimiento del tanque, así como, la preparación de las superficies a proteger, acogiéndose a normas de la estatal petrolera.

**VI.- Inspección de los sistemas de protección catódica y conexiones a tierra**, en el cual se hace un profundo estudio de las diversas causas de la corrosión en tanques de almacenamiento, las diversas técnicas de protección catódica, el diseño de sistemas de protección anti-corrosión y el procedimiento para evitar la corrosión en estos tanques.

**VII.-Conclusiones y Recomendaciones**, que se obtienen durante la elaboración de esta memoria aplicando los conocimientos adquiridos por el autor.

Con los resultados obtenidos, así como, con las conclusiones y recomendaciones desprendidas a la finalización de esta investigación es posible aportar a la industria petrolera, tanto empresas estatales, privadas y organismos gubernamentales y de control, con un estudio que facilite el control y aseguramiento de la calidad en la operación, reparación e inspección de tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

## ANTECEDENTES

El almacenamiento de los combustibles en forma correcta ayuda a que las pérdidas puedan ser reducidas, aunque no eliminadas, por las características propias de los productos del petróleo.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoducto o a destilación.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto, y son los únicos aprobados actualmente por aduana.

Una de las pérdidas que tienen mayor peso son las que se producen por variación de temperatura; la pintura de los tanques tiene una gran influencia para estas variaciones.

También se abordan aspectos de suma importancia a tener en cuenta para operar con los tanques de petróleo, debido a que estos alcanzan alturas significativas, están expuestos a los rayos de las tormentas eléctricas y producto de su contenido (combustible), son inflamables y pueden ocasionar accidentes. Sin embargo, hay un número definido de normas de seguridad y calidad las cuales deberán ser seguidas estrictamente para evitar lesiones serias o la muerte, así como también daños a la propiedad y pérdida de producción.

Además pueden existir pérdidas causadas por presión y almacenaje indebido en los tanques de almacenamiento y es necesario tomar medidas de seguridad en caso de encontrarse ante incidentes

Es necesario plantearse que si una presión muy alta en un tanque, ¿Cómo se podría evitar todo tipo de daños para no tener que lamentar pérdidas humanas?

Con los antecedentes citados anteriormente, se ha visto la necesidad de regular y evaluar determinados procesos de inspección técnica de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos mediante un sistema de control y aseguramiento de la calidad que ayudará a una estandarización de métodos en la inspección de esta clase de instalaciones.

Con este afán, se ha realizado un estudio de un buen número de documentos técnicos editados en algunos países, especialmente Estados Unidos de América, ya que la experiencia acumulada por estos países es de mucho beneficio para los países latinoamericanos.

## **OBJETIVO DE LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE CONTROL Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS**

Como principal objetivo del presente estudio se quiere establecer el estado mecánico actual y el tiempo de vida útil más probable de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, de manera que se pueda evaluar y tomar las más acertadas decisiones con este tipo de equipos, teniendo en cuenta que fallas imprevistas pueden traer desde problemas operativos hasta lamentables desastres.

Con este estudio se describirá procedimientos de inspección técnica específicos para cada una de las partes constitutivas del tanque de almacenamiento, mediante el uso de ensayos no destructivos, que gracias a su amplia gama, se hace posible la detección de toda clase de imperfecciones, determinando la calidad y confiabilidad de los equipos inspeccionados.

Mediante este trabajo de investigación se pretende estandarizar la inspección técnica de tanques de almacenamiento de hidrocarburos de manera que las personas naturales y jurídicas dedicadas a esta actividad adopten procedimientos de inspección adecuados garantizando la efectividad de la misma.

Aportar a la empresa estatal con un documento de referencia para la implementación de sistemas de calidad en tanques de almacenamiento de hidrocarburos, ya sea para uso interno mediante unidades operativas o departamentos de inspección técnica , o sea para establecer parámetros de contratación cuando se trate de empresas de servicios especializadas.

Implantar una filosofía de trabajo relacionada con dos factores importantes como son la calidad y la confiabilidad, esto tiene una estrecha relación con el mantenimiento predictivo, pero sobre todo lo primordial es garantizar la funcionalidad de los equipos y la seguridad de las personas que están en contacto con esta clase de equipos. Esto implica un mejoramiento continuo en la gestión integral de aseguramiento de la calidad.

## CAPITULO I

### TANQUES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

#### 1.1. INTRODUCCIÓN

Cuando el hidrocarburo se descarga originalmente de la cabeza del pozo o de la trampa de gas, el hidrocarburo entra a un “tanque colector”, colocándose dos tanquecitos de esta categoría en cada pozo, con las instalaciones para cambiar el flujo de uno a otro. En ellos se deja asentar parte de las impurezas que el hidrocarburo trae consigo y se deja escapar el gas arrastrado que no se separó en la trampa, antes de que el hidrocarburo entre al sistema de recolección. También se puede hacer la medición en ellos para determinar la producción individual por pozo. De los tanques colectores, el hidrocarburo se mueve, tal vez, a una planta central deshidratadora en la que se instalan “tanques de aforo” para almacenar temporalmente hidrocarburo “húmedo” antes de admitirlo a “tanques de tratamiento”. En éstos se calienta o se sujeta a tratamiento químico para quitarle el agua. Después de la deshidratación, el hidrocarburo, suficientemente liberado de sus impurezas para ajustarse a los requisitos de los oleoductos para moverse a “tanques de almacenamiento” en donde el producto se acumula durante algún tiempo antes de transferirlo a una compañía transportadora de oleoductos a otro comprador . En esos casos el hidrocarburo se mide en “tanques de embarque”, especialmente arreglado para facilitar el muestreo y la medida de los volúmenes de hidrocarburo. El comprador generalmente también tiene que proveer tanques de almacenamiento o depósitos para almacenar hidrocarburo en tránsito o esperando transmisión en terminales de campos con las instalaciones de embarque.<sup>1</sup>

Como se puede ver claramente el problema de la producción de hidrocarburos amerita obligadamente la utilización de diversos tipos de tanques es por tal razón que se invierte grandes sumas de dinero en la implementación de este tipo de instalaciones de manera que deben estos deben brindar seguridad máxima contra

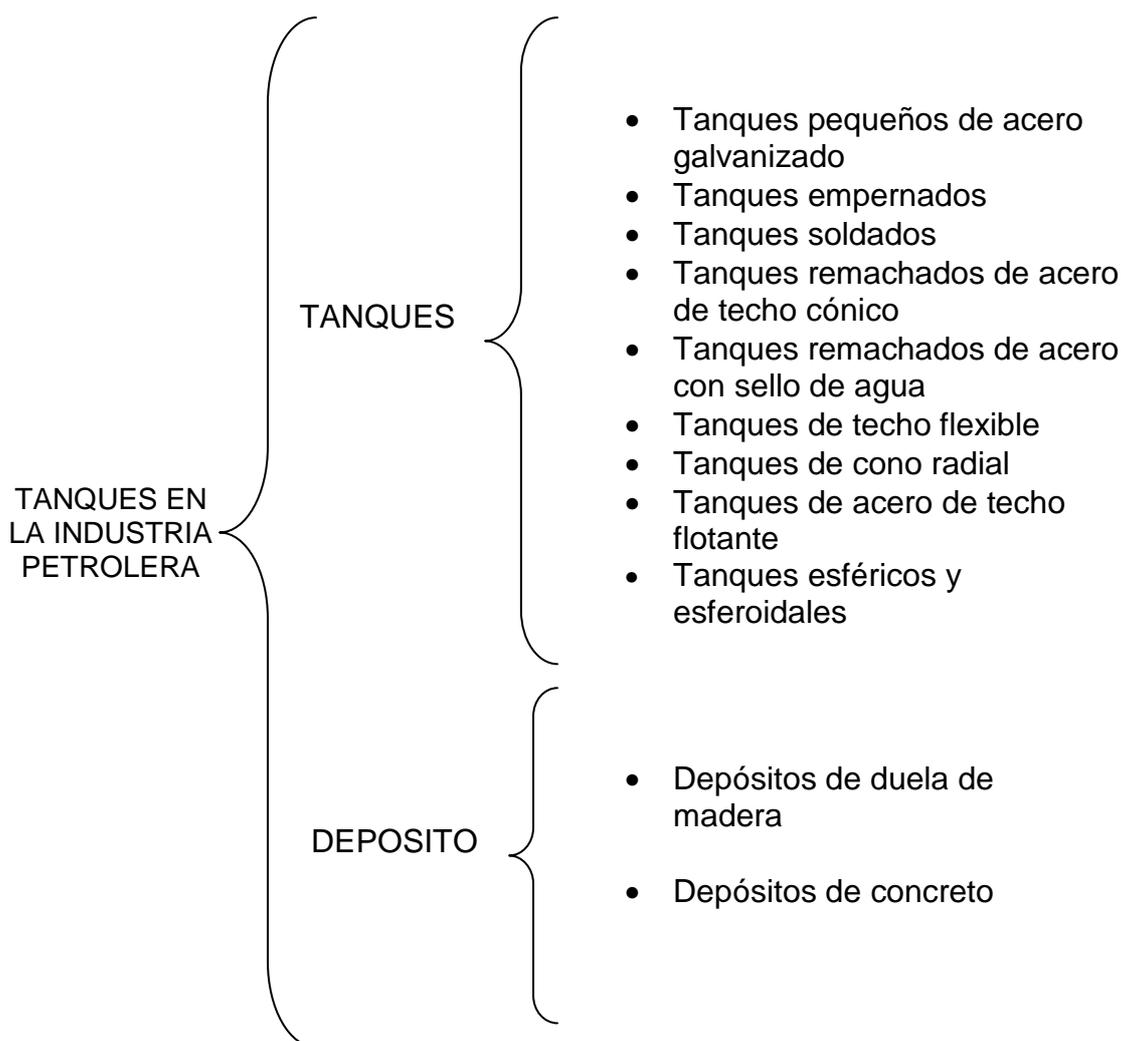
---

<sup>1</sup> UREN; Charles; Ingeniería de la producción de petróleo.

riesgos de incendio y explosión y reducir las pérdidas que resulten de evaporación y escurrimiento.

## 1.2. DEFINICION DE TANQUES EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Los tanques en la industria petrolera son instalaciones de producción que consisten en recipientes para el tratamiento del hidrocarburo y pueden clasificarse en dos grupos: (1) tanques y, (2) depósitos. Los tanques pueden hacerse de acero y se pueden conseguir en muchos tipos diferentes y gran variedad de tamaños y capacidades. Los depósitos de concreto reforzado de gran capacidad, se consideran favorables por su costo más bajo por unidad de volumen de capacidad, pero son adecuados sólo para almacenar los hidrocarburos menos volátiles.



### **1.2.1. TANQUES DE ACERO**

Los tanques de lámina de acero se usan comúnmente y por lo general se prefieren para almacenamiento de petróleo. Los tanques de poca capacidad apropiados para usarlos como tanques colectores con frecuencia se hacen de láminas de acero galvanizadas, ya sea corrugadas o lisas. Los tanques de tamaño chico y regular, apropiados para propósitos de almacenaje en concesiones, también se fabrican de lámina negra de acero, remachándose las láminas unas a otras para formar un ruedo o anillo o sección con juntas de bridas que se pueden empernar unas a otras en el campo. Pueden ser de la variedad atornillada tanques de hasta 2500 barriles, pero los de mayor tamaño deben generalmente armarse con placas que tengan remachas en todas las juntas o de juntas soldadas. Para reducir las pérdidas por evaporación de los hidrocarburos volátiles que tienen alta presión de vapor, se pueden obtener tanques de tipo especial que son capaces de resistir altas presiones internas. La forma usual del tanque de almacenamiento de hidrocarburo es una que tiene una coraza cilíndrica vertical con fondo plano y techo algo cónico. Esa forma es incapaz de resistir presión interna de una magnitud apreciable sin fugas de gas y vapores del espacio arriba del hidrocarburo y abajo del techo. Para reducir a un mínimo las pérdidas de evaporación de los hidrocarburos volátiles que tienen alta presión de vapor, se han desarrollado tanques especiales con los techos de construcción flexible, conocidos como “tanques con techo con diafragma”; otros son de forma esférica o esferoidal para resistir mejor las altas presiones internas. Otro tipo de tanque conocido como el “tanque con cubierta de agua”, está equipado con un techo plano rebajado que soporta unos centímetros de agua, cuyo propósito es mantener el espacio de vapor de la parte superior del tanque más frío de lo que de otra manera estaría. En “tanques de techo flotante” el techo flota en el hidrocarburo y no deja espacio para acumulaciones de vapor.

### **1.2.2. TANQUES PEQUEÑOS DE ACERO GALVANIZADO**

Los tanques de 2500 barriles de capacidad o menores se construyen con frecuencia de láminas de acero galvanizado con juntas remachadas y soldadas.

Los tanques de acero galvanizado de 100 barriles de capacidad o menos pueden hacerse de lámina de acero lisa galvanizada, pero en tanques más grandes, se asegura la fuerza y la rigidez usando acero corrugado, con las arrugas corriendo horizontalmente alrededor de la coraza. Los tanques de este tipo generalmente armados por el fabricante y embarcados completos y listos para el servicio tan pronto como se coloquen en una cimentación adecuada. Aún cuando es barato, este tipo de tanque no es suficientemente resistente para su uso en campos petroleros y se deteriora rápidamente. Los tanques de acero corrugado galvanizado, son bastante rígidos cuando se construyen apropiadamente y son económicos en capacidades hasta cerca de 2500 barriles (397.5 m<sup>3</sup>). Los tamaños más grandes deben embarcarse “desarmados” y ensamblarse en el campo, aun cuando es posible mover un tanque que tenga capacidad hasta de 500 barriles en un camión grande. Algunos operadores están equipados para fabricar tanques de 100 barriles o menos en sus talleres de campo, pero por lo general no es más económico fabricar tanques más grandes sin las instalaciones especiales que el productor ordinario no puede poseer.

### **1.2.3. TANQUES EMPERNADOS**

Los tanques chicos y de tamaño intermedio usados en la concesión del productor son con frecuencia de la variedad empernada, en la que el tanque se embarca en el campo en secciones que sólo tienen que atornillarse unas a otras. Un empaque saturado con una pintura insoluble, se coloca entre las juntas para evitar escurrimiento y evaporación. Aparte de su facilidad de manejo, su economía y robustez, los tanques empernados tienen la gran ventaja de que pueden fácil y rápidamente armarse, desarmarse y transportarse a otra localización si se desea. Se pueden obtener en capacidades que varían de 30 a 10 000 barriles. Los anillos y placas de techo de distintos tanques empernados son intercambiables, ya que se ajustan a normas del API ( American Petroleum Institute). En el Anexo I.1 se ubica la tabla A-1 muestra los diversos tamaños y capacidades. Las capacidades pueden aumentarse agregando anillos verticalmente.



Fig N° 1.1 Tanque empernado

#### **1.2.4. TANQUES SOLDADOS**

Los tanques soldados en los que todas las costuras están soldadas eléctricamente se pueden conseguir en capacidades que varían de 65 a 120 000 barriles. Tamaños hasta de 250 barriles se arman en las plantas de fabricación y se embarcan como unidades. Los tamaños más grandes tienen que armarse y soldarse en el campo. Son fuertes y seguros contra escurrimientos, pero son costosos y no se desarman y arman fácilmente en caso de que se desee moverlos a otra localización.



Fig N° 1.2 Tanque de acero soldado

### 1.2.5. TANQUES DE ACERO REMACHADO DE TECHO CÓNICO

Los tamaños más grandes de tanques de acero, que se usan para almacenamiento de petróleo en las concesiones y patios de tanques, están generalmente contruidos con placas de acero montados en el campo. Esos tanques están contruidos de “anillos” horizontales remachados unos a otros, uno arriba del otro y también remachados a placas de techo y fondo. Se usan dos bridas hechas doblando ángulos de acero estructural al radio de la coraza, una para conectar la coraza con el techo. La coraza, el techo y el fondo se remachan fuertemente a esas bridas, y todas las juntas se calafatean cuidadosamente para evitar escurrimientos. Siguiendo las normas API, las capacidades de los tanques de acero remachado varía de 240 a 134 000 barriles. Antes de adoptar las normas API, muchos tanques de 55 000 y 80 000 barriles de capacidad, fueron contruidos y todavía se encuentran en uso. Los tanques más grandes de este tipo, algunos con capacidades hasta de 178 000 barriles también se han contruido, pero no son “normales”. Los techos cónicos bajos usados en estos

tanques tienen un declive de 2 cm aproximadamente en cada 30 cm y están soportados en columnas de acero estructural.

#### **1.2.6. TANQUES REMACHADOS DE ACERO CON SELLO DE AGUA**

Las pérdidas por “escapes” de gas al espacio de vapor arriba del hidrocarburo almacenado dentro del tanque, dependerá en gran parte de la variación de temperatura. Con el techo cónico de acero de poca inclinación usual, el gas dentro del tanque estará sujeto a variaciones importantes de temperatura entre el día y la noche, dando por resultado cambios materiales del volumen de gas por expansión y contracción. Cuando el gas se expande con el aumento de temperatura, una parte de él debe escaparse del tanque para aliviar el esfuerzo excesivo que tiende a causar deformación y escurrimiento. Cuando la reducción de la temperatura causa contracción, debe admitirse aire al tanque para evitar que se desplome el techo. Esas pérdidas de gas de hidrocarburos y la contaminación con aire pueden reducirse a un mínimo manteniendo una temperatura más uniforme dentro del tanque, y una manera de hacer esto es usar un tanque con “cubierta de agua”. Este tipo de tanque tiene una cubierta plana, abajo del ángulo superior de la coraza cilíndrica unos 15 o 20 cm. y soldado remachado firmemente en esa posición. El recipiente poco profundo así formado es hermético y se conserva lleno de agua. Para sostener este peso adicional, la cubierta debe estar adecuadamente soportada en columnas y vigas de acero. Las pruebas han indicado que las temperaturas en tanques con sello de agua son más bajas que en tanques con techos cónicos de estilo ordinario, y por lo tanto, las pérdidas por evaporación son más bajas.

#### **1.2.7. TANQUES DE TECHO FLEXIBLE**

Otro tipo de tanque de acero, diseñado para reducir las pérdidas de vapor que resultan por los cambios de temperaturas, es el llamado “techo flexible” o de “techo de diafragma”. Este tanque está equipado con un techo de lámina de acero flexible capaz de expansionarse y contraerse, según lo requieran las condiciones de presión dentro del tanque. Esto permite muy poco o nada de gas se escape del

tanque cuando el gas se expansiona, y no se necesita admitir aire cuando se contrae: El techo está construido de lámina metálica de poco calibre soldada o remachada y unida al borde superior de la coraza del tanque alrededor de la circunferencia del ángulo de remate: En su posición normal el techo simplemente descansa las cabrias de soporte, que son de una altura ligeramente variable, de modo que el techo toma la forma de una sección de cono invertida. Cuando el gas se expansiona dentro del tanque el techo se levanta de sus soportes, abultándose hacia arriba, acomodando el volumen del tanque al volumen aumentado del gas evitando o limitando el aumento de presión. En un tanque de 80 000 barriles de este tipo, de 35.7 m de diámetro, el techo puede levantarse 0.30 m arriba de sus soportes en el centro del tanque, aumentando así el espacio para almacenamiento de vapores en 336 m<sup>3</sup>. Como resultado, se eliminan las pérdidas por escapes, excepto cuando ocurren cambios extremos de temperatura. Los techos flexibles están equipados con válvulas de control se abren mecánicamente cuando el techo se levanta a una altura prefijada. Los tanques de este tipo son especialmente útiles cuando el hidrocarburo se va a almacenar por mucho tiempo.

#### **1.2.8. TANQUES DE CONO RADIAL**

Este estilo de tanque, poco usado hasta ahora, tiene una coraza cilíndrica vertical y fondo plano, pero el techo está hecho de varios segmentos cónicos radiales cóncavos hacia adentro sujetos unos a otros a lo largo de sus bordes radiales a vigas radiales para soportar el techo. Otras vigas más bajas directamente debajo de éstas en el fondo del tanque, y columnas verticales de soporte entre ellas, soportan y sostienen toda la estructura del techo contra la presión interna hacia arriba. Las placas del techo pueden ser remachadas o soldadas, de preferencia soldadas. Este tipo de tanque está diseñado para resistir presiones internas hasta de 0.7 Kg./cm<sup>2</sup>, y se ha construido en tamaños hasta de 80 000 barriles de productos de alta presión de vapor y son útiles para reducir al mínimo las pérdidas de evaporación y escapes.

Los tanques de techo cónico se pueden clasificar en :

Techo auto soportante..\_ Son aquellos en los cuales se soportan por la rigidez propia de las láminas y son ampliamente utilizados en tanques de pequeño tamaño.

Techo soportado.\_ Son aquellos en los cuales se emplean columnas y vigas o armaduras para sostener el techo cuando el tanque es de mayor tamaño.

Estos tanques han sido ampliamente utilizados para el almacenamiento de hidrocarburos, cuyo punto de ebullición está por debajo de la temperatura de ambiente. Su costo normalmente es menor que el de otro tipo de tanque, sin embargo, el costo de almacenamiento es más elevado debido a las pérdidas por evaporación que están sujetos.

### **1.2.9. TANQUES DE ACERO DE TECHOS FLOTANTES**

El espacio entre el techo y la superficie del hidrocarburo en un tanque dentro del que se puede acumular vapor se elimina usando un techo flotante, del cual hay muchos tipos. El tipo "sartén" está construido en forma de un cono invertido casi plano, casi tan grande como el diámetro interno de la coraza del tanque y está soportado por armaduras radiales. El cono está equipado con un anillo vertical de acero alrededor de su periferia que forma un sello contra la pared interior de la coraza del tanque. El techo durante todo el tiempo, excepto cuando el tanque esta vacío o casi vacío, flota directamente en la superficie del hidrocarburo en el tanque y el sello evita la evaporación de hidrocarburo cerca de las orillas, en donde éste efectivamente cierra el espacio entre el techo flotante y la pared cilíndrica del tanque. Un armazón de acero estructural en el interior del fondo del tanque soporta el techo cuando el tanque esta vacío. Una guía de rodillos evita que el techo gire. La lluvia, que cae en el techo, se recoge por medio de drenajes flexibles en el centro del tanque y se retira por el fondo. Una escalera, fija al borde superior de la coraza del tanque y montada sobre ruedas en el otro extremo, las que descansan en el techo flotante proporciona acceso al techo en ocasiones en que es necesario muestrear o inspeccionarlo. Este tipo de techo es capaz de soportar una carga equivalente a 15 cm. de agua sobre la cubierta, pero puede

hundirse si una fuga admite fluido a través de la cubierta. Se puede adaptar a tanques de cualquier tamaño.

Un techo de “cubierta con pontones” está equipado con flotadores herméticos al fluido o pontones que lo mantienen a flote en la superficie del hidrocarburo. El techo de pontones de doble cubierta tiene dos cubiertas completas, separadas una de otra por mamparos metálicos que forman una serie de compartimientos herméticos al fluido entre las cubiertas. Un techo no se hunde fácilmente por que aun cuando uno o varios compartimientos tuvieran fugas, los otros mantendrán el techo a flote. Debido a su alto costo, los techos de pontones de doble cubierta se usan raras veces en tanques de diámetro mayor de 10.5 m. El techo de pontones Wiggins tiene una sola cubierta sencilla circular, de lámina de acero flexible soportada por un anillo de pontones herméticos alrededor de la circunferencia. Los pontones desarrollan suficiente flotabilidad para mantener el techo a flote en todas las circunstancias. Como una precaución contra las altas temperaturas de almacenamiento, se pueden llevar varios centímetros de agua en la parte de agua en la parte sumida de la cubierta entre los pontones. Este tipo de techo flotante se ha usado más que cualquier otro en los tanques de almacenamiento de hidrocarburo. Las pérdidas por escapes y evaporación de hidrocarburo ligero almacenado, son menos de una cuarta parte de las que se tienen con tanques de techo cónico ordinarios.

#### **1.2.10. TANQUES ESFÉRICOS Y ESFEROIDALES**

Para el almacenamiento de hidrocarburos muy volátiles que desarrollan alta presión de vapor, algunas veces se usan tanques de formas esféricas o esferoidales. Esos tanques son más capaces de resistir las deformaciones, que los tanques de forma convencional, como resultado de las altas presiones internas. En esos tanques los esfuerzos se distribuyen más uniformemente. Si se mantienen casi llenos de hidrocarburo, el espacio disponible para acumulación de vapores es comparativamente pequeño. Se requieren cimentaciones menos extensas que las que son necesarias para los tanques de fondo plano. Una viga exterior circular que descansa en apoyos de concreto soporta el peso del tanque y

su contenido. Armaduras radiales internas ayudan a sostener la forma esférica. Tanques de estos tipos pueden resistir presiones internas hasta de 7 kg/cm<sup>2</sup>. Se usan principalmente para el almacenamiento de gasolinas naturales o crudos de gravedad muy alta que tienen alta presión de vapor.

### **1.3. ELEMENTOS QUE INTEGRAN LOS TANQUES**

Básicamente la mayoría de tanques están constituidos por los siguientes elementos básicos enumerados a continuación. Sin embargo, existen tanques que poseen elementos especiales que van de acuerdo a la aplicación y uso que se le vaya a dar al tanque.

Entre los elementos básicos que poseen los tanques tenemos:

1.-Cuerpo 2.-Fondo 3.-Techo 4.-Accesorios del tanque 5.-Sistema contra incendios

#### **1.3.1. CUERPO**

Consiste en las paredes verticales cilíndricas del tanque, las mismas que están formadas por anillos de láminas de acero.

#### **1.3.2. FONDO**

Es donde el tanque va a ser apoyado.

#### **1.3.3. TECHO**

Es la parte que cubre el tanque y su construcción depende del tipo de tanque. A diferencia del cuerpo y del fondo esta parte del tanque es diseñada de manera específica dependiendo la aplicación del tanque.

### 1.3.4. ACCESORIOS DEL TANQUE

Los accesorios para tanques comprenden una serie de válvulas y compuertas que se especifican en el diseño del mismo, así como otros aditamentos.

El anillo de más abajo en el cuerpo, cerca de su borde inferior, está equipado entre otros, con tres pares de bridas compañeras para conexiones de tubería. Uno de éstos es para entrada de crudo, otra para una línea de succión y el tercero para desaguar. Estas conexiones, están en un lado del tanque y no permiten drenarlo completamente. Sin embargo, casi nunca es necesario. Para vaciar el tanque completamente, se puede colocar en el fondo una cuarta salida con bridas cerca del borde conectada con una tubería de desagüe adecuada empotrada en el cimiento. Una o más bridas para entrada de hombre o para limpieza, se colocan también en el anillo de abajo en un punto conveniente o en varios, colocando en las bridas tapas resistentes atornilladas. También se colocan en el techo salidas con bridas para dar acceso al interior del tanque o para medir, para escape de válvulas de seguridad, para conexiones de sistemas de recuperación de vapores, escotillas de explosión o para instalaciones para la distribución de espuma contra incendio.

Se provee al tanque de una tubería móvil en su interior para permitir el drenaje del crudo libre de agua y sedimento de la porción superior del fluido en el tanque. Esta está conectada en un extremo a la tubería de succión de la junta giratoria, que puede consistir de dos codos no muy apretados enroscados a un tramo corto de tubería que los une; o de preferencia la unión giratoria puede ser de diseño especial con juntas de prensa estopa para permitir el movimiento necesario sin escurrimiento. Una cadena o un cable conecta al extremo libre del tubo móvil con un pequeño malacate manual, colocado ya sea en el techo del tanque o a un lado cerca del suelo. Por medio de este malacate, la tubería móvil se puede soportar en cualquier posición deseada para sacar fluido a un nivel apropiado del tanque. La tubería móvil puede estar equipada con un flotador equipado colocado en el extremo de la succión, de manera que el flotador sostenga todo el peso de la tubería, manteniendo la succión del crudo a una distancia constante debajo de su

superficie. La tubería móvil sólo puede elevarse entonces con el malacate cuando se desea subir la entrada arriba de la superficie del crudo.

Para acceso fácil a lo alto del tanque, se debe proveer de una escalera de acero, de preferencia de este último material. Esta debe estar equipada con barandales a cada lado y adecuadamente fija en su extremo superior a una pequeña plataforma 0.60 m abajo del borde del techo. El medidor se para en esta plataforma mientras toma las medidas del fluido en el tanque o recoge muestras, estando la escotilla de medición a una distancia cómoda.

Los tanques también deben estar provistos de una o más válvulas de seguridad de alivio. Estas se colocan en el techo del tanque y están diseñadas de modo que se abren y permiten el escape de gas del espacio de vapor siempre de modo que si excede una presión segura; o se abren para admitir aire cuando las presiones debajo de la atmosférica amenazan con doblar o derrumbar el techo. Esos cambios de presión pueden ser consecuencia de la entrada o retiro del crudo del tanque o de los cambios de temperatura en su interior. Las válvulas de seguridad de alivio son válvulas giratorias de retención con contrapeso, soportadas con accesorios de brida apropiados en el techo del tanque. El número de válvulas usadas dependerá del tamaño del tanque, carácter. Se pueden usar una o más válvulas para descargar la presión y otras para protección del vacío. Algunos diseños combinan ambas en una. Las válvulas pueden operarse mecánicamente o por presión de fluido o pueden controlarse con resortes o pesos.

Cuando se van a almacenar crudos de gravedad alta, los tanques de acero deben proveerse de puertas contra explosiones para proteger al tanque de presiones excesivas, que pudieran originar su destrucción en caso de fuego o explosión violenta cuando un gran volumen de gas se mezcla en proporción justa de aire para formar una mezcla explosiva. Esa condición, sin embargo, raras veces existe dentro de un tanque que almacena crudo, y se cree que ocho puertas contra explosiones distribuidas a igual intervalo en el techo y que cada una tenga un área de 0.81 m<sup>2</sup>, en la mayoría de los casos evitarán una avería seria. Un buen tipo de puertas contra explosión es de forma de disco por medio de guías verticales. El disco tiene un borde con brida y desarrolla una junta hermética con la brida de la escotilla por medio de un sello de agua. En caso de una explosión, el disco se levanta de la brida en la que se asienta por la fuerza del gas

comprimido y después del escape de la presión, vuelve a caer en su posición, sirviendo las guías para mantenerlo en posición sobre la abertura de la escotilla.



Figura N° 1.3 Válvula de presión y vacío

#### *1.3.4.1. Compuertas de limpieza*

Son aberturas que sirven para limpiar el interior del tanque. Deben tener un diámetro tal que puedan permitir la entrada de los trabajadores. Estas compuertas sirven también para penetrar al interior del tanque para realizar cualquier otro trabajo dentro de él.

#### *1.3.4.2. Entrada para hombre o bocas de visita (shell manholes)*

Permiten la entrada para inspección o limpieza, debiendo permanecer cerradas en operación normal.

#### *1.3.4.3. Otros Accesorios*

Los tanques deben estar equipados con accesorios estándar para su normal funcionamiento, pudiendo además tener equipos suplementarios para condiciones especiales de funcionamiento.

A continuación se indica una lista de los accesorios necesarios:

1. Ventiladores simples y automáticos
2. Entradas de hombre

3. Drenajes
4. Tubo de medición
5. Medidor automático
6. Escaleras y plataformas

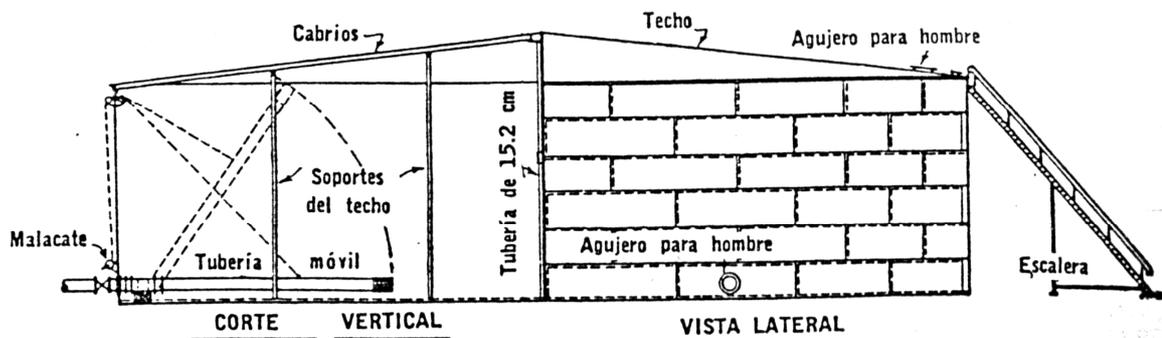


Fig N° 1.4 Vista lateral de un tanque vertical

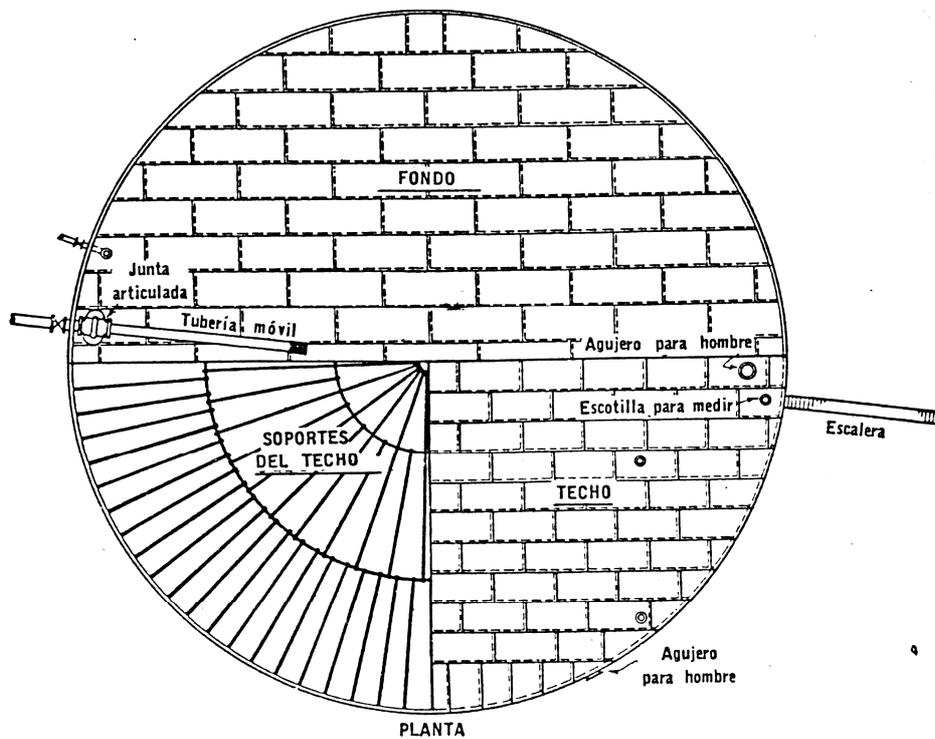


Fig N° 1.5 Vista superior de un tanque vertical para con sus respectivos elementos

#### 1.3.4.4. Ventilás

El tanque debe estar provista de ventilas, sean simples o automáticas, siendo preferibles las segundas, éstas deben permitir la salida del aire cuando el tanque comienza a llenarse cerrándose el momento que el fluido alcanza un determinado

nivel. Si se produce una sobre-presión interior por evaporación debido a cambios de temperatura, se abren permitiendo que parte de la mezcla aire-vapor salga fuera hasta alcanzar el equilibrio de presiones dentro y fuera del techo evitando que éste sufra daños por la diferencia de aquellas. Lo mismo cuando el nivel de líquido baja debido a entregas de fluido, permitiendo entonces que pueda entrar aire al interior del tanque efectuándose el equilibrio de presiones.

#### *1.3.4.5. Drenajes*

Este tipo de tanques los únicos drenajes se encuentran localizados en el fondo del tanque.

#### *1.3.4.6. Medidores de flotación*

Deben ser instalados para poder medir el nivel del líquido.

#### *1.3.4.7. Base de hormigón*

Se construye un anillo perimetral sobre el que debe apoyarse el tanque para evitar hundimiento en el terreno.

#### *1.3.4.8. Boca de sondeo*

Sirve para la medición manual de nivel y temperatura, y para la extracción de muestras.

#### *1.3.4.9. Serpentin de calefacción*

Empleado en productos como el crudo (sedimentación de parafinas) y fuel oil (mantener viscosidad adecuada), son tubos de acero por los que circula vapor a baja presión.

#### *1.3.4.10. Agitadores*

Se utilizan para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque. Son hélices accionadas por un motor externo que giran dentro de la masa de producto

#### *1.3.4.11. Cubeto*

Debe existir alrededor del tanque un recinto capaz de contener hasta el 50% más de la capacidad máxima del tanque. En caso de haber más de un tanque dentro del recinto, el mismo deberá ser capaz de contener la capacidad máxima del tanque más grande, más el 50% de la capacidad total de los tanques restantes. Dicho recinto estará delimitado por un muro o por un talud de tierra. Los tanques de 10.000 m<sup>3</sup> de capacidad o mayores deberán ubicarse en recintos individuales.

#### *1.3.4.12. Membrana solidaria*

Los tanques de techo flotante constan de una membrana solidaria al espejo de producto que evita la formación del espacio de vapor, minimizando pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño medio ambiental y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque. El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). En cualquier caso, entre la membrana y la envolvente del tanque, debe existir un sello.

#### *1.3.4.13. Techo flotante interno*

Los nuevos techos internos se construyen en aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque. Las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional son:

- 1.-Es un techo autoportante, es decir, no necesita columnas que lo sostenga. Esto evita el tener que perforar la membrana.
- 2.-Se construye en aluminio, lo cual lo hace más liviano.

3.-Se construyen en el suelo y se montan armados mediante una grúa, evitando trabajos riesgosos en altura.

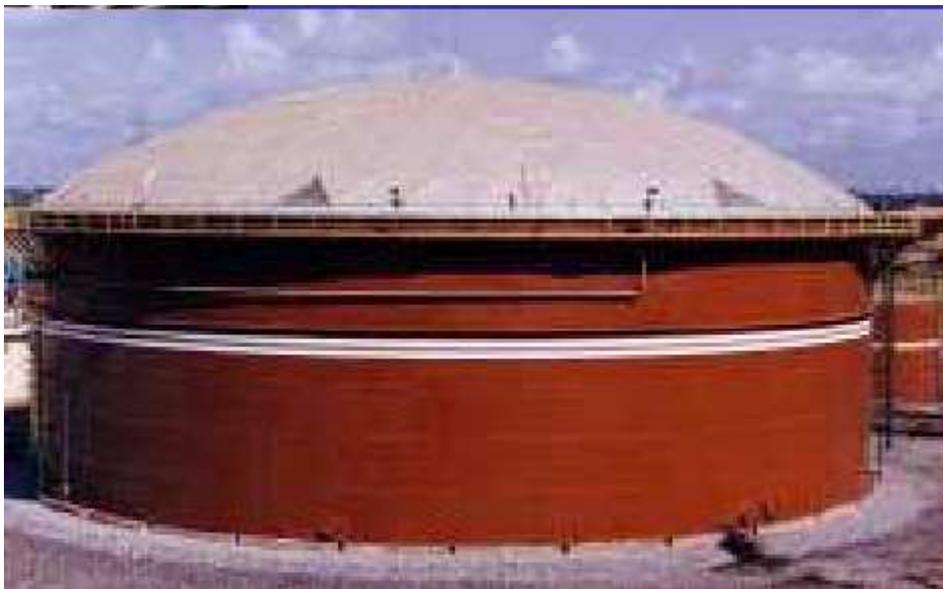


Fig. N° 1.5. Techo domo con techo flotante interno

#### *1.3.4.14. Pontones*

Son cilindros estancos que flotan sobre el espejo de producto y sustentan al techo. No deben ser un componente estructural del techo sometidos a esfuerzos, ya que esto produciría su pinchadura y posterior hundimiento.

#### *1.3.4.15. Membranas*

Como alternativa a los pontones, se pueden colocar membranas de contacto total. Estas evitan el espacio vapor que queda entre el líquido y el techo flotante con pontones. Pueden ser de aluminio o polímeros patentados.

#### *1.3.4.16. Sellos*

Se encargan de minimizar las fugas de vapores en la unión entre el techo flotante y la envolvente del tanque. Hay distintos tipos y para obtener buenos resultados se coloca un sello primario y uno secundario. El sello primario, que es indispensable, puede ser del tipo pantográfico de zapata o de espuma montada

en fase líquida. El sello secundario se monta sobre el primario y puede tener rodamientos que apoyen contra la pared del tanque.

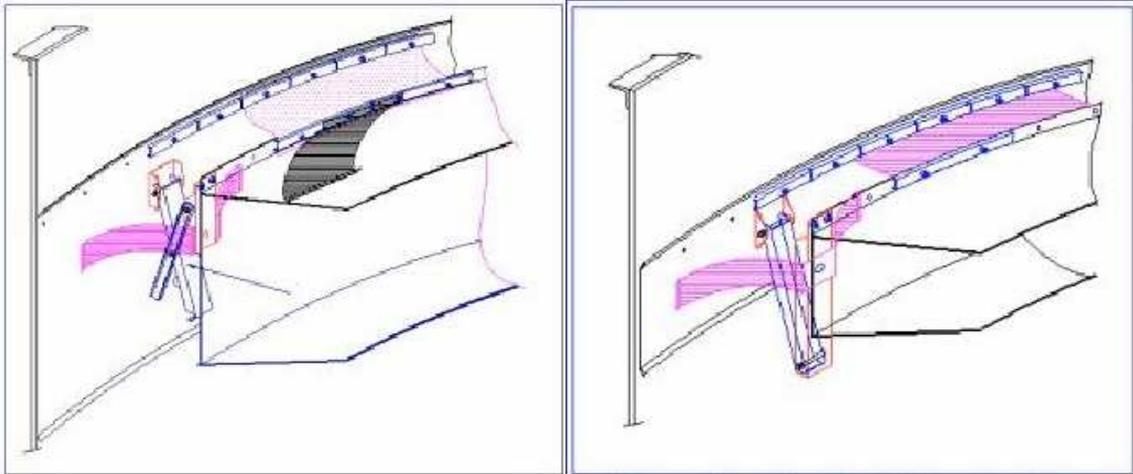


Fig N° 1.7 Sello primario tipo pantógrafo

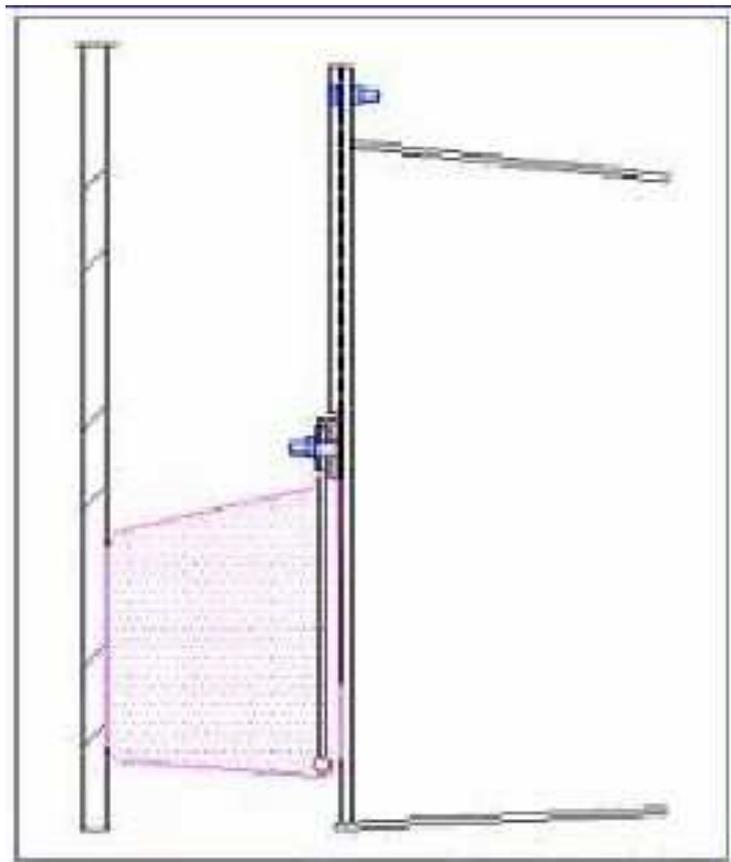


Fig N° 1.8 Sello primario de espuma

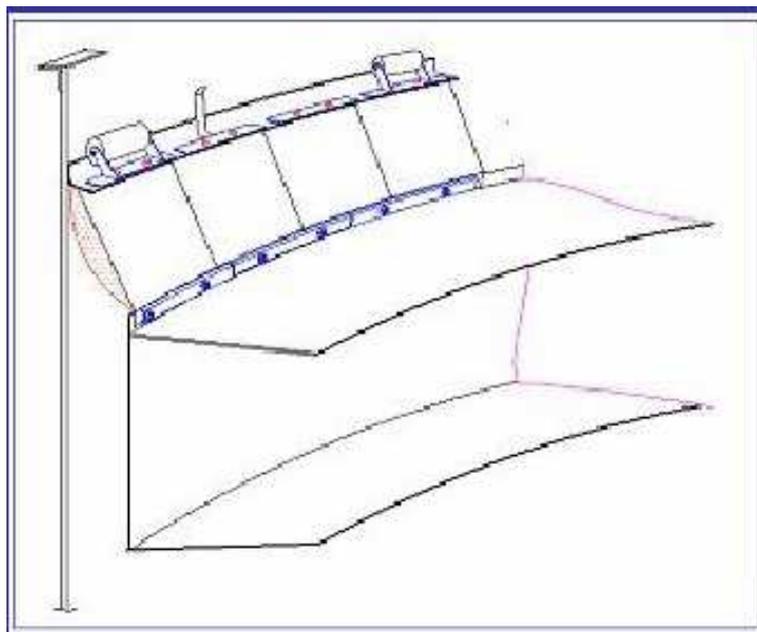


Fig. N° 1.9 Sello secundario

#### *1.3.4.17. Drenaje del techo flotante exterior*

Debido a que es un techo que se encuentra a cielo abierto, debe poder drenar el agua de lluvia que caiga sobre él. Para esto, se diseña con un punto bajo y una válvula antirretorno, y una cañería (o manguerote) que pasa por el interior del tanque y en contacto con el producto almacenado hasta que sale por un punto bajo de la envolvente (para que no interfiera con el techo). Algunos diseños, permiten la inyección de espuma por el drenaje del techo para casos de emergencia.

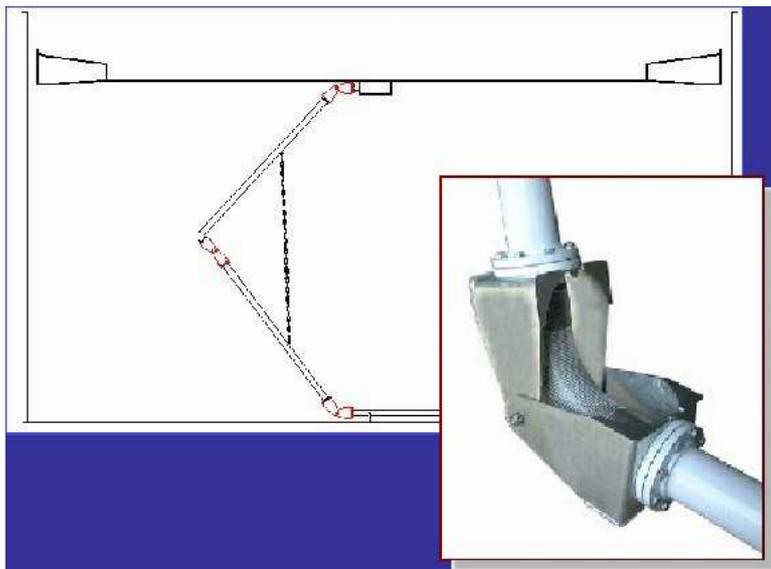


Fig. N° 1.10 Drenaje del techo flotante exterior

#### 1.3.4.18. Sistema contra incendios

Para controlar incendios producidos en tanques de almacenamiento se emplea agua para enfriar la temperatura del tanque y espuma mecánica o química para apagar el incendio. El sistema contra incendio generalmente está compuesto por:

Una fuente de abastecimiento de agua

Un equipo de bombeo

Una red de distribución de agua

Hidrantes

Monitores

Equipo complementario

## 1.4. TANQUES QUE OPERA PETROPRODUCCION

Petroproducción Distrito Amazónico opera 76 tanques en total. Entre los diferentes tipos de tanques que operan están:

Según el uso

Tanques de lavado

Tanques de reposo

Tanques de almacenamiento

Tanques de oleoducto

Según su construcción

Tanques de techo cónico fijo

Tanques de techo flotante externo

Tanques de techo flotante interno

Tanques de techo flotante con domo geodésico

En la siguiente tabla se puede observar la cantidad de tanques de cada tipo dependiendo su construcción y uso que Petroproducción opera:

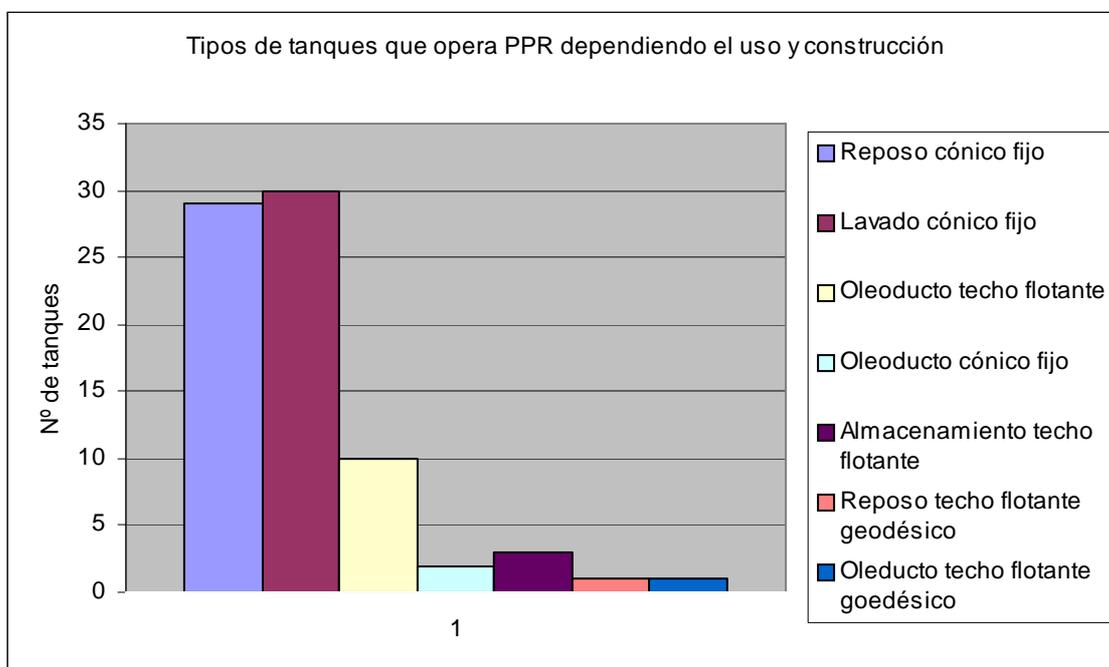


Tabla N° 1.1: Tipos de tanque que opera PPR según el uso y construcción del tanque

Fuente: Información técnica de tanques del Distrito Amazónico Febrero 2004

En el Anexo I.2 se podrá encontrar un registro de todos los tanques que opera PPR (Petroproducción) determinando sus dimensiones, capacidad, campo en el que operan, años de servicio, y estado actual.

## **1.5. NORMAS APLICABLES PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN E INSPECCIÓN DE TANQUES EN FUNCIONAMIENTO**

Los tanques atmosféricos y de baja presión son el tipo de infraestructura que representa el 95% de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos que actualmente posee la industria petrolera del país, la mayoría se encuentra instalada en los campos de producción del Distrito Amazónico, en los terminales del SOTE y en los terminales de productos limpios y en las refinerías.

Las normas aplicables para este tipo de infraestructuras están elaboradas por los siguientes organismos:

ASTM	American Society for Testing Materials
API	American Petroleum Institute
NFPA	National Fire Protection Association
STI	Steel Tank Institute
UL	Underwriters Laboratories Inc.(E.U.A.)
ULC	Underwriters Laboratories of Canada
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASNT	American Society for Nondestructive Testing
AISC	American Institute of Steel Construction
AISI	American and Iron Steel Institute
AWS	American Welding Society
NACE	National Association of Corrosion Engineers
ACI	American Concret Institute

En nuestro país, comúnmente se diseña según normas API que hacen referencia a los materiales fijados por las normas ASTM, y se siguen las normas de seguridad dadas por NFPA.

### **1.5.1. API STANDARD 650, WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE**

Es una norma editada por el API , que cubre el material, diseño, fabricación, montaje y pruebas para regular la construcción de tanques de varios tamaños y capacidades, no refrigerados, de forma cilíndrica vertical, soldados, para operar a presiones internas que no excedan las 2.5 psi absolutas. La primera edición de esta norma es de 1961, pues a partir de esa fecha reemplazó a la norma API STANDARD 12C , Specification for Welded Oil –Storage Tanks, cuya primera edición data de julio de 1936.

Este documento ha sido preparado en colaboración con la A.W.S e incluye todo el proceso de soldadura establecido por dicha sociedad. Además, toma en consideración lo dispuesto por las siguientes publicaciones API , algunas de las cuales serán particularmente analizadas más adelante, como son: los API Standard 12B, 12D, 12F, 620, 2000, 2517, 2550, 2555; las API Recommended Practice 2001,2003,2015, las API Publications 2009, 2021, 2023; y la Guía API para Inspección de Equipos para Refinería, Cap XIII

Esta norma tiene 10 ediciones, la última data de 1998, y posee los Adendums: 1 del 2000, 2 del 2001 y 3 del 2003, al igual que toda la documentación similar existente, advierte que no cubre regulaciones de diseño más exigentes que pudieran existir en determinados países o sitios, en todo caso, si se recomienda que sea revisada a fin de no crear conflicto con los requerimientos locales.

De igual manera, esta norma recomienda que después de las revisiones que pudiera sufrir este código técnico , al igual que lo dispuesto en la revisión de estas normas, los requerimientos mínimos o mandatorios deben ser utilizados 6 meses después de la fecha de la última edición , excepto para la construcción de tanques contratados en este período de tiempo.

### **1.5.2. API STANDARD 12-B BOLTED PRODUCTION TANKS**

Es una norma editada por el API que cubre los requerimientos del material, diseño y montaje para regular la construcción de tanques de acero, empernados,

de capacidades entre 100 y 10,000 Bls, utilizados en los campos de producción petrolera.

### **1.5.3. API STANDARD 653 TANK INSPECTION, REPAIR, ALTERATION AND RECONSTRUCTION**

Es una norma editada por el API, que cubre los requerimientos mínimos para el mantenimiento e integridad de los tanques soldados sobre tierra, no refrigerados, que operan a presión atmosférica que hayan sido construidos bajo lo dispuesto en la norma API 650.

Esta norma fue editada por primera ocasión en 1991 y establece las guías para el mantenimiento, inspección, reparación, alteración, recolocación y reconstrucción de los tanques antes mencionados.

Gran parte de lo establecido en la API 650, en lo relacionado con el diseño, soldadura, materiales e inspecciones, puede ser aplicado en el mantenimiento y reparación de los tanques en servicio. En todo caso, el mantenimiento, si existieran conflictos en la aplicación de las normas 650 y 653, ésta última es la que prima para los tanques que están en operación. En este código también es importante hacer relación a las normas que han sido estudiadas y consideradas en su desarrollo como son: las API Standard 620, 650, 2000; las publicaciones API 2015, 2015A, 2015B, 2201, 2207, 2217, las Recomendaciones Prácticas API 651, 652, 2003, las Secciones ASME VIII y IX; y, las normas ASTM A6, A20, A36 y A370.

### **1.5.4. ASME SECTION V; NONDESTRUCTIVE EXAMINATION**

Es una norma editada por la ASME; la cual cubre los procedimientos, los recursos humanos, materiales y económicos, para la realización de pruebas mediante el uso de ensayos no destructivos.

Esta norma también será aplicable para la inspección de tanques presurizadas y de líneas de flujo.

### **1.5.5. RECOMMENDED PRACTICE ASNT TC- 1A**

Es un práctica recomendada para la calificación y certificación en Ensayos No Destructivos. La última edición es del año 2001 y constituye un documento que describe una definición clara y concisa de lo que es una práctica escrita. Al mismo tiempo señala los requerimientos para la Examinación Básica del Mantenimiento Predictivo como los parámetros de entrenamiento para los inspectores nivel III.

## **1.6. DEFINICIÓN DE REQUERIMIENTOS DE INSPECCION**

### **1.6.1. GENERALIDADES**

Las normas citadas anteriormente, nos sirven de referencia fundamental en el desarrollo de los trabajos de inspección técnica de tanques de almacenamiento de hidrocarburos utilizados en la industria petrolera, así como para la evaluación de estas instalaciones y la elaboración de informes respectivos.

Con la información contenida en las normas técnicas antes citadas, la experiencia acumulada en el sector por parte de personas naturales o jurídicas y los equipos de diagnóstico apropiadamente operados es posible elaborar procedimientos de inspección adecuados, necesarios e importantes para que los trabajos de inspección que se llevan a cabo en esta área, se los ejecute bajo parámetros preestablecidos , asegurando la calidad de la inspección y sobre todo la integridad de los tanques.

También es necesario recalcar la importancia de la capacidad técnica del inspector así como la calidad de su trabajo, el mismo que debe estar conforme lo determinen las normas competentes que en este caso pueden ser las normas INEN 1625, NORMAS API 510 y 653, ASME/ANSI B.31.3, ASNT

### **1.6.2. REFERENCIAS**

API STANDARD 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage

API STANDARD 653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction

ASME SECTION V; Nondestructive Examination

### **1.6.3. RESPONSABILIDADES**

El Jefe de Inspección Técnica de la empresa es responsable de la preparación y control de este documento.

El inspector NDT Nivel III es responsable de los aspectos técnicos de esta práctica.

El inspector NDT Nivel II es responsable de la implementación y seguimiento de esta práctica.

### **1.6.4. HISTORIAL DEL EQUIPO**

En esta parte se recaba del propietario u operador toda la información técnica del recipiente, como son: especificaciones y planos de diseño y construcción, trabajos de reparación efectuados, trabajos y resultados de inspecciones anteriores.

Es necesario averiguar al propietario u operador las razones técnico-legales para proceder a la inspección; las condiciones en que se realizará los trabajos de campo, con el fin de preparar el personal y herramientas apropiadas.

### **1.6.5. PERSONAL**

El personal de inspección de Pruebas No Destructivas (NDT) de Petroproducción será calificado de acuerdo con la referencia API 653 . Las evaluaciones serán efectuadas por personal certificado Nivel II / Nivel III.

### **1.6.6. EXAMINACIÓN**

Una examinación escrita para certificar a un Inspector Autorizado en relación con el alcance del estándar API 653 será administrada por un tercer partido designado

por el Instituto Americano del Petróleo (API). La examinación se basará en el conocimiento integral del estándar API 653 actualizado y publicado por el API.<sup>2</sup>

### **1.6.7. CERTIFICACIÓN**

Un certificado de inspector API 653 será emitido cuando el aplicante haya culminado satisfactoriamente la examinación descrita en el numeral anterior y además satisface las expectativas de educación y experiencia. La formación académica y experiencia del aspirante debe ser igual al menos a uno de los siguientes requisitos

Un grado de ingeniería con un año de experiencia en la inspección de tanques, recipientes a presión y tuberías.

Un certificado de dos años en ingeniería o tener un grado de tecnólogo y 2 años de experiencia en trabajos de construcción , reparación, operación o inspección, más un año de experiencia en la inspección de tanques, recipientes a presión y tuberías.

Ser bachiller de Colegio Técnico y 3 años de experiencia en trabajos de construcción, reparación, operación o inspección, más un año de experiencia en la inspección de tanques, recipientes a presión y tuberías.

Diez años de experiencia en el diseño, fabricación e inspección en la industria de la tubería a presión.

Además, el personal de inspección deberá poseer la capacidad para su calificado sobre el conocimiento de los métodos de ensayos no destructivos utilizados en la inspección, para lo cual deberá tener una certificación nivel III o II.<sup>3</sup>

En una inspección integral de tanques de almacenamiento de hidrocarburos se debe considerar una inspección para los siguientes casos: construcción de tanques nuevos, reparación de tanques, inspección de tanques en operación, elementos auxiliares y complementarios.

---

<sup>2</sup> American Petroleum Institute, API Standard 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Second Edition, December 1995, Chapter 4

<sup>3</sup> Aguirre Hugo, Espinosa César, Organización del Centro de Calificación de Operadores de Ensayos no Destructivos en la E.P.N., Tesis de grado, 1985

### **1.6.8. INSPECCIÓN TÉCNICA EN CONSTRUCCIÓN DE TANQUES NUEVOS.**

Las fases en las que se debe realizar la inspección para este caso son las siguientes:

Diseño y Construcción: Se deben realizar de acuerdo a lo especificado en las normas API para diseño y construcción de tanques de acero soldados para almacenamiento de líquidos, debiendo sujetarse al caso , a las normas : API 620, API 650, API 12D, API 12 F y las especificaciones del propietario .

Preparación de superficie y recubrimiento interno y externo: Se sujetarán a las siguientes Normas de Petroecuador.

PETROECUADOR 02 Pinturas, Especificaciones para su aplicación;

PETROECUADOR-SHI-009, Identificación de tanques y tuberías;

PETROECUADOR-SI-011 Tamaño de letras y números;

PETROECUADOR-SI-012, Logotipo Petroecuador

Pruebas:

Radiografía de soldaduras, de acuerdo a lo que recomiendan las normas API

Prueba de vacío en cordones de soldadura de fondo y techo, de acuerdo a lo que recomiendan las normas API y ASNT.

Prueba Hidrostática, de acuerdo a lo que recomiendan las normas API

Recubrimiento externo e interno , de acuerdo al procedimiento que se detallará posteriormente y estará sujeto a las normas ASTM D3276-80; y UOP 9-16-1 Painting, Universal Oil Products.

Inspecciones periódicas: Durante el proceso de construcción de cada tanque se realizará inspecciones para determinar el cumplimiento de las especificaciones establecidas en las Normas API y/o el cumplimiento de las especificaciones de preparación de superficie y aplicación de recubrimiento externo e interno. En cada caso seguirá el procedimiento detallado en los siguientes capítulos y se sujetará a las normas ASTM D3276-80, Guía para inspectores de pintura; y UOP 9-16-1 Painting, Universal Oil Products y se emitirá los correspondientes informes.

Inspección final: Se seguirá el procedimiento que se detallará en los siguientes capítulos de este documento en donde constará:

Inspección visual general

Medición de espesores de planchas y elementos estructurales.

Medición de espesores de recubrimiento interno y externo

A la terminación de la inspección final, se emitirá el respectivo informe

#### **1.6.9. INSPECCIÓN TÉCNICA EN REPARACIÓN DE TANQUES.**

Para este caso las fases de inspección vienen a ser:

Procedimiento de reparación mecánica: Se deben realizar de acuerdo a lo especificado en las normas API para diseño y construcción de tanques de acero soldados para almacenamiento de líquidos, debiendo sujetarse al caso , a las normas : API 620, API 653, API 650, API 12D, API 12 F

Preparación de superficie y recubrimiento interno y externo: Se sujetarán a las siguientes Normas de Petroecuador.

PETROECUADOR 02 Pinturas, Especificaciones para su aplicación;

SSPC falta

PETROECUADOR-SHI-009, Identificación de tanques y tuberías;

PETROECUADOR-SI-011 Tamaño de letras y números;

PETROECUADOR-SI-012, Logotipo Petroecuador

Pruebas:

Radiografía de soldaduras, de acuerdo a lo que recomiendan las normas API y ASNT.

Prueba de vacío en cordones de soldadura de fondo y techo, de acuerdo a lo que recomiendan las normas API

Prueba Hidrostática, de acuerdo a lo que recomiendan las normas API

Recubrimiento externo e interno , de acuerdo al procedimiento que se detallará posteriormente y estará sujeto a las normas ASTM D3276-80; y UOP 9-16-1 Painting, Universal Oil Products.

Inspecciones periódicas:

Durante el proceso de reparación de cada tanque se realizará inspecciones para determinar el cumplimiento de las especificaciones establecidas en las Normas API y/o el cumplimiento de las especificaciones de preparación de superficie y aplicación de recubrimiento externo e interno. En cada caso seguirá el procedimiento detallado en los siguientes capítulos y se sujetará a las normas ASTM D3276-80, Guía para inspectores de pintura; y UOP 9-16-1 Painting, Universal Oil Products y se emitirá los correspondientes informes.

Inspección final:

Se seguirá el procedimiento que se detallará en los siguientes capítulos de este documento en donde constará:

Inspección visual general

Medición de espesores de planchas y elementos estructurales.

Medición de espesores de recubrimiento interno y externo

A la terminación de la inspección final, se emitirá el respectivo informe.

#### **1.6.10. INSPECCIÓN TÉCNICA DE TANQUES DE OPERACIÓN:**

Se seguirá el procedimiento señalado en los siguientes capítulos.

Consecuentemente, la persona natural o jurídica, que lleve adelante los trabajos de inspección, deberá poseer una estructura organizacional, personal preparado, soporte bibliográfico adecuado; y , los equipos y materiales de inspección necesarios.

## **CAPITULO II**

### **INSPECCION VISUAL GENERAL DE TANQUES**

#### **2.1. INTRODUCCION**

En los tanques de almacenamiento de hidrocarburos se presenta la corrosión como la principal causa de deterioro; por esta razón la detección y medición de la misma es un motivo suficiente para someter a este tipo de tanques y a todos sus accesorios a una inspección visual general.

Los procedimientos de inspección visual a ser descritos en este capítulo, pueden ser aplicados sobre los tanques de almacenamiento atmosféricos y baja presión, hasta los 15 PSIG.

Es importante señalar que en la inspección visual se deben considerar algunos aspectos tales como:

La inspección puede ejecutarse con el equipo en servicio o fuera de funcionamiento.

En el estudio del historial se toman en cuenta iguales parámetros

La determinación y aplicación de los ensayos no destructivos se basará en similares criterios considerados.

El objetivo primordial de la inspección visual es determinar el estado mecánico y las condiciones actuales para que la estructura soldada sometida a este trabajo pueda seguir en funcionamiento con condiciones seguras de operación, para lo cual a partir de los resultados, se determinan las reparaciones necesarias y futuras inspecciones así como también su definitiva puesta fuera de operación, la posibilidad de un cambio de servicio o de limitar la altura de llenado.

Dicho de una manera más específica lo que con la inspección visual se pretende es realizar una observación general de cada tanque con la finalidad de que en el informe de inspección se detallen los siguientes aspectos:

Estado de la pintura

Estado de los cordones de soldadura

Estado de las válvulas y accesorios

Estado de las escaleras y plataformas

Estado general del cubeto

Estado general del sistema de protección contra incendios

Estado general de otros elementos relacionados con el tanque.

En los tanques de lavado , esta inspección deberá realizarse también para la bota de gas, siguiendo el procedimiento determinado.

## **2.2. INSPECCIÓN VISUAL**

Este tipo de inspección es importante pues utiliza el ensayo no destructivo básico e inevitable, ayuda a encontrar discontinuidades superficiales que son evidentes a simple vista.

El intervalo entre inspecciones de un tanque deberían estar determinadas por el historial de servicio del tanque a menos que razones especiales indiquen que una inspección más temprana deba hacerse. Un historial de servicio de un determinado tanque o de un tanque en un servicio similar ( preferiblemente en el mismo sitio) debería estar disponible de manera que las inspecciones completas puedan ser programadas con una frecuencia acorde con la tasa de corrosión de un tanque. Los ensayos destructivos a utilizarse deberán usarse acorde las frecuencias de inspección.

## **2.3. INSPECCIONES DESDE AFUERA DEL TANQUE**

### **2.3.1. INSPECCIONES EN SERVICIO**

La condición externa del tanque debe ser monitoreada por una inspección visual muy cercana desde el suelo de una manera rutinaria. Esta inspección puede ser realizada por el dueño/ el personal de la operadora además de los inspectores autorizados. El personal que realiza las inspecciones deberá tener conocimientos de operación de instalaciones de almacenamiento , del tanque, y de las características del producto almacenado.

Esta inspección en servicio deberá incluir una inspección visual de las superficies exteriores del tanque. Las evidencias de fugas, distorsiones en las planchas, estado de las cimentaciones, corrosión, sistemas de aislamiento e incidentes deben ser documentados para acciones de seguimiento hechas por un inspector autorizado.

### **2.3.2. INSPECCIÓN EXTERNA**

Todos los tanques deben ser examinados externamente por un Inspector Autorizado. Esta inspección debe ser llamada inspección externa y debe ser realizada cada 5 años o los años dados por la expresión  $RCA/4N$ , donde:

RCA = corrosión remanente permisible en milésimas de pulgada (Mils)

N = la velocidad de corrosión en Mils / año, milésimas de pulgada / año, (mpy)

Cualquiera que sea menor.

Los tanques aislados necesitan remover su aislamiento únicamente en la extensión necesaria para determinar la condición de la pared exterior o el techo del tanque.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> American Petroleum Institute, API Standard 653, Section 4- Inspection, pag 4-1

Los intervalos para la ejecución de la inspección visual no deberán exceder de un mes.

De cierta forma los conocimientos del inspector deben orientarlo a chequear visualmente las zonas de mayor ataque corrosivo, como puede ser: Las planchas ubicadas en el fondo del tanque , el anillo base, el último anillo superior y el techo, con el fin de determinar zonas que merezcan un tratamiento especial en cuanto a la aplicación de otros métodos no destructivos.

También se deben chequear visualmente el estado y condiciones del equipo auxiliar, como son las válvulas, instrumentos, drenajes, escaleras, plataformas, conexiones, etc..

En el caso de los tanques con techo flotante , se debe inspeccionar visualmente la envolvente por su parte interior a fin de determinar su estado, tomando para el caso, el mínimo de medidas de seguridad personal para el inspector.

Por otro lado, este tipo de inspección ayudará a elaborar a los esquemas y gráficos del tanque, que servirá para ubicar y anotar los datos que se obtengan en el desarrollo de los otros métodos no destructivos que serán utilizados.

## **2.4. PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCION VISUAL**

### **2.4.1. OBJETIVO**

Esta práctica proporciona información técnica requerida para efectuar Inspecciones Visuales en los tanques de almacenamiento de Petroproducción.

#### **2.4.2. ALCANCE**

Para la inspección visual mediante pruebas no-destructivas (NDT), se requiere de personal capacitado y experimentado que utilice los procedimientos válidos y los estándares apropiados de calibración con equipos efectivos, en buen estado y dentro de un ambiente adecuado para las tareas de mantenimiento.

#### **2.4.3. DEFINICIÓN**

La inspección visual se define como un proceso en que se utiliza el ojo (solo o con varias ayudas) como mecanismo de percepción a partir del cual se puede determinar la condición de la unidad a ser inspeccionada.

#### **2.4.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Proporcionar una evaluación general de la condición de una estructura, componente o sistema.

Detectar tempranamente los defectos antes de que alcancen el tamaño crítico.

Detectar los errores de manufactura.

Obtener información adicional sobre la condición de un componente que muestra evidencia de algún defecto.

#### **2.4.5. AVERÍAS TÍPICAS DETECTADAS MEDIANTE INSPECCIONES VISUALES**

Las averías típicas detectadas en la estructura de los tanques de almacenamiento de petróleo mediante inspección visual pueden ser divididas en tres grupos: grietas, corrosión y disbonding (desunión). Es muy difícil detectar el disbonding mediante medios visuales porque es generalmente una condición interna que no se puede observar en la superficie de un tanque. Otros defectos incluyen el desgaste de sistema o componente y el daño accidental.

#### **2.4.6. FACTORES QUE AFECTAN LA INSPECCIÓN VISUAL**

Acceso a Área de Inspección. La facilidad de acceso al área de inspección es de gran importancia para obtener resultados confiables de inspección visual. El acceso consiste en alcanzar una posición de inspección y llevar a cabo la inspección visual.

Acceso y seguridad. Los andamios, plataformas y escaleras utilizados para acceder a la estructura del tanque deben ser utilizados de manera segura. Se debe proporcionar protección para impedir potenciales lesiones o accidentes que pueden ser causados por el mal estado de los mismos y/o movilización de pesos pesados.

Iluminación. La adecuada calidad e intensidad de la iluminación, la eliminación del alumbramiento directo, alumbramiento reflejado y sombras favorecen la identificación de defectos. A la inversa, la fatiga visual excesiva y el tiempo de demora del ojo para adaptarse al cambiar de un ambiente luminoso a la oscuridad y viceversa puede reducir la detección efectiva de defectos.

Pre-limpieza Es necesario liberar las partes a ser inspeccionadas de toda suciedad, contaminación o cualquier cosa que podría impedir la detección de averías importantes. De igual manera, durante la limpieza es importante no remover ni ocultar la evidencia de un defecto. Por ejemplo, las grietas pueden ser ocultadas por un tratamiento abrasivo, llegando a ser invisibles.

Factores del Ambiente de Trabajo. Temperatura excesiva, vientos, lluvia y otros factores climáticos tienden a tener efectos negativos en las inspecciones.

#### **2.4.7. SEGURIDAD**

Seguridad General. Los riesgos capaces de causar lesiones al inspector o impedir la identificación de los defectos deben ser eliminados o minimizados.

Instrucciones de Seguridad Para Sistemas de Inspección y Materiales. Se debe respetar las instrucciones operativas de seguridad proporcionadas por los fabricantes de los sistemas de inspección.

#### **2.4.8. EL PROCESO DE INSPECCIÓN VISUAL**

El proceso de inspección visual debe tener dos elementos visuales para ser exitoso: (1) un inspector capacitado con visión binocular y (2) un procedimiento de inspección que define los detalles de la inspección.

Técnicas Generalizadas. Las inspecciones visuales exitosas en cualquier estructura incluyen generalmente las técnicas y los procedimientos conocidos, que hayan sido desarrollados por la experiencia.

Técnicas Específicas. Existen técnicas específicas para detectar los defectos típicos de las estructuras de tanques.

##### *2.4.8.1. Inspección visual, generalidades*

Para efectuar una inspección visual efectiva, el personal de inspección no debe solamente observar un objeto sino examinarlo de acuerdo con su conocimiento del objeto y las reglas establecidas.

Blancos (targets). El inspector efectivo mira a los targets o blancos específicos en vez de escanear toda el área. El ojo es funcionalmente ciego al mover entre puntos de observación.

Imaginación. Otra técnica útil para el inspector es la de reflexionar sobre qué tipo de acción causaría algún defecto particular; este proceso de pensamiento puede proporcionar indicios sobre las características del defecto.

Marcas. Las marcas o concentraciones anómalas de decoloración pueden indicar la presencia de algún defecto. Se requiere inspección minuciosa en sitios donde

ocurren concentraciones de contaminantes y decoloración porque pueden señalar la presencia de grietas. Las marcas de rayas y otras anomalías en el área inspeccionada proporcionan valiosa información al inspector y son utilizados para detectar los defectos que pueden afectar el correcto desempeño de los tanques.

**Corrosión.** La corrosión se detecta principalmente mediante inspección visual. Puesto que la inspección es crítica, el personal de inspección debe familiarizarse con la apariencia de los tipos comunes de corrosión y tener la capacitación y experiencia en detección de corrosión en la estructura de tanques. Por tal razón esta memoria contiene un capítulo dedicado especialmente al tema de la corrosión en este tipo de tanques y esta expuesto más adelante. Puede ser necesario remover la corrosión para evaluar la condición del material subyacente. Sin embargo, es importante no destruir el acabado ni remover los revestimientos de protección (que podrían ser difíciles de reemplazar) .

**Inspección Después de Mantenimiento.** Luego de que un componente haya sido reparado o sometido a mantenimiento, debe ser inspeccionado para detectar las posibles anomalías. Se debe realizar una inspección similar en los alrededores cuando un componente o accesorio es reinstalado en el tanque.

#### *2.4.8.2. Inspección visual de la estructura de un tanque*

Es necesario no solamente saber cómo examinar sino también donde examinar al inspeccionar los detalles para los defectos con que uno está familiarizado en base a experiencias anteriores. La linterna y el espejo son herramientas estándares que deben acompañar al inspector en todas las inspecciones. Las lupas deben estar también al alcance de la mano para ciertas inspecciones. Otras ayudas, por ejemplo el boroscopio, pueden estar disponibles para requerimientos especiales.

**Detección Visual de Grietas de Superficie.** Cuando se utiliza una linterna para detectar grietas en la superficie, la luz debe tener un ángulo de 5 a 45 grados. El rayo no debe estar apuntado a un ángulo tal que el rayo reflejado vuelva directamente en los ojos del inspector. El ojo debe estar enfocado encima del rayo

durante la inspección. El dirigir la luz a ángulos rectos en relación con la grieta y el trazar su longitud puede determinar la extensión de cualquier grieta. Una lupa de potencia 10 puede utilizarse para confirmar la existencia de una grieta sospechosa. Si esto no es suficiente, se puede recurrir a otros métodos tal como la de tintes penetrantes, partículas magnéticas o corrientes parásitas (Eddy current), para comprobar la existencia de grietas.

**Detección Visual de Defectos Ocultos.** El espejo puede ser utilizado con mayor efecto en sitios que no pueden ser observados directamente. Es generalmente necesario iluminar el espejo para iluminar indirectamente el área a inspeccionar o en proceso de inspección.

**Elementos Misceláneos de valvulería y sujeción.** Los pernos en las bridas y otros elementos estructurales misceláneos de valvulería deben ser inspeccionados para detectar su estado de aflojamiento, integridad, tamaño correcto y corrosión.

**Sistemas de Control.** Los cables, varillas de mando, guías de entrada, poleas y todos los demás ítems similares.

#### *2.4.8.3. Inspección Visual para Detectar Corrosión.*

- *Inspección para tipos específicos de corrosión*

La inspección visual es el método principal para inspeccionar la corrosión en la estructura de un tanque y sus componentes. Algunos de los diferentes tipos de corrosión incluyen: corrosión uniforme (“etch corrosion”), corrosión en forma de picaduras en el metal (“pitting corrosion”), corrosión galvánica, corrosión en forma de concentración de células, corrosión intergranular, corrosión por exfoliación.

Generalmente, el procedimiento de inspección a ser utilizado está determinado por los fabricantes de los tanques en documentos como los manuales de mantenimiento y de overhaul, así como en las normas utilizadas para su construcción y reparación.

#### *2.4.8.4. Material contenido en el procedimiento de inspección visual*

Un procedimiento tiene cuatro partes básicas:

Una base para la inspección

Los preparativos

Implementación de la inspección

Evaluación de los resultados

#### *2.4.8.5. Actividades aplicables a todas las inspecciones visuales*

Algunas actividades que constituyen una buena práctica pueden no estar mencionadas en los procedimientos; sin embargo, deben ser llevadas a cabo si se las consideran relevantes. Ejemplos de buena práctica incluyen:

**Inspección Preliminar.** Una inspección preliminar de toda el área debe efectuarse para fines de limpieza, detección de objetos extraños, objetos deformados, apretadores faltantes, seguridad de las piezas, corrosión y daños. Si la configuración o ubicación de la pieza oculta el área a ser inspeccionada, es apropiado utilizar ayudas visuales como un espejo o boroscopio.

**Pre-limpieza.** El área o superficie de las partes a ser inspeccionadas debe ser limpiada sin dañar ningún tratamiento existente de superficie. Los contaminantes capaces de impedir la detección de defectos de superficie deben ser removidos. Los revestimientos de superficie podrán ser removidos posteriormente si se requiere de otras técnicas NDT para averiguar los indicios encontrados. Algunos materiales típicos de limpieza y métodos utilizados para preparar las partes para la inspección visual son: detergentes, limpiadores alcalinos, desengrasadores de vapor, solventes, limpieza mecánica, saca pinturas, limpieza a vapor y limpieza ultrasónica.

Tratamiento de Corrosión. Cualquier corrosión encontrada en una inspección preliminar debe ser removida antes de empezar la inspección visual minuciosa de la parte o área seleccionada. Los manuales de instrucción de los Fabricantes constituyen una valiosa guía para el tratamiento de la corrosión.

Uso de Ayudas Visuales. Al inspeccionar un área requerida, se debe utilizar las ayudas visuales cuando sea necesario. Un inspector debe tener normalmente herramientas apropiadas de medición, una linterna y un espejo; además, debe conocer las técnicas de iluminación que podría utilizar al inspeccionar los defectos en diferentes tipos de materiales.

Registros Todos los defectos encontrados deben ser documentados en el Registro de Mantenimiento, informes escritos en los formatos de CONTROL CALIDAD-END-01-001, fotos o videos para la evaluación correspondiente. El tipo, ubicación y tamaño aproximado de cualquier defecto deben ser documentados. En base a la especificación del proceso de inspección, por ejemplo AD, Boletín de Servicio, requerimiento del Manual de Mantenimiento o descubrimiento normal de inspección, el mecánico, reparador o cualquier otra persona autorizada debe determinar la condición de aceptabilidad de la reparación o rechazo de la reparación de la parte o estructura inspeccionada.

Resultados. Uno de los elementos más importantes del proceso de inspección visual es el reporte de los resultados. Como guía, el registro de los descubrimientos debe ser guardado de tal suerte que la información previa o experiencia ganada pueda beneficiar a otras personas que estarían efectuando el mismo tipo de inspección, los mismos que se guardarán por el lapso de 5 años.

Registros. La inspección visual tiene importancia solamente cuando son registradas las condiciones encontradas en las partes inspeccionadas. El tamaño y forma del defecto encontrado y su ubicación deben registrarse junto con cualquier otra información pertinente, tal como reparación realizada o disposición tomada.

Ilustraciones como Registros. Cabe mencionar que el uso frecuente y efectivo de las ilustraciones no solamente realiza la efectividad del procedimiento sino que es indispensable al comunicar al inspector la naturaleza de los defectos por encontrar.

Croquis. El croquis es el registro más simple; muestra la ubicación y la extensión del defecto. En áreas más amplias, bastaría realizar el croquis solo del área crítica.

Fotografía. Se pueden tomar fotos (estáticas o grabaciones en video) de los defectos para fines de registro visual.

#### *2.4.8.6. Cuatro niveles de inspección visual*

Tareas de Inspección. En base a la dificultad y grado de efectividad, la inspección visual se divide en cuatro categorías de la siguiente manera:

Inspección mediante recorrido alrededor de la parte (Walk Around Inspection);

Inspección Visual General;

Inspección Visual Detallada; e

Inspección Visual Especial Detallada

Pruebas NDT Especiales Adicionales Se puede utilizar una categoría adicional cuando la inspección visual es complementada por equipos NDT especiales.

#### *2.4.8.7. Ayudas para la inspección visual*

Generalidades Las dos ayudas indispensables para el inspector visual son la iluminación y varios tipos de ayudas ópticas.

Herramientas. Cabe enfatizar que la combinación ojo-espejo-linterna es indispensable para la inspección visual. La estructura del tanque y sus componentes que requieren de inspección están frecuentemente ubicados sobre

toda de la superficie de la estructura. Por lo tanto, un acceso secundario por reflexión es generalmente esencial. Las ayudas para la inspección visual comprenden generalmente una potente linterna, un espejo con una articulación esférica y una lupa simple de potencia desde 2 hasta 5. El espejo debe tener el tamaño adecuado (excepto para situaciones muy difíciles de acceso) con superficie reflectante libre de suciedades y grietas y con buen revestimiento. La articulación giratoria debe estar lo suficientemente firme para mantener su posición. Una lupa puede ser muy útil en ciertas situaciones. Se recomienda una lupa de potencia 10 para la identificación positiva de las grietas sospechadas; sin embargo, se puede recurrir a otros métodos de NDI, tales como tintes penetrantes, partículas magnéticas o corrientes parásitas (eddy current) para averiguar la presencia de defectos. La inspección visual en algunas áreas puede efectuarse solamente con el uso de ciertos aparatos como los boroscopios y sistemas de imágenes de video.

Técnicas Especiales. La inspección visual es un proceso utilizado en muchos sitios y que involucra varias técnicas especiales. Cada técnica tendrá su ambiente luminoso óptimo y sus propias ventajas visuales y ópticas. Depende del inspector seleccionar la iluminación apropiada y la ayuda óptica para la inspección por realizar.

#### *2.4.8.8. Actividades del procedimiento de inspección visual*

1.- Trasladados al sitio de trabajo, los inspectores deben proceder a realizar la inspección visual de rigor, la misma que debe realizarse en dos etapas, como son:

Inspección visual externa: que debe centrarse a examinar la integridad del recipiente, sitios de corrosión por picaduras, las uniones soldadas, el pin de arrastre, el estado de los accesorios, como son: manómetros, medidores de nivel, conexiones para mangueras, válvulas de seguridad, purga, venteo y de bloqueo. En este trabajo se deberá proceder a medir las dimensiones principales del recipiente y levantar el esquema para la posterior medición de los espesores de la plancha.

Inspección visual interna: se debe tener cuidado de que el recipiente esté totalmente libre de gases, caso contrario se deberá medir con un explosímetro el nivel de concentración interna.

Con la ropa y equipo de seguridad adecuados, especialmente linternas, se deberá ingresar al interior para chequear los siguiente: la integridad de las paredes del recipiente, corrosión por picaduras, el grado de corrosión que presenten las mismas, debido a la existencia o no de películas de material desprendido, el estado de los rompeolas, las condiciones del sistema de medición volumétrico así como el de protección contra incendios.

En caso de que se requiera mejor preparación de la superficie examinada, se deberá proceder a limpiarla con los implementos adecuados, a excepción de productos que sean combustibles.

En el reporte respectivo a más de lo expuesto anteriormente se deberán detallar algunos aspectos específicos como:

Estado de la pintura que debe incluir : apariencia general, adherencia, presencia de picaduras, estado de la pintura de las tuberías, válvulas y accesorios y logotipo.

Estado de los cordones de soldadura que consiste en determinar si los cordones de soldadura cumplen lo especificado en el API 650.

Estado de válvulas y accesorios consiste en realizar una inspección minuciosa de los diferentes elementos como: válvulas de compuerta o similares, puertas de limpieza, manholes, uniones giratorias y winches de pierna hidrostática, válvulas de venteo y arresta llamas del techo, válvulas de drenaje y sumidero de aguas lluvias de techos flotantes, venteos automáticos de techos flotantes, uniones giratorias de la tubería de drenaje de lluvia de techos flotantes, medidores de nivel y otros, con la finalidad de que el reporte de inspección se describa el estado de

estos elementos de tal forma que permita tomar acción frente a posibles futuras fallas.

Estado de las escaleras y plataformas que consiste en determinar el estado de estos elementos para que garanticen la seguridad del personal de operación.

Estado general del cubeto presencia de maleza, limpieza del sistema de drenaje del cubeto, estado del sistema de drenaje del cubeto, estado de los diques (muros) del cubeto.

Estado general del sistema de protección contra incendios del tanque.

Estado de la soportería de las tuberías que atraviesan el cubeto

Estado de otros elementos relacionados con cada tanque.

Todas las observaciones posiblemente encontradas deben anotarse en el reporte respectivo, las mismas que servirán para determinar la necesidad de emplear otros métodos de ensayos no destructivos.

Para la evaluación de los resultados de la inspección visual se tomarán en cuenta los siguientes criterios:

Las picaduras dispersas en una zona amplia pueden ser ignoradas si se cumple con lo siguiente:

La profundidad de las picaduras no son mayores al  $\frac{1}{2}$  del espesor de la pared del recipiente, excluida la tolerancia a la corrosión

El área total de las picaduras existentes en un círculo de 8" (20 cm ) de diámetro, no debe exceder en extensión a 7 pulgadas cuadradas (45 cm<sup>2</sup>).

La suma de estas dimensiones a lo largo de cualquier línea recta dentro del círculo de 8" (20 cm), no debe exceder las 2" (5cm)

El estado de todos los accesorios, plataformas y escaleras, sistema contra incendio, etc.. debe ser aceptable en virtud de que no comprometa alguna interrupción en el normal desempeño del equipo ni signifique un riesgo para la seguridad industrial del personal y de las instalaciones.

Un procedimiento alternativo al antes indicado, es el de considerar cualquier componente que presenta desgaste de la pared que se encuentre bajo el límite requerido, puede ser evaluado por separado para determinar si es adecuado para continuar en el servicio.

## **CAPITULO III**

# **INSPECCION INTEGRAL DE PLANCHAS Y SISTEMAS DE TUBERÍAS**

### **3.1. INTRODUCCIÓN**

El proceso de construcción de cualquier tipo de tanque de almacenamiento , se rige conforme lo dispuesto por la norma correspondiente; en ésta además se establecen una serie de requerimientos para satisfacer la inspección y pruebas de rigor que deben cumplir estas instalaciones, como son : ensayos mecánicos de los materiales usados, radiografía de soldaduras, pruebas neumáticas e hidrostáticas y otras.

En razón de lo expuesto, las normas de construcción y más específicamente las usadas para el mantenimiento y trabajos de inspección, que se utilizan cuando el tanque ha entrado en operación, recomiendan el uso del ultrasonido para monitorear y controlar el avance de la corrosión que pudiera presentarse en los tanques de almacenamiento en servicio, pruebas que tienen la ventaja de poder ser aplicadas con el recipiente en operación.

El tamaño y capacidad, las condiciones de operación y mantenimiento, el historial del tanque, son parámetros fundamentales para determinar el número de puntos a inspeccionarse; en todo caso, en esta parte se evaluará de manera general las zonas que requieren un adecuado número de puntos de inspección, sin tomar en cuenta las áreas que presenten una corrosión generalizada en las cuales se deberá aumentar el número de puntos en la medición de espesores.

### **3.2. OBJETIVO**

Calibrar un equipo de ultrasonido tipo pulso-eco, barrido A scan; para medición de espesores en cualquier tipo de materiales por el método de contacto y exploración manual.

### **3.3. ALCANCE**

- Este procedimiento proporciona los pasos para medición de espesores de materiales usando el método de contacto pulso-eco a temperaturas que no excedan de 200°F (93°C).
- Este procedimiento es aplicable a cualquier material en el cual la onda ultrasónica puede propagarse a una velocidad constante a través de la parte, y desde la cual la reflexión de los ecos pueden ser obtenidas y resueltas.

### **3.4. DOCUMENTOS DE REFERENCIA**

#### **3.4.1. NORMAS ASTM**

E 317 Práctica para evaluación de las características de rendimiento del Sistema de pruebas por Ultrasonido Pulso-eco sin el uso de instrumentos electrónicas de medida.

E 494 Práctica para medición de velocidad ultrasónica. en materiales.

E-797-95 Norma práctica para medición de espesores por ultrasonido pulso-eco por el método de inspección por contacto y exploración manual.

#### **3.4.2. NORMAS API**

API STANDARD 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage

API STANDARD 653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction

### 3.5. RESPONSABILIDADES

- El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por ultrasonido industrial del presente procedimiento debe estar calificado y certificado de acuerdo al procedimiento de Calificación y Certificación descrito en este documento.
- El personal Nivel I debe ser calificado y certificado por un nivel III ASNT y efectuara:

Preparar y operar los equipos y materiales necesarios

Verificar la calibración adecuada de los equipos.

Ejecutar la inspección por ultrasonido.

Llenar el registro de inspección.

- El personal Nivel II debe ser calificado y certificado por un nivel III ASNT y efectuara:

Actividades descritas en 3. 4.2.

Interpretar y evaluar los resultados que se dieran en el transcurso de la inspección.

- El personal Nivel III debe ser certificado ASNT y efectuara:

Aprobación de procedimientos a realizar

Calificación y certificación de personal

Lo indicado en 3.5.3

## **3.6. DESARROLLO DE LA INSPECCIÓN**

### **3.6.1. RESUMEN DE LA PRÁCTICA**

Uno o más bloques de referencia son requeridos debiendo tener una velocidad conocida, o del mismo material bajo medición., y teniendo espesores exactamente medidos y en el rango de espesor hacer medido.

Generalmente es deseable que los valores de los espesores sean números redondos.

Uno de los bloques debe tener un valor cercano al máximo del rango de interés y el valor del espesor del otro bloque debe ser cercano al espesor de interés mínimo.

El valor de la velocidad acústica de los materiales deberá ser de acuerdo a la Tabla No. 1

El elemento de pantalla (TRC, Tubo de rayos catódicos, medidor analógico o pantalla digital) del instrumento debe ser ajustada para presentar valores convenientes, dependiendo del espesor sobre el rango que está siendo usado.

### **3.6.2. SIGNIFICADO Y USO**

Las mediciones son hechas desde un solo lado del objeto, no requiere acceso a la cara posterior.

Mediciones de espesores por ultrasonido son usadas extensivamente en formas básicas y productos de algunos materiales, sobre partes maquinadas con precisión, y para determinar adelgazamientos de paredes en equipos en proceso causadas por corrosión y erosión.

### 3.6.3. REQUISITOS PRELIMINARES DEL EQUIPO

#### 3.6.3.1. Equipo electrónico.

Se empleará equipos de ultrasonido del tipo pulso-eco con pantalla de tubo de rayos catódicos (TRC) o del tipo monitor de video (presentación A-scan)

La pantalla del equipo debe presentar una escala vertical en intervalos equivalentes al 2% del total de la amplitud vertical. Esta escala debe estar trabada en caso de los TRC.

Presentar una linealidad de la escala vertical de la pantalla (EVP) de  $\pm 2$  en al menos el 80% del total de la. EVP calibrada

La pantalla del equipo debe presentar una escala horizontal en intervalos equivalentes al 2% del total de la amplitud horizontal. Esta escala debe estar gravada con divisiones en caso de los TRC.

Presentar una linealidad de la escala horizontal de la pantalla (EHP) de  $\pm 2$  en al menos el 80% del total de la EHP calibrada.

Tener una ganancia, calibrada posible en pasos de 2 dB o menores y con un ámbito de operación no menor de 60 dB, con una precisión de  $\pm 1$  dB.

El equipo debe ser capaz de generar frecuencias entre 0.25 a 25 Mhz. Opcionalmente puede tener un selector de frecuencias de operación.

El equipo debe estar dentro del periodo vigente de calibración.

Los equipos o equivalente, que se encuentran en la siguiente lista pueden ser usados en este procedimiento.

a) Krautkramer; Branson.

b) Epoch II; Panametrics

c) Epoch III; Flaw detector

#### *3.6.3.2. Unidades de exploración.*

Las más típicas unidades de exploración de pulso-eco (haz recto, línea de retardo, palpadores de doble cristal) son aplicables si se usa un instrumento detector de fallas.

Si se usa medidores de espesores de lectura directa, debe ser capaz de medir un espesor delgado usando generalmente transductores de alto amortiguamiento y alta frecuencia

Alta frecuencia (10 Mhz o mayor), en unidades con línea de retardo son generalmente requeridas para espesores menores que 0.6 mm (0.025 pulg.)

Medición de espesores a altas temperaturas requieren palpadores especialmente diseñados para esta aplicación.

### **3.7. BLOQUES DE CALIBRACION**

Los requerimientos generales para los bloques de calibración apropiados están dados en 3.6.1. Bloques de calibración multipasos que pueden ser útiles para el procedimiento de calibración son descritos en el Anexo III.2 (Fig. 1 y 2).

### **3.8. CALIBRACIÓN DEL INSTRUMENTO**

- Caso I.- Palpador simple por contacto directo.

Condiciones.- El inicio de la presentación está sincronizado con el pulso inicial. Toda presentación elemental es lineal. El espesor completo es presentado sobre el CRT.

Coloque el palpador en el bloque de prueba de un espesor conocido con suficiente acoplante y ajuste los controles de (rango, barrido o velocidad) hasta que la pantalla presente lectura del espesor apropiado.

Las lecturas deben ser luego chequeadas y ajustadas en el bloque de prueba con espesores de menor valor para mejorar el ajuste total del sistema

- Caso II.- Palpador simple con línea de retardo.

Condiciones.- Cuando use este palpador, es necesario que el equipo sea capaz de corregir el tiempo durante el cual el sonido pasa a través de la línea de retardo, de manera que el final del retardo debe coincidir con el espesor de valor cero.

En la mayoría de instrumentos, si el circuito de calibración del material del previamente ajustado a una velocidad dada del material, el control de retardo debe ser ajustado hasta que una lectura correcta del espesor sea obtenida sobre el instrumento. Sin embargo, si el instrumento debe ser completamente calibrado con transductor con línea de retardo, las siguientes técnicas son recomendadas:

Use al menos dos bloques de prueba (ver anexo III.2). Estos bloques de referencia deben cumplir con lo establecido en 5.5.1, 5.6.

Coloque el transductor secuencialmente sobre uno y luego sobre el otro espesor del bloque, y obtenga ambas lecturas. La diferencia entre estas dos lecturas debe ser ajustada al valor conocido. Si la diferencia de la lectura del espesor es menor al espesor actual, coloque el transductor sobre el espesor más grueso y ajuste el control "rango" expandir el valor del rango. Si la diferencia de la lectura del espesor es mayor al espesor actual, coloque el transductor sobre el espesor más grueso y ajuste el control "rango" para decrecer el valor del rango. Una cierta

cantidad de sobre corrección usualmente es recomendada. Reposicione el transductor secuencialmente sobre ambos espesores y note la diferencia de lecturas al tiempo que realiza, correcciones adicionales apropiadas. Cuando la diferencia de la lectura del espesor es igual al valor a medir, el rango del espesor del material está correctamente ajustado.

- Caso III- Palpador con doble cristal

El método descrito en 5.7.5 (caso II) es también apropiado a equipos usando transductores de doble cristal en rangos mayores a, sobre los 3 mm (0.125") Sin embargo, bajo estos valores existe un inherente error debido al camino sónico en "V" que el haz viaja.

Si la medición va a ser hecha muy cerca del rango límite al final del espesor delgado de la escala, esto es posible al calibrar el instrumento con la técnica del caso II usando bloques de prueba delgados apropiados.

#### Caso IV- Medición de grandes espesores.

Condiciones- Por uso cuando un alto grado de precisión es requerido para secciones gruesas.

Palpador de contacto directo y sincronización de pulso inicial son usados.

La calibración básica en barrido puede ser hecha como se describe en Caso 1. El bloque escogido para esta calibración debe tener un espesor que permita calibrar en tiempo distancia de barrido completo para una adecuada exactitud, que es, sobre 10 mm (0.4 in) o 25 mm (1 in.) escala completa

Después de la calibración básica, el tiempo de barrido debe ser retardado. Por ejemplo, si el espesor nominal de la parte espera ser de 50 a 60 mm y el bloque de calibración básico es 10 mm, el siguiente paso es requerido: ajuste el control de retardo (zero-offset) de modo que el quinto eco de pared posterior del bloque

de calibración básico, equivalga a 50 mm, sea alineada con la regencia O sobre el CTR. El sexto eco de la pared posterior aparezca al borde derecho de barrido calibrado.

Esta calibración puede ser chequeada sobre un bloque conocido del espesor total aproximado.

La lectura obtenida sobre el espécimen desconocido debe ser sumada al valor retardado en la pantalla si la lectura fue 4 mm, el espesor total debe ser 54 mm.

### **3.9. GENERALIDADES**

Recalibración deberá ser realizada después de un cambio de operadores, cada 30 min., que es el intervalo máximo de tiempo o cuando se presenten interferencias eléctricas o en los siguientes casos.

- (a) Cambio de transductor.
- (b) Cambio de baterías.
- (c) Cambio de toma eléctrica
- (d) Cambio de cable coaxial.
- (e) Falla de alimentación.

3.9.2. La sensibilidad deberá ser ajustada en un lugar libre de indicaciones de manera que el primer eco posterior alcance un altura de 50 a 75%.

### **3.10. RIESGOS TÉCNICOS**

3.10.1. Los transductores de doble cristal pueden ser además usados efectivamente en superficies rugosas. En este caso solamente el retorno del primer eco, tal como desde el fondo de una picadura, es usado en la medición. Generalmente, una exploración localizada con el transductor es realizada para detectar la mínima pared restante.

3.10.2. Propiedades del material - El instrumento debe ser calibrado sobre un material que tenga la misma velocidad acústica y atenuación del material a ser medido. Donde sea posible, la calibración debe ser confirmada por dimensionamiento directo con un escalímetro del material a ser examinado.

3.10.3. Exploración.- La máxima velocidad del barrido debe ser de acuerdo al procedimiento dependiendo de: condición del material, tipo de equipo y capacidad del operador donde puede requerir de un barrido lento.

3.10.4. Alta precisión puede ser obtenida de materiales con superficies paralelas o concéntricas. En algunos casos, esto es posible para obtener mediciones de materiales con superficies no paralelas.

3.10.5. Materiales con altas temperaturas, sobre 540° C. (1000° F) Pueden ser medidos con instrumentos de diseño especial con compensación de alta temperatura, conjuntos de transductores y acoplantes.

3.10.6. Lecturas.- La presentación en CRT, es recomendada donde la reflexión de superficie son rugosas, con picaduras o corroídas.

3.10.7. Lecturas directas del espesor, sin CRT, presenta riesgos de desajuste y pérdida de lectura bajo ciertas condiciones de prueba, especialmente secciones muy delgadas, superficies rugosas corroídas y rápidos cambios en el rango de espesor.

3.10.8. Calibración Standard.- Un aumento en la precisión puede ser obtenido cuando el equipo es calibrado sobre áreas de espesores conocidos del material a ser medido.

### **3.11. ACCESORIOS Y EQUIPOS APLICABLES**

Equipo de ultrasonido detector de fallas de tipo pulso eco con barrido tipo A-scan.  
Cable coaxial con conector BNC-BNC.

Palpador simple haz longitudinal.  
Palpador simple haz longitudinal con línea de retardo  
Palpador doble cristal  
Acoplante (ultragegel o glicerina)  
Flexómetro o escalímetro  
Marcador bolígrafo  
Papel absorbente o liencillo  
Solvente

### **3.12. DESARROLLO DE LA PRÁCTICA**

#### MEDICIÓN INTEGRAL DE ESPESORES DEL TANQUE PARED DEL TANQUE

Se seleccionará el anillo base para todos los tipos de tanques y el último anillo superior para el caso de los tanques de techo fijo, con el fin de determinar el estado de estas zonas en particular, adicionalmente se escogerá un determinado anillo intermedio, que puede ser el segundo o tercero, con el propósito de evaluar el avance uniforme y general de la corrosión en las planchas del tanque.

En el primer anillo del tanque se realizarán mediciones continuas de espesores, en todo el perímetro del tanque, a las siguientes alturas, desde el fondo del tanque: 1 a 2 pulgadas; 6 pulgadas; 12 pulgadas; 24 pulgadas 48 pulgadas.

En el segundo y hasta el penúltimo anillos se realizará, al menos, una medición continua de espesores en todo el perímetro del tanque a una distancia de 2 a 4 pulgadas bajo el cordón de soldadura superior a cada anillo; o en la ubicación que considere necesario el Fiscalizador.

En el último anillo se realizará, al menos, una medición continua de espesores en todo el perímetro del tanque a una distancia de 1 o 2 pulgadas de la soldadura del anillo con el ángulo tope y mediciones continuas de espesores, en el ángulo tope, de un metro de longitud por cada 6 metros de ángulo de tope.

## Techo y fondo

En la inspección del fondo se debe considerar que para tanques en servicio no se debe permitir fugas por esta zona del producto almacenado; para el control respectivo se procederá a examinar cada parámetro de corrosión y otros que pudieran causar falla.

### Picaduras internas

Corrosión en juntas soldadas

Historial de la falla de soldaduras

Cargas colocadas sobre el fondo de las planchas , como son: soportes del techo y sedimentos

Un inadecuado drenaje del agua acumulada

La falta del anillo anular requerido

Una inadecuada cimentación del tanque

Los sedimentos excesivos en el fondo del tanque pueden afectar la integridad de las láminas de la pared y el fondo, sus límites y tratamiento está detallado en el Apéndice B, del API 653.

Se medirá de manera continua cada una de las planchas, dependiendo de su forma y tamaño. En planchas de más de 6 metros de longitud se harán tres mediciones en forma de cruz, en los lugares más significativos, en líneas de un metro por lado. En planchas laterales (cuchillas), con una forma irregular se hará una medición cercana a la zona de soldadura y en uno o dos sitios más, dependiendo de su dimensión, en forma de cruz. En caso de que se detecte zonas con valores críticos se intensificará una inspección hasta determinar toda el área con problemas.

## Elementos estructurales

En columnas, vigas y riostras se realizarán mediciones continuas de espesores a lo largo de cada elemento estructural en longitudes de 1 metro por cada 6 metros de elemento. A excepción de las bases de las columnas y de los dos primeros 2 metros, desde el fondo, de cada columna, en donde se realizarán mediciones continuas de espesores en todo el elemento.

#### Tuberías

Se tomarán mediciones continuas de espesores a lo largo de todas las tuberías describiendo una línea en forma de espiral con un período de 2 metros, es decir que dará una vuelta al tubo cada dos metros, más un anillo circular en el perímetro del tubo al inicio de cada período.

### **3.13. ELABORACIÓN DEL INFORME**

En el informe de medición de espesores con ultrasonidos se indicará gráficamente en forma desarrollada la cantidad de planchas y su ubicación con relación a un punto referencial, así como los sectores inspeccionados, el área total del techo y la longitud total de espesores medidos, documento que será analizado por el personal de Inspección Técnica de Petroproducción con el fin de determinar un criterio de aceptación o rechazo de manera que se proceda a determinar las respectivas actividades de reparación o mantenimiento en caso de que fuera necesario.

Determinadas las zonas indicadas, en caso de que el estado y adherencia de la pintura esté en buenas condiciones, se las marcará con marcadores adecuados y se procederá

### **3.14. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y RECHAZO**

La evaluación de los resultados obtenidos en medición ultrasónica de espesores, deben ser comparados con los límites de aceptación y rechazo de las normas correspondientes.

PAREDES.- El espesor mínimo aceptable para las paredes de tanques con diámetros menores a 200 pies ( 61 m) , deberá calcularse con la siguiente fórmula:

$$t_{\min} = (2.6xDx(H - 1)xG)/(SxE)$$

Donde:

tmin = Mínimo espesor aceptable en pulgadas, sin embargo no deberá ser menor a 0.1 pulgadas para ningún anillo

D = Diámetro nominal del tanque en pies

H = Altura en pies, desde el fondo de la longitud L, correspondiente al área más severamente corroída en cada anillo, hasta el máximo nivel de líquido, según el diseño.

G = La más alta gravedad específica del fluido a almacenarse ( Incluida la prueba hidrostática con agua)

S = El esfuerzo máximo permisible del material en PSI, use el más bajo de los valores de 0.80Y o 0.426T para el fondo y segundo anillo. Use el más bajo entre 0.88Y y 0.472T para los otros anillos.

Y = Especificación del material para la mínima resistencia a la fluencia, use 30,000 PSI en caso de desconocer el material.

T = Especificación del material para la menor resistencia a la tensión o 80,000 PSI ; use 55,000 PSI si no se conoce.

E = Eficiencia original de soldadura para el tanque. Use 0.7 si la E original es desconocida. E = 1 cuando en la evaluación de los espesores del área corroída, ésta se encuentra a una pulgada o el doble del espesor de la pared, de juntas soldadas.

El espesor de plancha, calculado con la fórmula antes descrita, es el mínimo permisible en todas las áreas de la pared del tanque, el mismo que debe ser comparado con el espesor de las áreas inspeccionadas, a fin de establecer reparaciones necesarias, la continuación en el servicio, un cambio en el mismo, limitar la altura de llenado; o su retiro inmediato del servicio.

En caso de presentarse zonas de considerable superficie, con evidentes signos de corrosión, según la parte 2.3.2 del API 653, el inspector procederá a determinar por medición ultrasónica el mínimo espesor ( t<sub>2</sub> ) para esta área, excluyendo las picaduras existentes; posteriormente a su criterio trazará con marcador 5 líneas verticales de una longitud "L", trazadas a espacios iguales, sobre los cuales obtendrá, un espesor promedio ( t<sub>1</sub> ) del área escogida;

Donde:

$$L = 3.7x\sqrt{(D*t_2)} \leq 40 \text{ pulgadas}$$

L = Máxima longitud vertical sobre la cual se promediarán los más bajos espesores t<sub>1</sub>.

D = El diámetro nominal del tanque.

t<sub>2</sub> = El mínimo espesor del área corroída, excluidas las picaduras.

t<sub>1</sub> = El más bajo promedio de espesores.

Los espesores de aceptación, serían los siguientes:

$$t_1 \geq t_{\min}$$

$$t_2 \geq 0.6 t_{\min}$$

Caso contrario, se deberá proceder a reparar.

Para el caso de áreas que presentan picaduras, se procederá a medir la profundidad de las mismas, son menores a la mitad del espesor mínimo aceptable de la plancha, excluyendo la tolerancia a la corrosión, pueden ser aceptables; de igual manera, si la suma de las dimensiones de estas áreas, a lo largo de una línea vertical, no excede de 2 pulgadas en una longitud total de 8 pulgadas, es aceptable, caso contrario se deberá proceder a reparar. En todo caso esta zona deberá ser monitoreada frecuentemente conforme los periodos anteriormente descritos

Por otro lado, el cálculo de los espesores mínimos aceptables para tanques con diámetros iguales o superiores a 200 pies, se lo hará conforme el método de los puntos variables de diseño estipulado en el API 650.

Cabe recalcar que según la norma API 650, el espesor para el proceso de construcción de los anillos de las paredes es de 3/8", para juntas soldadas a tope y de 5/8" para juntas soldadas a traslape en tanques con diámetros superiores a 200 pies.

De igual manera, la norma API 650 establece los espesores mínimos requeridos para tanques de diferentes capacidades según la siguiente tabla:

Diámetro nominal ( pies )	Espesor nominal ( pulg.)
< 50	3/16
50 – 120	1/4
120 – 200	5/16
> 200	3/8

FONDOS .- Posterior a la medición de espesores y picaduras, estos valores deben ser evaluados conforme lo dispone la norma API 653, en su parte 2.4.7, es decir:

$$\text{MRT1} = \text{To} - \text{Gca} - \text{StPa} - \text{Upm} - (\text{StPr} + \text{Upr} + \text{Gcr}) \text{ Or}$$

$$\text{MRT2} = \text{To} - \text{Gca} - \text{StPm} - \text{Upa} - (\text{StPr} + \text{Upr} + \text{Gcr}) \text{ Or}$$

Donde:

MRT1, MRT2 = Espesor mínimo remanente al final de un período de servicio en operación, en pulgadas

MRT1 = Es debido al promedio de picaduras interno y máxima picadura externa.

MRT2 = Es debido a la máxima picadura interna y al promedio de picaduras externo.

To = Espesor de la plancha original

StPa = El promedio de profundidad de la picadura interna, en pulgadas, medido sobre el espesor original

StPm = Es la máxima profundidad de la picadura interna remanente en las planchas del fondo del tanque después de una reparación completa, en pulgadas, medido sobre el espesor original

Upa = La profundidad promedio de la picadura medida en el sitio, en pulgadas

Upm = La máxima profundidad de la picadura medida en el sitio, en pulgadas

StPr = La velocidad máxima de formación de picaduras interna, en pulg./año,

StPr = 0 si el fondo es revestido

$U_{pr}$  = Velocidad máxima de formación de picaduras en el sitio, en pulg/año,

$U_{pr} = 0$ , si el fondo tiene protección catódica

$O_r$  = Período anticipado de servicio en operación que normalmente suele ser 10 años.

$G_{ca}$  = Profundidad promedio del área generalmente corroída, en pulgadas

$G_{Cr}$  = Máxima velocidad de corrosión general, en pulg/año

Los espesores calculados con el procedimiento antes descrito, deben ser comparados con los mínimos espesores aceptables para los fondos de los tanques, establecidos en la tabla 4.1 del API 653, es decir:

Mínimo espesor planchas para fondo tanque (pulg)	Diseño fondo / cimentación del tanque
0.10	Sin medios para detección y control de fugas
0.05	Con medios para detección y control de fugas
0.05	Fondos reforzados con recubrimientos de espesor mayor a 0.05"

**TECHOS.-** Las láminas corroídas de los techos que tengan menos de 0.09 pulgadas ( 2.3 mm) en un área de 100 pulgadas cuadradas ( 25.4 cm. x 25.4 cm), deberá ser reparada o reemplazada.

Adicional a la medición de espesores y su evaluación correspondiente como parte de la inspección visual, se deben inspeccionar las siguientes áreas:

En los techos fijos se deberá inspeccionar los sistemas de soporte, los mismos que si presentan corrosión o daños, deberán ser reparados o reemplazados.

En los techos flotantes deberá inspeccionarse el área de los pontones, los sistemas de soporte, sello perimetral, sistema de rodamiento de las escaleras del techo, el servicio de antirotación, los sistemas de drenaje de agua y venteo de gases.

### **3.15. REGISTROS**

Luego de realizar los pasos descritos en la sección 5, de este procedimiento, se procede a realizar el reporte en los formatos de ultrasonido de medición de espesores de SAPS.

## **CAPITULO IV**

### **PROCEDIMIENTO DE INSPECCION POR RADIOGRAFIA INDUSTRIAL PARA TANQUES**

#### **4.1. INTRODUCCIÓN**

El estándar API. 650, se auxilia del Código A.S.M.E. sección IX para dar los alineamientos que han de seguirse en la unión y/o soldado de materiales.

El Código A.S.M.E. sección IX, establece que toda junta soldada deberá realizarse mediante un procedimiento de soldadura de acuerdo a la clasificación de la junta y que, además, el operador deberá contar con un certificado que lo acredite como soldador calificado, el cual le permite realizar cierto tipo de soldaduras de acuerdo con la clasificación de ésta. Una vez realizada la soldadura o soldaduras, éstas se someterán a pruebas y ensayos como: ultrasonido, radiografiado, líquidos penetrantes, dureza, etc., donde la calidad de la soldadura es responsabilidad del fabricante.

Al efectuar el diseño se deberán preparar procedimientos específicos de soldadura para cada caso.

Los procedimientos de soldadura serán presentados para su aprobación y estudio antes de aplicar cualquier cordón de soldadura para cada caso en particular. Este procedimiento debe indicar la preparación de los elementos a soldar, así como la temperatura a la que se deberá precalentar tanto el material de aporte (electrodo, si lo hubiera), como los materiales a unir.

Todas las soldaduras serán aplicadas mediante el proceso de arco eléctrico sumergido, arco con gas inerte o electrodos recubiertos. Estos procesos pueden ser manuales o automáticos. En cualquiera de los dos casos, deberán tener penetración completa, eliminando la escoria dejada al aplicar un cordón de soldadura antes de aplicar sobre éste el siguiente cordón.

## 4.2. SOLDADURAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

La cara ancha de las juntas en "V" y en "U" podrán estar en el exterior o en el interior del cuerpo del tanque dependiendo de la facilidad que se tenga para realizar el soldado de la misma. El tanque deberá ser diseñado de tal forma que todos los cordones de soldadura sean verticales, horizontales y paralelos, para el cuerpo y fondo, en el caso del techo, podrán ser radiales y/o circunferenciales.

### 4.2.1. JUNTAS VERTICALES DEL CUERPO.

a) Las juntas verticales deberán ser de penetración y fusión completa, lo cual se podrá lograr con soldadura doble, de tal forma que se obtenga la misma calidad del metal depositado en el interior y el exterior de las partes soldadas para cumplir con los requerimientos del procedimiento de soldaduras.

b) Las juntas verticales no deberán ser colineales, pero deben ser paralelas entre sí en una distancia mínima de 5 veces el espesor de la placa (5t).

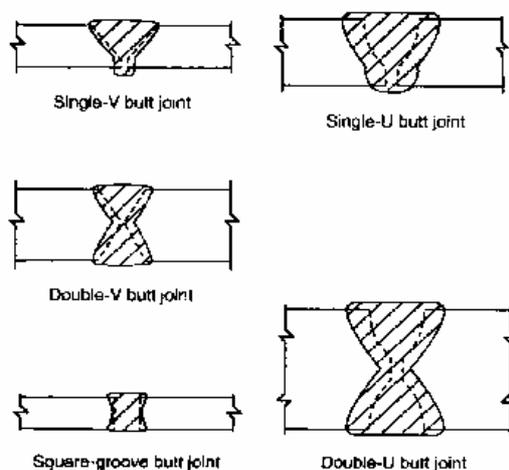


Fig 4.1.1 JUNTAS VERTICALES DEL CUERPO.

#### 4.2.2. JUNTAS HORIZONTALES

a) Las juntas horizontales, deberán ser de penetración y fusión completa, excepto la que se realiza entre el ángulo de coronamiento y el cuerpo, la cual puede ser unida por doble soldadura a traslape, cumplimiento con el procedimiento de soldadura.

b) A menos que otra cosa sea especificada, la junta a tope con o sin bisel entre las placas del cuerpo, deberán tener una línea de centros o fibra media común.

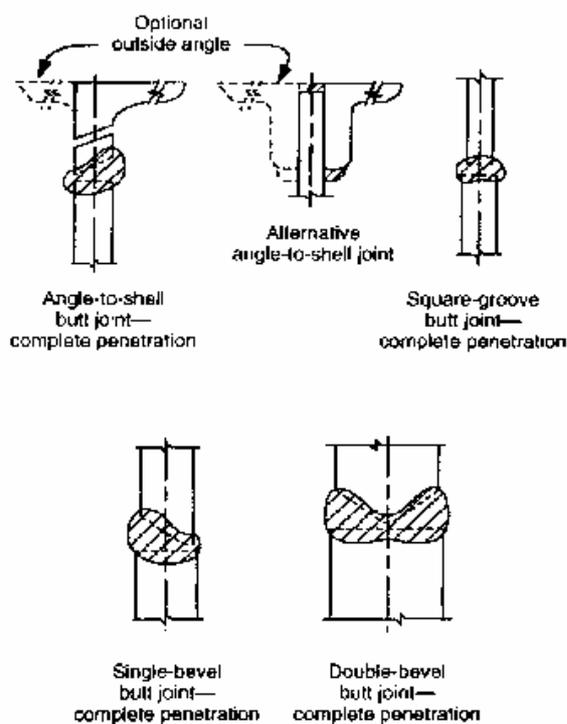


Fig 4.1.2 JUNTAS HORIZONTALES

#### 4.2.3. SOLDADURA DEL FONDO.

a) SOLDADURAS A TRASLAPE.- Las placas del fondo deberán ser rectangulares y estar escuadradas. El traslape tendrá un ancho de, por lo menos, 32mm. (1-1/4

pulg.) para todas las juntas: las uniones de dos o tres placas, como máximo que estén soldadas, guardarán una distancia mínima de 305mm. (1 pie) con respecto a cualquier otra junta y/o a la pared del tanque. Cuando se use placa anular, la distancia mínima a cualquier cordón de soldadura del interior del tanque o del fondo, será de 610mm. (2 pie).

Las placas del fondo serán soldadas con un filete continuo a lo largo de toda la unión. A menos que se use un anillo anular, las placas del fondo llevarán bayonetas para un mejor asiente de la placa del cuerpo que son apoyadas sobre el fondo de acuerdo a la Figura 4.2.3

b) SOLDADURAS A TOPE.- Las placas del fondo deberán tener sus cantos preparados para recibir el cordón de soldadura, ya sea escuadrando éstas o con biseles en "V". Si se utilizan biseles en "V", la raíz de la abertura no deberá ser mayor a 6.3 mm. (1/4 pulg.). Las placas del fondo deberán tener punteada una placa de respaldo de 3.2 mm. (1/8 pulg.) de espesor o mayor que la abertura entre placas, pudiéndose usar un separador para conservar el espacio entre las placas.

Cuando se realicen juntas entre tres placas en el fondo del tanque, éstas deberán conservar una distancia mínima de 305 mm. (1 pie) entre sí y/o con respecto a la pared del tanque.

#### **4.2.4. JUNTAS DE LA PLACA ANULAR DEL FONDO.**

La junta radial del fondo de la placa anular deberá ser soldada con las mismas características expuestas en el punto "b" del párrafo anterior y tener penetración y fusión completa. El material de la placa anular será de las mismas características que el material del fondo.

#### **4.2.5. JUNTA DEL CUERPO-FONDO.**

a) Para espesores de placa del fondo o de placas anulares que sean de 12.7mm. (1/2 pulg.) o menores son incluir corrosión, la unión entre el fondo y el canto de las placas del cuerpo tendrá que ser hecha con un filete continuo de soldadura que descansa de ambos lados de la placa del cuerpo

El tamaño de cada cordón, sin tomar en cuenta la corrosión permisible, no será mayor que 12.7mm. (1/2") y no menor que el espesor nominal de la más delgada de las placas a unir, o menor que los siguientes valores:

MÁXIMO ESPESOR DEL TANQUE	DIMENSION MINIMA DEL FILETE (mm.)
4.76	4.76
> 4.76 - 19.05	6.35
> 19.05 - 31.75	7.93
> 31.75 – 44.45	9.52

Tabla 1.2

b) Para placas anulares de un espesor mayor de 12.7 mm. (1/2 pulg), la junta soldada deberá ser de una dimensión tal que la pierna del filete o la profundidad del bisel más la pierna del filete de una soldadura combinada sean del mismo espesor que la placa anular.

c) El filete entre cuerpo y fondo para materiales en los grupos IV, IVA, V ó VI debe realizarse con un mínimo de dos cordones de soldadura (Ver Tabla 1.2).

#### **4.2.6. JUNTAS PARA ANILLOS ANULARES.**

a) Las soldaduras para unir secciones anulares que conformen todo el anillo tendrán penetración y fusión completa.

b) Se usarán soldaduras continuas para todas las juntas que por su localización puedan ser objeto de corrosión por exceso de humedad o que puedan causar oxidaciones en la pared del tanque.

#### **4.2.7. JUNTAS DEL TECHO Y PERFIL DE CORONAMIENTO.**

a) Las placas del techo deberán soldarse a traslape por el lado superior con un filete continuo igual al espesor de las mismas (Ver Figura 4.2.7).

b) Las placas del techo serán soldadas al perfil de coronamiento del tanque con un filete continuo por el lado superior únicamente y el tamaño del filete será igual al espesor más delgado (Ver Figura 4.2.7).

c) Las secciones que conformen el perfil de coronamiento para techos autoportados estarán unidas por cordones de soldadura que tengan penetración y fusión completa.

d) Como una opción del fabricante para techos autoportados, del tipo domo y sombrilla, las placas perimetrales del techo podrán tener un doblez horizontal, a fin de que descansen las placas en el perfil de coronamiento.

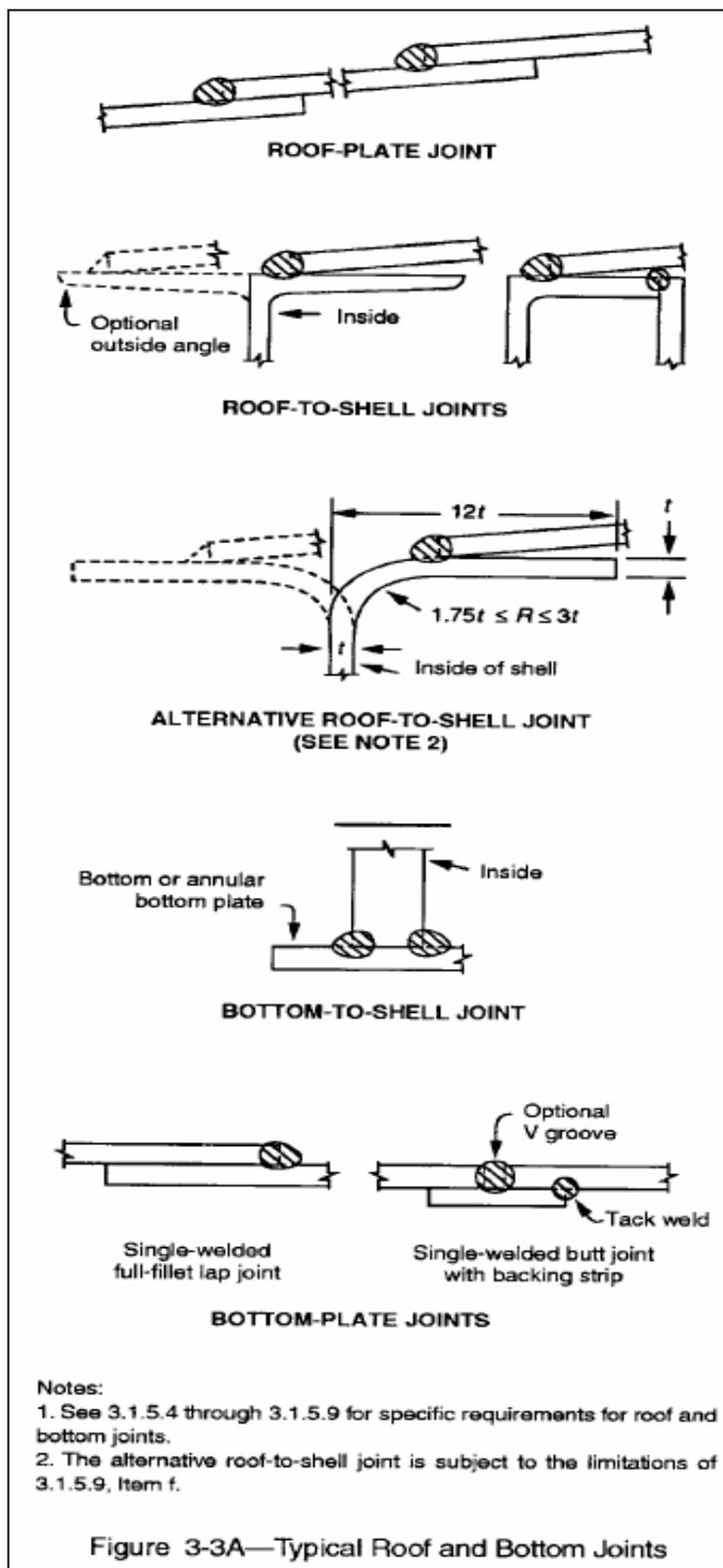


Figura 1.3 detalles típicos de soldadura de la figura 4.2.7 juntas de techo y perfil de coronamiento

### **4.3. OBJETIVO.**

Establecer un procedimiento idóneo para realizar inspecciones no destructivas por el método de Radiografía Industrial en soldaduras de tanques a presión y criterios de Aceptación y Rechazo, a fin de obtener el nivel de idoneidad especificado en el código ASME sección V y sección VIII, División 1, Apéndice 4.

### **4.4. REFERENCIAS**

Normas ASME: Sección V, Edición 2000

Normas de aceptación y rechazo AWS D1.1:2000, Sección 6.12

Interpretar y evaluar resultados de acuerdo a ASME sección VIII, División 1, Apéndice 4, Edición 2000.

Normas API 650, Edición 2000.

Normas API 653, Edición 2000.

### **4.5. RESPONSABILIDADES**

4.5.1. El personal que efectúe la inspección, evaluación e interpretación por radiografía industrial del presente procedimiento debe estar calificado y certificado de acuerdo a lo especificado en el capítulo I del presente documento

4.5.2. El personal certificado en Nivel I debe ser calificado y certificado por un nivel III ASNT y efectuará:

Preparar y operar los equipos y materiales necesarios.

Verificar la calibración adecuada de los equipos.

Ejecutar la inspección por radiografía industrial.

Cumplir con las normas de seguridad radiológica.

Llenar el registro de inspección.

4.5.3. El personal Nivel II debe ser calificado y certificado por un nivel III ASNT y efectuará:

Actividades descritas en 4.5.2.

Interpretar y evaluar resultados de acuerdo a API 653 y API 650.

4.5.4. El personal Nivel III efectuará:

Aprobación de procedimientos a realizar.

Calificación y certificación de personal.

Lo indicado en 4.5.3.

#### **4.6. MATERIAL A SER EXAMINADO**

Cordones de soldadura longitudinal, vertical y circular, reparaciones de metal base de tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

#### **4.7. TIPO DE EQUIPOS A UTILIZAR**

4.7.1. Equipo de Rayos Gamma, con pastilla de Iridio 192 (dimensión del punto focal efectivo de la fuente de Iridio puede tener un aprox. de 5mm.)

4.7.2. Excepto en lo previsto en 4.5.3, es recomendado el mínimo espesor de acuerdo a los mostrados en el cuadro de la tabla T.272.2 de ASME V, para que puedan ser utilizados los isótopos radioactivos los siguientes:

MATERIAL	ESPESOR MINIMO PARA IR-192 (Pulg.)
Acero	0.75 (ver nota 1 y 2)
Cobre o alto níquel	0.65
Aluminio	2.50

1) Para espesores de paredes menores que las definidas para Iridio 192, el uso de rayos X son recomendadas.

2) Para espesores de paredes menores que 0,4 pulgadas o 10 mm. Técnicas de pared doble y vista simple, el uso del filme ASTM tipo 1 es recomendado

4.7.3. Cuando por condiciones especiales no pueda darse lo indicado en 4.7.2, se debe proveer un procedimiento satisfactorio en la demostración de la resolución del IQI, es un mínimo espesor del material a ser radiografiado.

#### **4.8. MAXIMA DIMENSION DE LA FUENTE**

Equipos de Rayos Gamma: 0.2 pulgadas o 5 mm.

#### **4.9. TIPO DE FILME**

4.9.1. Los filmes ASTM tipo 1 ó 2 deben ser utilizados para las inspecciones radiográficas.

4.9.2. La longitud del filme en el ensayo radiográfico no debe ser inferior a 6 pulgadas o 152 mm.

4.9.3. La cantidad y localización de filmes a utilizar se debe realizar en función de las normas API 650 Sección 6, Fig.6.1

#### **4.10. PANTALLAS INTENSIFICADORAS**

4.10.1. Se utilizarán pantallas de plomo:

Pantalla delantera espesor de 0,005 pulgadas o 0.127 mm.

De acuerdo a ASTM E 94, Numeral 13

4.10.2. Las dimensiones de las pantallas de plomo serán similares a la del filme utilizado.

#### **4.11. PREPARACION DE LA SUPERFICIE**

4.11.1. La superficie de los materiales a inspeccionar debe ser removidas de toda imperfección que pueda enmascarar o confundir con irregularidades.

4.11.2. Las rebabas o excesos o irregularidades superficiales de las soldas en ambos lados deben ser removidos, para procurar que ninguna discontinuidad pueda ser enmascarada o confundida.

4.11.3. El acabado superficial de todas las juntas soldadas debe ser realizada de acuerdo con el material base con cordones uniformes, que no excedan lo indicado en el Código ASME, Sección V.

4.11.4. Las herramientas de preparación superficial de aceros rápidos austeníticos y aleaciones de níquel deben solo ser usadas para tales materiales y que cumplan los siguientes requerimientos.

Ser hechos de aceros rápidos o cubiertos con este material.

Las herramientas de corte y esmerilados deben tener nylon o cubierta similar.

#### **4.12. ARREGLO DE LA EXPOSICION**

4.12.1. Proceso de la exposición.

4.12.1.1 Se define un esquema de arreglo para la exposición, de la pieza a inspeccionar con la siguiente información:

Posición de la fuente

Localización del IQI

Localización de las marcas

Indicación de dimensión considerada como distancia fuente película.

Técnica radiográfica.

#### 4.12.2. Distancia Fuente – Filme

4.12.2.1 La distancia fuente filme será igual o mayor que la calculada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DFF = (f * e/Ug) + d$$

En donde:

DFF: mínima distancia de la fuente al filme en milímetros.

f: dimensión de la fuente

Ug: Penumbra geométrica

d: distancia mayor entre la suelda y objeto y el filme, a ser considerado en la radiografía, en pulg., Es igual al espesor de la suelda u objeto a ser radiografiado, cuando el filme es adyacente a la suelda y objeto.

e: espesor de la soldadura y objeto que está siendo radiografiado, o la distancia entre el filme y la suelda, cuando el filme está alejado de ella.

#### **4.13. TRASLAPE:**

4.13.1 El mínimo traslape entre filmes, para superficies planas o cuando la distancia fuente - filme sean iguales o menores que el radio de curvatura, serán calculados de la siguiente forma:

$$S = C * E / DFF + 6$$

En donde:

S: Traslape en mm

C: longitud del filme

E: espesor de la pieza en mm.

DFF: distancia fuente – filme en mm.

4.13.1.1 El traslape nominal para radiografía total de juntas circunferenciales será de por lo menos de 1 pulgada entre filmes (25.4 mm).

4.13.1.2 El traslape actual debe siempre ser verificado por la apariencia de las mismas marcas localizadas en sucesivas radiografías.

#### **4.14. LOCALIZACION DE LAS MARCAS**

4.14.1 Las marcas de localización debe ser efectuadas con letras de plomo de altura máxima de 0.5 pulgadas o 12 mm.

4.14.2. En equipos cilíndricos y esféricos, se cumplen los siguientes requerimientos:

4.14.2.1. Fijar los números de plomo a una cinta adhesiva en orden ascendente y a intervalos regulares.

4.14.2.2. Para juntas circunferenciales, la cinta adhesiva debe estar colocada alrededor del equipo o tubería con la numeración ascendente en dirección de las manecillas del reloj considerando al dial del reloj posicionado en sentido norte o este, para equipos o tuberías con ejes longitudinales en posición horizontal.

4.14.2.3. Para juntas longitudinales, la cinta adhesiva debe ser fijada al equipo o tubería a lo largo de las juntas, con numeración ascendente de sur a norte o de este a oeste, en el caso de juntas horizontales o unidas en el caso de juntas verticales.

4.14.2.4. En el caso de que esta orientación no pueda darse se deben poner en cero cualquiera de las siguientes señales:



## 4.15. DENSIDAD

4.15.1. Excepto para pequeñas áreas localizadas causadas por irregularidades de la suelda, la densidad transmitida H&D en el área de interés de un filme de base transparente no debe ser menor de 2.0 ni mayor de 4.0.

4.15.2. La densidad H&D reflejada para filmes de base opaca no debe ser menor de 0,5 ni mayor de 1,5.

4.15.3. Una tolerancia de 0.05 de densidades es permitido por las variaciones de lecturas entre densitómetros.

4.15.4. En el caso de doble filme la mínima densidad entre ambos será de 2,6 HD, e individual mínimo de 1,3 HD.

4.15.5. En caso de no existir estos rangos de densidad de filmes, este será rechazado.

#### **4.16. SELECCIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD (IQI)**

4.16.1. La sensibilidad radiográfica debe ser chequeada usando indicadores de calidad de imagen radiográfica (IQI), que debe mostrar una perfecta definición de imagen sobre la radiografía, incluyendo esta identificación números y letras y un claramente orificio o alambre esencial, no solo en la técnica en que cada filme es evaluado individualmente sino también a la vista compuesta de exposiciones de doble filme. Para IQIs tipo alambre, el alambre esencial a ser considerado debe ser claramente visible 10 mm en su longitud dentro del área de interés de la radiografía.

4.16.2. La selección del material y el tipo de IQI de la sensibilidad radiográfica debe ser de acuerdo con el diseño o construcción y estándar de construcción del equipo. En caso de que estos son omitidos, debe ser aplicada el Código ASME Sección V, T-276.

4.16.3. Cuando no es posible efectuar una referencia sobre un Estándar determinado, la selección del alambre esencial del IQI colocado en el lado del filme puede ser efectuado a la vez que la calificación del procedimiento, como se menciona en el numeral 24 chequeando la equivalencia con el alambre esencial correspondiente al IQI colocado en el lado de la fuente.

4.16.4. El IQI y el protector no debe ser cubiertos o pintado con pigmentos metálicos.

4.16.5. Se utilizarán IQIs de tipo orificio o de tipo alambre de acuerdo al Código ASME V. ASTM E-1025 para IQIs tipo orificio o ASTM E-747 para IQIs tipo alambre. Y por las tablas definidas en ASME V, T.283.

#### **4.17. PRODUCCION DE LAS RADIOGRAFÍAS**

4.17.1. Solo radiógrafos nivel II o nivel III deben interpretar las imágenes radiográficas de producción de soldas.

4.17.2. Los radiógrafos deben reportar a la compañía todos los defectos observados en las imágenes, a menos que la compañía requieran que todas las discontinuidades no relevantes también sean reportadas.

4.17.3 La compañía contratante debe determinar la acción final sobre la suelda.

#### **4.18. SISTEMAS DE IDENTIFICACION**

4.18.1. Por lo menos la siguiente información debe aparecer en la imagen radiográfica.

Número de equipo, tubo o parte.

Número de junta.

Fecha de la toma radiográfica.

Número de identificación del filme.

Identificación del operador.

Identificación del contrato o compañía contratante.

En caso de ser una reparación la letra R.

4.18.2. Como alternativa la compañía contratante puede especificar el procedimiento de especificación.

4.18.3. La utilización de esta marcación no debe oscurecer ni afectar el área de interés de análisis radiográfico.

4.18.4. En caso de que el IQI se coloque al lado del filme radiográfico se debe colocar una letra F, de mínimo 12 mm de altura, sin afectar la zona de interés.

4.18.5. Se debe colocar una letra de plomo "B" de mínimo 12 mm de altura, en el lado posterior del filme para detección de la radiación difusa, sin afectar la zona de interés.

4.18.6. Todos los filmes no expuestos deben estar almacenados en un lugar limpio y seco, en donde las condiciones no afecten la emulsión.

Las cajas que contengan las radiografías contendrá la siguiente información:

Abreviatura del trabajo o número de contrato.

Nombre y símbolo de la firma del inspector.

Firma e identificación del operador quien ejecuta las radiografías.

Número del equipo.

Reporte incluyendo la firma e identificación del inspector.

Proceso de soldadura.

Bisel.

Espesor.

Posición de la suelda.

Identificación de la junta.

Número de identificación del soldador.

Técnica radiográfica.

4.18.7. La información mencionada en 16.1 debe aparecer como imagen radiográfica simultáneamente con la imagen de la parte, desde que no sea posible escribir o alterar la información sobre la radiografía por otros medios.

4.18.8. Para reducir el espacio ocupado por los datos de la información, es recomendado que tales datos sean impresos y escritos en lápiz en unas hojas

delgadas y transparentes de papel con un ancho máximo de 22 mm. La impresión y escritura de la imagen puede entonces ser intensificada colocando una pantalla intensificadora hecha de tungsteno de calcio, de las mismas dimensiones del papel, dentro del cassette.

#### **4.19. EQUIPOS DE VISION DE FILMES (NEGATOSCOPIOS)**

4.19.1. Los equipos de visión (negatoscopios o iluminadores) debe ser de iluminación variable capaces de visualizar filmes de densidades especificadas en el numeral 12.

4.19.2. Los equipos de visión deben prevenir la luz alrededor del contorno del filme, que pueda interferir con las interpretaciones.

4.19.3. El lugar donde se encuentre el equipo de visión de filmes no debe poseer luces de fondo que causen problemas de reflexión, que reflejen la radiografía.

4.19.4. Cuando especifique la compañía, el filme debe ser procesado, maneado y archivado de tal forma que su interpretación pueda ser realizada por lo menos tres años de producida.

#### **4.20. PROTECCION DE LA RADIACIÓN**

4.20.1. El oficial de protección radiológica deberá ser responsable por la protección y monitoreo de todas las personas que trabajan con o cerca de fuentes de radiación.

4.20.2. La protección y monitoreo deben cumplir con las normas gubernamentales y regulaciones de la Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica.

#### **4.21. LABORATORIO DE RADIOGRAFIA**

4.21.1. Los filmes vírgenes serán almacenados en condiciones adecuadas, para asegurar que estos estén protegidos de los efectos de luz, presión, calor excesivo, excesiva humedad, vapores y posibles radiaciones.

4.21.2. El cuarto oscuro estará protegido de los efectos de la luz que pueda afectar adversamente la calidad de la radiografía.

4.21.3. El máximo poder de luz a utilizar es de 15 W.

4.21.4. La mínima distancia entre la luz de seguridad y el área de servicio debe ser de 1,20 m un filtro de seguridad será usado para protección.

4.21.5. El área de trabajo, las pantallas, y los cassettes deben mantenerse limpios. Áreas separadas deben estar disponibles para cargar cassettes (área seca) utilizados para revelado de filmes (área húmeda), que deben estar separadas por lo menos un metro.

## 4.22. PROCESADO DEL FILME

4.22.1. El procesado del filme se lo realizará de acuerdo con las indicaciones del fabricante.

4.22.2. En caso de no poseer información sobre el procesado del filme se aplicará lo siguiente:

TIEMPO DE PERMANENCIA (MINUTOS)				
PROCESO/TEMPERATURA	15-20 oC	20-25 oC	25-30 oC	OBSERVACIONES
REVELADO	6	5	4	NO TOPAR CON LOS DEDOS EL FILME, COGER POR LOS EXTREMOS.

				AGITAR CADA MINUTO LAS PELICULA. NO ENCENDER LA LUZ BLANCA.
LAVADO DE PARADA	2	2	2	AGUA CORRIENTE CON MAXIMO DE 30 PSI. NO ENCENDER LA LUZ BLANCA
FIJADOR	8	7	6	NO TOPAR CON LOS DEDOS DIRECTAMENTE EL FILME. ÇAGITAR CADA MINUTO LA PELICULA. A LOS TRES MINUTOS SE PUEDE ENCENDER LA LUZ.
LAVADO DE FIJADO	10	10	10	FLUJO DE AGUA INFERIOR A 30 PSI. AGITAR LAS PELICULAS.
LAVADO FINAL	10	10	10	AGITAR LAS PELICULAS.
SECADO	5	5	5	LA

				TEMPERATURA MAXIMA DE SECADO 65 oC. NO TOPE DIRECTAMENTE AL FILME
--	--	--	--	--

## **4.23. REQUERIMIENTOS SUPLEMENTARIOS**

### **4.23.1. EXAMINACIÓN**

#### 4.23.1.1. Técnicas Radiográficas :

La técnica de exposición de pared simple debe ser usada para las prácticas radiográficas, siempre y cuando sea posible. Cuando la técnica de pared simple no puede ser utilizada. Un adecuado número de exposiciones deberá ser realizado para demostrar que la cobertura de requerimiento ha sido cubierta.

**TECNICA DE PARED SIMPLE.-** En la técnica de simple pared, la radiación pasa a través de una sola pared de soldadura (material), lo que es observado como aceptable.

**TECNICA DE DOBLE PARED.-** Cuando no es posible utilizar la técnica de pared simple, una de las siguientes técnicas de pared doble puede ser usada:

**OBSERVACION DE SIMPLE PARED.-** Esta técnica puede ser utilizada para la soldadura, consiste, en que la radiación pasa a través de dos paredes y solo la suelda al lado del filme es analizada para aceptación de la radiografía. Cuando la cobertura es completa es necesaria en soldadura circunferencial un mínimo de tres exposiciones a 120 grados entre ellas.

**OBSERVACION DE DOBLE PARED.-** Para soldaduras de 89 mm o menos de diámetro exterior nominal, la técnica que pasa a dos paredes de la suelda y son analizados las dos paredes para la aceptación de la radiografía. Para este tipo de técnicas un solo parámetro debe ser usado en el lado de la fuente. Se debe asegurar que la penumbra geométrica no sea excesiva.

a. Para soldaduras en que su haz este fuera del plano de la suelda, para cubrir la totalidad de la soldadura circunferencial, por lo menos dos tomas deben ser efectuadas a 90 grados cada una.

- b. Como alternativa puede ser usado un haz de radiación posicionado de tal forma que las sueldas se interpolen. Cuando completa cobertura es necesaria, un mínimo de tres exposiciones a 60 grados o 120 grados que deben ser realizadas.
- c. Exposiciones adicionales, deben ser realizadas si la cobertura radiográfica no ha sido obtenida por los párrafos anteriores.

#### **4.23.2. DIRECCIÓN DE RADIACIÓN:**

La dirección del haz central de la radiación debe estar centrada sobre el área de interés, siempre y cuando sea práctico hacerlo.

#### **4.23.3. SELECCIÓN DE LOS IQI**

4.23.3.1 Los IQI deben ser seleccionados del mismo grupo o grado de aleación del material a inspeccionar.

4.23.3.2 La designación del IQI tipo orificio, con su orificio esencial o el diámetro de alambre esencial deben ser los que están definidos en ASME sección V, T-276 ver Anexo IV.1.

4.23.3.3 El espesor de las sueldas con refuerzo, siempre que no exceda el máximo recomendado por las normas, deben ser tomados como referencia para el cálculo del IQI, sin tomar en cuenta el anillo o tiras posteriores.

4.23.3.4 En soldaduras sin refuerzo, el espesor a ser tomado en cuenta para la determinación del IQI se basará en la pared nominal simple.

4.23.3.5 En sueldas que produzcan una atenuación diferente que el material base, la construcción del IQI se basará en el material de la suelda.

#### **4.23.4. USO DE LOS IQI PARA MONITOREAR LA EXAMINACIÓN RADIOGRÁFICA.**

##### 4.23.4.1. Colocación de los IQI

4.23.4.2. IQI colocado al lado de la fuente.- Los IQI deben ser colocados al lado de la fuente en la pieza a ser examinada, excepto lo mencionado en el numeral 21.4.6. Cuando la configuración o tamaño no permiten la colocación del IQI sobre la soldadura, el IQI debe ser colocado en un bloque separado. El bloque separado debe ser hecho del mismo material o similar al material a ser radiografiado y será utilizado para permitir el posicionamiento del IQI.

4.23.4.3. El IQI en el lado de la fuente debe ser colocado lo más cerca del filme de la pieza a ser radiografiada.

4.23.4.4. El bloque separado debe ser colocado lo más cerca posible de la pieza a ser radiografiada.

4.23.4.5. Las dimensiones del bloque separado deben exceder por lo menos tres veces la imagen del penetrómetro visible sobre la radiografía.

4.23.4.6. Colocación del IQI al lado del filme.- Cuando no sea posible la colocación del IQI en el lado de la fuente, este debe ser colocado en la pieza en el lado del filme, con una letra F, junto al IQI indicando esta condición. Esta letra no debe cubrir el agujero esencial a observar.

4.23.4.7. Colocación del IQI tipo orificio par soldas.- El IQI debe ser colocado adyacente a la soldadura o sobre ella. El número de identificación, y cuando se use la letra F, no deben enmascarar el área de interés, excepto cuando las condiciones lo hagan impráctico.

4.23.4.8. Colocación del IQI tipo alambre para soldas.- El IQI debe ser colocado sobre la soldadura de tal manera que la longitud de los alambres esté

perpendiculares a la largo de eje de la suelda. Los números de identificación, y la letra F cuando sea requerida, no deben estar sobre el área de interés, exceptuando cuando la configuración no se lo permita.

4.23.4.9. Números de penetrámetros.- Para componentes donde uno o más filmes son usados para una exposición, por lo menos un penetrámetro por imagen debe aparecer por cada radiografía.

4.23.4.10 Penetrámetros múltiples.- Si los requerimientos de densidad radiográfica es necesario la colocación de dos o más penetrámetros para claridad de un área de interés y oscuridad de la otra.

4.23.4.11 Casos Especiales.- Con tubos cilíndricos donde el haz es colocado en el eje del objeto y uno o más filmes son utilizados para realizar una simple exposición de la completa circunferencia, por lo menos tres IQI deber ser colocados aproximadamente a 120 grados de separación. Donde soldaduras longitudinales se juntan con sueldas circunferenciales y son radiografiadas, un IQI adicional debe ser colocado en cada soldadura longitudinal en el final de cada sección más remota en relación con la unión de la suelda circunferencial que ha sido radiografiada.

4.23.4.12 Para tuberías cilíndricas, donde la fuente es colocada en el eje del objeto y cuatro o más filmes son usados para una simple exposición de una sección de la circunferencia, por lo menos tres IQI deben ser usados.

#### **4.23.5. EVALUACIÓN.**

4.23.5.1 Calidad de las Radiografías.- Todas las radiografías deben estar libres de mecanizados, químicos y otras suciedades que puedan extenderse en ellas como formas que enmascaren o confundan a la imagen cualquier discontinuidad en el área de interés del objeto radiografiado. Tales suciedades incluyen, pero no se limitan a: niebla; defectos de proceso tales como golpes,

marcas de agua o manchas de químicos; rayones, marcas de dedos, polvos, gotas, marcas estáticas; falsas indicaciones debidas a pantallas en mal estado.

4.23.5.2 Variación de densidad Radiográfica.- Si la densidad en cualquier cara de la radiografía varía más que – 15% a + 30% de la densidad a través del cuerpo del IQI tipo orificio o adyacente al IQI tipo alambre, dentro de rangos mínimo / máximo de densidad permitidos en el numeral 12 de este procedimiento, entonces un IQI adicional debe ser usado por cada área de excepción o áreas y la radiografía de ser tomada nuevamente.

4.23.5.3 Cuando las láminas son usadas más 30% de la restricción en 4.22.5.2., puede ser excedido.

4.23.5.4 Sensibilidad de los IQI.- Las radiografías deben ser efectuadas con una técnica de suficiente sensibilidad de la imagen que muestre el orificio o alambre esencial del IQI en la imagen radiográfica.

4.23.5.5 Limitaciones de la Radiación Difusa.- Si la imagen de la letra B, colocada como se describe en el numeral 16.5, aparece de forma definida en la radiografía, esta debe ser rechazada, pro exceso de radiación difusa en la misma.

#### **4.23.6. LIMITACIONES DE LA PENUMBRA GEOMÉTRICA.**

4.23.6.1. La penumbra geométrica no debe exceder de:

ESPEJOR DEL MATERIAL	PENUMBRA GEOMETRICA Ug.
BAJO DE 2 PULGADAS	0.020 PULGADAS
DE 2 A 3 PULGADAS	0.030 PULGADAS
MAS DE 3 HASTA 4 PULGADAS	0.040 PULGADAS
MAYOR DE 4 PULGADAS	0.070 PULGADAS

#### **4.24. PRUEBA CON CAJA DE VACIO**

La inspección de soldaduras del tanque con caja de vacío se hará con una caja de prueba de aproximadamente 150 mm (6 in) de ancho por 750 mm (30 in) de largo con una ventana transparente en la parte superior, según lo requerido en el párrafo 6.6 del API 650. Durante la prueba la iluminación debe ser adecuada para una apropiada evaluación e interpretación de la prueba.

La prueba de vacío se debe hacer de acuerdo con un procedimiento escrito preparado por el Fabricante del tanque.

Para la prueba se debe utilizar una presión de vacío parcial entre 21 kPa (3 psi, 6 in Hg) y 35 kPa ( 5 psi, 10 Hg). Si es requerido por el Comprador se deberá efectuar una segunda prueba con un vacío parcial de entre 56 kPa (8 psi, 16 in Hg) y 70 kPa (10 psi, 20 in Hg) para la detección de fugas muy pequeñas.

Se deben cumplir las siguientes condiciones:

La caja de vacío debe tener un traslape mínimo de 50 mm (2 in) de las superficies previamente inspeccionadas en cada aplicación.

La temperatura de la superficie del metal deberá estar entre 4 °C (40 °F) y 52°C (125°F) a menos que se compruebe que la solución jabonosa trabaja por fuera de estos límites, por medio de una prueba o por las recomendaciones del fabricante.

Se requiere una intensidad de iluminación mínima de 1000 lux (100 fc) en el punto de prueba durante la inspección y evaluación de fugas.

El vacío se debe mantener como mínimo 5 segundos o el tiempo requerido para ver las áreas en pruebas.

La presencia de fugas a través del espesor inspeccionado indicadas por la formación continua o el crecimiento de burbujas o espuma producidas por el paso de aire a través del espesor inaceptable. Las fugas deben ser reparadas y re-inspeccionadas.

Como una alternativa de esta prueba se puede utilizar un procedimiento de gas indicador (tracer gas) y un detector compatible para probar la integridad de las soldaduras del fondo en la longitud total, de acuerdo con lo estipulado en el párrafo 6.6.11 del API 650.

#### **4.25. REGISTRO DE RESULTADOS**

4.25.1. La Terminología usada para la designación de discontinuidades debe ser cumplida con las Normas de Aceptación y Rechazo ASME Sección VIII y AWS D1.1:2000, Sección 6.12.

4.25.2. Los resultados de la inspección deben ser registrados en el Formato de Inspección Radiográfica ubicado en el Anexo IV.1 del presente capítulo para, permitir la trazabilidad del sistema, correlacionando el área inspeccionada con el reporte de resultados y viceversa.

#### **4.26. METODO DE EVALUACION**

4.26.1. El método de evaluación de dimensionamiento directo de la forma y tamaño de las indicaciones en el filme radiográfico.

#### **4.27. CRITERIOS DE ACEPTACION Y RECHAZO**

Los criterios de aceptación de las radiografías serán los establecidos en el código ASME. Sección VIII división 1 en el párrafo UW-51 (b) ( radiografía total (full radiography)).

##### **4.27.1 Determinación de una soldadura defectuosa**

Cuando una sección de soldadura se encuentra inaceptable en la radiografía o los límites de la soldadura defectuosa no están definidos por la radiografía, se deben

tomar 2 spots radiográficos adyacentes; sin embargo si la radiografía original muestra al menos 75 mm ( 3 in) de soldadura aceptable entre el defecto y cualquier borde de la radiografía, no se requiere radiografía adicional de la soldadura en ese borde. Si alguna de las dos radiografías adicionales falla en cumplir con los criterios de aceptación, se deben tomar spots adicionales hasta que se determinen los límites de la soldadura inaceptable o el Fabricante puede reemplazar toda la soldadura aplicada por el soldador u operario de soldadura en esa junta. Si se reemplaza la soldadura, el Inspector deberá tener la opción de solicitar que una radiografía sea tomada en una localización seleccionada en otra junta en la que el soldador u operario de soldadura haya soldado.

4.27.2 Una soldadura deberá ser aceptable por inspección visual si la inspección muestra lo siguiente:

No hay grietas de cráter ( crater cracks) , otras grietas superficiales o rastrilladuras del arco ( arc stirkes) en la junta soldada.

Los socavados no exceden los límites permitidos en el párrafo 5.2.1.4 del API 650 mencionados anteriormente para las juntas verticales y horizontales. Para soldaduras que unen cuellos de conexiones, conexiones de inspección de hombre ( man-holes), bocas de limpieza (clean-out) y otros elementos permanentes, los socavados no deberán exceder de 0.4 mm (1/64 in).

La frecuencia de la porosidad superficial en el soldadura no debe exceder de un grupo (cluster) (uno o más poros) en 100 mm ( 4 in) de longitud y el diámetro de cada grupo no deberá exceder de 2.5mm (3/32 in)

Si la soldadura falla en cumplir con los criterios de aceptación anteriores dados en el párrafo 6.5.1 del API 650, se deberá reparar antes de la prueba hidrostática, según lo establecido en el párrafo 6.5.2 del API 650, como sigue:

a) Cualquier defecto deberá ser removido por medios mecánicos o procesos térmicos de remoción. Las rastrilladuras del arco deberán ser reparadas puliendo

( esmerilando) y re-soldando como sea requerido. La soldadura debe ser pulida a ras con la lámina o plancha.

b) Se requiere re-soldar si el espesor resultante es menor que el mínimo requerido por condiciones de diseño o de prueba. Todos los defectos en área más gruesas que el mínimo requerido, se deberán hacer con una transición mínima de 4:1.

Las soldaduras de reparación se deben inspeccionar visualmente para verificar que no tiene defectos.

4.27.3. Normas de aceptación y rechazo ASME Sección VIII y AWS D1.1:2000 Sección 6.12.

4.27.4. Los procedimientos de soldadura (WPS) , sus calificaciones (PQR) y las calificaciones de soldadores (WPQ) serán de acuerdo al código ASME Sección IX y de los requerimientos adicionales establecidos en la sección 7 del código API 650

## **4.28. REPORTE DE RESULTADOS**

4.28.1. Se lo efectuará en el formato (Ver Anexo IV.1) para inspección radiográfica.

## **4.29. CALIFICACION DEL PROCEDIMIENTO**

4.29.1. Este procedimiento será calificado por un nivel II o III ASNT, con calificación vigente.

### **4.30. RECALIFICACION O REVISION DEL PROCEDIMIENTO**

4.30.1. Este procedimiento será recalificado cuando las variables contenidas sean alteradas. Si existe una variación en la forma del procedimiento este será revisada.

## **CAPITULO V**

### **INSPECCION DE ESPESORES DE RECUBRIMIENTOS**

#### **5.1. OBJETIVO**

Este procedimiento tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para asegurar que todos los equipos operados por Petroproducción, cumplan con los estándares y recomendaciones establecidas en lo referente a limpieza de superficies y aplicación de pintura

#### **5.2. ALCANCE**

En este documento se describe el procedimiento de medición de espesores sobre películas de pintura secas usando medidores magnéticos disponibles dentro del mercado. Constituye un complemento a las instrucciones y manuales de instrucción de los fabricantes.

#### **5.3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA**

Good Painting Practice.- Steel Structures Painting Manual, volume 1  
Surface Preparation Specifications.- Steel Structures Painting Council  
Visual Standard for Abrasive Blast Cleaned Steel  
PETROECUADOR 02 Pinturas, Especificaciones para su aplicación  
PETROECUADOR-SHI-009, Identificación de tanques y tuberías  
PETROECUADOR-SI-011 Tamaño de letras y números  
PETROECUADOR-SI-012, Logotipo Petroecuador

#### **5.4. RESPONSABILIDADES**

5.4.1. El Jefe de Inspección Técnica de la Empresa es responsable de:

5.4.1.1 Adquirir las normas y equipos que permitan determinar la calidad de los trabajos ejecutados antes, durante y después de aplicada la pintura, es decir tipo de limpieza de la superficie alcanzada, rugosidad de la superficie obtenida, condiciones climáticas en las que se aplica la pintura, espesores de la capa de pintura en húmedo, espesores de la capa de pintura en seco.

5.4.1.2 Enseñar al supervisor de pintura el manejo de los equipos e instrumentos a usarse para determinar la calidad de los trabajos ejecutados para la aplicación de la pintura.

5.4.1.3. Instruir al supervisor de pintura sobre el alcance, responsabilidades y obligaciones establecidas en este procedimiento.

5.4.1.4 Instruir al supervisor de pintura sobre las características del sistema de pintura que se aplicará en cada caso.

5.4.1.5 Llevar un registro de las condiciones en las que se ejecutaron los diferentes pasos para aplicar la pintura así como la medición de espesores por capa.

5.4.1.6 Instruir al supervisor de pintura sobre como realizar los cálculos para determinar la superficie a pintarse, la cantidad de pintura requerida, la cantidad máxima de thinner que se debe añadir y el espesor en húmedo requerido para un espesor en seco esperado.

5.4.1.7 Revisar y firmar los reportes de control, registros de condiciones ambientales y reportes de pintura , preparados por el supervisor del departamento de Inspección Técnica.

5.4.2. El Jefe del Departamento de Tanquería o su delegado es responsable de:

5.4.2.1 Preparar la hoja de especificaciones de aplicación de pintura, basándose en la hoja de datos de cada uno de los tipos de pintura ha utilizarse.

5.4.2.2 Someter a revisión y aprobación del Jefe de Inspección Técnica la hoja de especificaciones de pintura preparada para cada proyecto.

5.4.2.3 Distribuir una copia de la hoja de especificaciones de pintura a Mantenimiento.

5.4.2.4 Incluir en las listas de materiales los tipos y cantidades de pintura requeridos para cada proyecto.

5.4.3 El Gerente de operaciones o su delegado es responsable de:

5.4.3.1 Coordinar con tiempo todas las actividades logísticas como compra de equipos, materiales y suministros , así como la puesta a punto de los equipos y accesorios necesarios para las ejecución de los trabajos de limpieza y pintura de superficies.

5.4.3.2. Planificar los trabajos de limpieza de superficies (sandblasting) a fin de realizarlos en horas que no interfieran con otras actividades de la planta.

5.4.3.3 Solicitar la inspección de control de calidad para establecer el grado de limpieza logrado, el perfil de anclaje obtenido, las condiciones ambientales para la aplicación de la pintura, las proporciones de pintura mezcladas, los espesores en húmedo aplicados y los espesores en seco logrados, etc.

5.4.3.4. Solicitar a la Gerencia de Ingeniería información completa sobre el sistema de pintura que se aplicará en cada caso.

5.4.3.5. Verificar que en las listas de materiales consten las cantidades de pintura que se requieren para cada tipo.

5.4.3.6. Coordinar con los proveedores de la pintura que la misma sea despachada con tiempo a fin de evitar retrasos en los trabajos de limpieza de superficies y de aplicación de pintura.

5.4.3.7 Establecer un sitio en bodega para almacenar con seguridad los materiales de pintura.

5.4.3.8 Solicitar a los proveedores información técnica (hojas de datos) sobre las características de las pinturas a aplicarse en cada caso.

5.4.3.9. Solicitar a los proveedores de la pintura asesoramiento en la aplicación de sistemas de pintura en caso de pinturas especiales.

5.4.3.10. Programar cursos de capacitación en limpieza de superficies y pintura para las personas que trabajan en esta área

5.4.3.11. Llevar estadísticas sobre rendimientos prácticos de las diferentes pinturas usadas en Petroproducción.

5.4.3.12. Llevar estadísticas sobre el rendimiento práctico de los materiales de limpieza como granalla, arena y Thinner.

## **5.5. EQUIPOS**

Termómetro de superficie

Psicrómetro

Cinta adhesiva para replica de la rugosidad de las superficies

Micrómetro

Medidor espesores de pintura en húmedo

Medidor de espesores de pintura en seco.

## **5.6. CALIBRACION , VERIFICACION Y PROCEDIMIENTO DE MEDICION**

### **5.6.1. MEDICIONES DE SPOT**

Debido a que las mediciones inclusive cercanas pueden variar debido a irregularidades superficiales de las capas de pintura, se deben realizar un mínimo de 3 lecturas por cada medición de spot. Para cada medición spot se moverá el medidor a una nueva localización dentro de un círculo de 4 centímetros de diámetro.

## **5.7. NUMERO DE MEDICIONES REQUERIDAS PARA CONFORMIDAD CON LA ESPECIFICACION DE ESPESORES**

### **5.7.1. NÚMERO DE MEDICIONES**

Realizar 5 mediciones spot distribuidas adecuadamente cada 10 m<sup>2</sup> ; Las 5 mediciones spot se entenderán en las áreas de 10 m<sup>2</sup> de la siguiente manera

5.7.1.1 Para estructuras que no excedan de 30 m<sup>2</sup> de área se deberá realizar las mediciones cada 10 m<sup>2</sup> .

5.7.1.2 Para estructuras que no excedan 100 m<sup>2</sup> de área, se escogerán 3 áreas de 10 m<sup>2</sup> cada una para realizar las 5 mediciones spot en cada una.

5.7.1.3 Para estructuras que excedan los 100 m<sup>2</sup> de área, los primeros 100 m<sup>2</sup> se medirán como se especifica en 5.7.1.2 y por cada 100 m<sup>2</sup> de área de incremento, se seleccionará un área adicional de 10 m<sup>2</sup> para realizar las 5 mediciones spot.

## **5.8. DEFINICIONES DEL MEDIO**

Ambiente industrial normal.- Ausencia de contaminantes químicos severos, zona tropical seca y zona andina.

Ambiente industrial corrosivo .- Presencia de contaminantes químicos severos, zona tropical húmeda y amazónica.

Ambiente industrial marino.- Presencia de brisa, zonas afectadas por acción de salpicaduras y áreas sumergidas.

## **5.9. ESPESORES ESPECIFICADOS**

Se especificará un espesor mínimo ( recomendación del fabricante) y uno máximo. Si no se especifica el espesor máximo, la medición especificada será la MINIMA.

### **5.9.1. ESPESOR MÍNIMO**

El promedio de las mediciones spot para cada 10 m<sup>2</sup> de área no será menos que el espesor especificado. Ninguna medición spot en cualquier 10 m<sup>2</sup> de área será menor que el 80% del espesor especificado. Si el promedio de las mediciones spot para el área dada de 10 m<sup>2</sup> encuentra o excede el espesor mínimo especificado, pero una o mas mediciones spot es menor que el 80% del espesor mínimo especificado, se realizarán mediciones adicionales para definir el área de inconformidad.

### **5.9.2. ESPESOR MÁXIMO**

El promedio de las mediciones spot para cada 10 m<sup>2</sup> de área no serán no mayor que el espesor máximo especificado. Ninguna medición spot individual en cualquier área de 10 m<sup>2</sup> dada encuentra o es menor que el espesor máximo especificado, pero una o mas de las mediciones spot es más de 120% del

espesor máximo especificado, se realizarán mediciones adicionales para determinar el área de inconformidad. La literatura del fabricante determinará si las mediciones mayores al espesor máximo especificado son permitidas bajo las circunstancias específicas.

## **5.10. VARIACIONES EN MEDICIONES - 80% DEL MINIMO / 120% DEL MAXIMO**

En cualquier medición existe un cierto nivel de inseguridad. Dos inspectores con igual equipo de medición reportan no necesariamente los mismos valores dentro de una medición spot. Para permitir esta fluctuación natural, una medición spot individual está permitida a ser menor que el espesor mínimo especificado en tanto en cuanto en otra área de 10 m<sup>2</sup> las mediciones spot sean suficientemente altas para obtener como resultado un promedio que cumpla o exceda el espesor mínimo especificado.

Un razonamiento similar se utiliza para el espesor máximo especificado. El 80% para el espesor mínimo especificado y 120% para el espesor máximo especificado permiten una tolerancia del medidor de espesores, las calibraciones estándar y las variaciones en el substrato (material de la estructura).

## **5.11. ACTIVIDADES**

### **5.11.1. GENERALES**

5.11.1.1. Los trabajos que se ejecuten bajo los procedimientos dados en este documento, estarán sujetos a la inspección y aprobación por parte del personal técnico especializado de las unidades de cada filial de PETROECUADOR.

5.11.1.2. Para la seguridad del personal y de las instalaciones, se tomarán todas las precauciones establecidas en las normas de seguridad industrial y salud ocupacional de PETROECUADOR; internacionales, NFPA (National Fire

Protection Association) , OSHA ( Occupational Safety and Health Administration); y, las medidas adicionales que el inspector determine.

5.11.1.3. El personal debe usar equipo de seguridad completo: gafas, orejeras, guantes, zapatos de seguridad, casco, uniforme no inflamable, y, cuando se trabaje en espacios cerrados, o lo establezca el inspector, se usará máscaras con suministro de aire o extractores.

5.11.1.4. Trapos u otros materiales similares impregnados con pintura, solventes (thinner) deben ser adecuadamente guardados en contenedores apropiados mientras no son usados para el trabajo.

5.11.1.5. Todos los equipos, herramientas, materiales y demás elementos que sean utilizados durante los trabajos de pintura deben ser aprobados por el inspector autorizado de PETROECUADOR, los mismos que cumplirán con los lineamientos que se establece en este documento.

## **5.11.2. ESPECIFICAS**

### **5.11.2.1 MATERIALES Y MANO DE OBRA**

5.11.2.1.1 Las capas de pintura de : fondo, intermedio y acabado deben ser del mismo fabricante con el fin de asegurar la compatibilidad entre las mismas.

5.11.2.1.2 Todo recubrimiento debe tener como mínimo los espesores de película seca especificados en esta norma; el inspector tomará medidas referenciales de espesores de película húmeda. (Ver ANEXO V.2, V.3, V.4, V5, V.6)

5.11.2.1.3 En cada tipo de ambiente se usará el sistema de pintura recomendado para ese caso especificado. (Ver ANEXO V.2, V.3, V.4, V.5, V.6)

5.11.2.1.4 Para proteger temporalmente los equipos adyacentes de derrames y salpicaduras, se usará protectores adecuados definidos por el inspector.

### 5.11.2.2 PREPARACIÓN DE SUPERFICIES

5.11.2.2.1 Toda superficie a ser pintada se preparará de acuerdo con el “Steel Structures Painting Manual, volumen 2 sección II, Surface Preparation Specifications” (SSPC-SP).

5.11.2.2.2 Las especificaciones para la preparación de superficies según las exigencias de la SSPC, básicamente son las que se indican en la tabla 1 (ANEXO V.1)

## 5.12. RECOMENDACIONES

5.12.1 Los equipos que se encuentren en el área aledaña a la zona de incidencia del sandblasting o granallado y pintura y que necesiten protección, deben ser cubiertos con plástico

5.12.2 El perfil de anclaje de las superficies limpiadas deberá ser el recomendado por el fabricante de la pintura en la hoja de datos de la misma.

5.12.3 No se aplicará pintura si la humedad relativa es mayor o igual a 85% y/o la diferencia entre la temperatura del sustrato y la del punto de rocío es menor o IGUAL A 3° C.

5.12.4 Control de Calidad no autorizará la preparación de la pintura (mezcla de componentes más diluyente) mientras no se inspeccione y apruebe el grado de limpieza y se determine que no hay restos de polvo en las superficies a pintar.

5.12.5 El tiempo mínimo de curado entre capas será de veinte y cuatro horas. Transcurrido este período Control de Calidad hará la inspección para autorizar la aplicación de la siguiente capa.

## **CAPITULO VI**

### **INSPECCION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA Y CONEXIONES A TIERRA**

#### **6.1. INTRODUCCIÓN**

Existen muchas formas de corrosión. Los dos tipos más comunes relacionados con el fondo de un tanque son la general y la puntual. En la corrosión general, se forman miles de celdas microscópicas sobre un área de la superficie del metal, resultando en pérdida de metal. En la corrosión puntual, las celdas individuales son más activas y se pueden identificar distintas áreas anódicas y catódicas. La pérdida del metal en ese caso puede concentrarse dentro de áreas relativamente pequeñas, sin que la corrosión afecte áreas considerables de la superficie.

La composición del metal es importante para determinar que áreas de la superficie se convierten en ánodos o en cátodos. Pueden surgir diferencias de potencial electroquímico entre áreas adyacentes por la distribución desigual de los elementos en la aleación o en los contaminantes, dentro de la estructura del metal. La corrosión también puede originarse por la diferencia entre el metal de la soldadura, las zonas afectadas por calor y el metal base.

Las propiedades físicas y químicas de los electrolitos también influyen en la formación de áreas catódicas sobre la superficie del metal. Por ejemplo, se pueden generar diferencias de potencial entre áreas de una superficie de acero, debido a las diferentes concentraciones de oxígeno. Las áreas con bajas concentraciones de oxígeno se convierten en anódicas y las áreas con altas concentraciones de oxígeno se convierten en catódicas. Esto puede causar corrosión en áreas donde el barro y otros residuos se hallan en contacto con el fondo de acero de un tanque sobre una capa de arena o donde un tanque se coloca sobre dos tipos diferentes de suelo.

Las características del suelo afectan sustancialmente el tipo y velocidad de corrosión de una estructura en contacto con el suelo. Por ejemplo, las sales disueltas influyen en la capacidad de transporte de corriente de los electrolitos del suelo y ayuda a determinar las velocidades de reacción sobre las áreas anódicas y catódicas. El contenido de humedad, el ph, la concentración de oxígeno y otros factores interactúan de manera compleja, influyendo en la corrosión.

## **6.2. OBJETIVO**

Establecer un Documento de Referencia que involucre los criterios, metodologías y requisitos mínimos para aplicarse en el diseño y construcción de los sistemas de protección catódica para tanques de almacenamiento que contengan hidrocarburos.

## **6.3. ALCANCE**

El alcance de este documento, es para el control de corrosión en tanques de almacenamiento que se encuentran en contacto directo con el terreno tanto nuevos como existentes y lo relativo a la protección interior de los mismos, utilizando la técnica de protección catódica.

Los criterios para la aplicación de esta norma se mencionan a continuación:

- a) cuando el producto contenido es corrosivo.
- b) cuando el sistema esté aislado con respecto a otros.
- c) compatibilidad con el sistema de recubrimientos.

## **6.4. CAMPO DE APLICACIÓN**

Esta norma es de observancia obligatoria en las adquisiciones o contrataciones de los bienes y servicios objeto de las mismas y que se lleven acabo en las áreas de Petroecuador y sus Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales que contemplen en sus instalaciones tanques de almacenamiento.

## **6.5. DEFINICIONES**

Para propósitos de esta norma se establecen las definiciones siguientes:

### **6.5.1. ÁNODO.**

Es el electrodo de una pila galvánica o celda electroquímica en el cual ocurre el fenómeno de oxidación (material atacado).

### **6.5.2. ÁNODO GALVÁNICO O DE SACRIFICIO.**

Elemento emisor de corriente eléctrica con potencial normal de oxidación más electronegativo que el de la estructura por proteger y que al emitir la corriente eléctrica de protección, se consume.

### **6.5.3. CÁTODO.**

Es el electrodo de una pila galvánica o celda electroquímica en el que ocurre la reacción de reducción. En un sistema de protección catódica, es la estructura protegida.

### **6.5.4. CORROSIÓN.**

Destrucción del metal por la acción química y/o electroquímica de ciertas sustancias.

### **6.5.5. CAJA DE UNIÓN.**

Equipo para el monitoreo de diferentes parámetros relativos a la protección catódica de un sistema. La instalación de la caja unión puede ser entre la cama anódica y el rectificador o entre el cable catódico y el rectificador.

#### **6.5.6. ELECTROLITO.**

Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo ó al agua en contacto con una estructura metálica enterrada o sumergida.

#### **6.5.7. JUNTA DE AISLAMIENTO.**

Accesorio constituido de un material aislante eléctrico, que se intercala en un sistema de tubería para separar eléctricamente a la estructura por proteger del resto del sistema.

#### **6.5.8. MALLA.**

Es un arreglo de ánodos tipo cinta (de mezcla de óxidos metálicos) para un sistema de corriente impresa con una vida de diseño de mínimo 20 años, consistente de ánodos tipo cinta espaciados en forma paralela a una distancia definida por el diseño. Los ánodos son conectados a barras conectoras (normalmente de titanio), distribuidoras de corriente, por medio de soldaduras de baja resistencia, para formar de esta manera una malla.

#### **6.5.9. MATERIAL DE RELLENO.**

Mezcla de materiales sólidos que envuelven al ánodo para incrementar su conductividad eléctrica en el terreno donde se alojan.

#### **6.5.10. POLARIZACIÓN.**

Magnitud de la variación de potencial de circuito abierto en un electrodo causado por el paso de corriente eléctrica.

### **6.5.11. PROTECCIÓN CATÓDICA.**

Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enterradas ó sumergidas contra la corrosión, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica proveniente del sistema de protección seleccionado.

### **6.5.12. RECTIFICADOR.**

Equipo que convierte corriente alterna a corriente directa controlable y que es utilizado como fuente de emisión de esta corriente, para la protección catódica de una estructura por el método de corriente impresa.

### **6.5.13. TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

Recipiente destinado para el almacenamiento de productos inflamables o combustibles derivados del petróleo

## **6.6. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS:**

Fe = Hierro

O<sub>2</sub> = Oxígeno

H<sub>2</sub>O = Agua

OH = Radical oxidrilo

E.E.Q. = Equivalente electroquímico (Ley de Faraday)

F.U. = Vida útil material anódico (factor de utilización)

l = Longitud

Ø = Diámetro

°C = Grados centígrados

°F = Grados Fahrenheit

NACE = Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión (National Association Corrosion Engineers).

lb = libras

E = Potencial ó diferencia de potencial eléctrico

I = Intensidad de corriente eléctrica

R = Resistencia

V.C.A = Volts de corriente alterna

mV = milivolts

ASTM = Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (American Society of Testing and Materials)

PVC = Cloruro de polivinilo

## **6.7. DESARROLLO**

La necesidad de protección catódica debe ser determinada para todas las instalaciones de almacenamiento tanto nuevas como existentes. Se analizan los parámetros que deben ser considerados, cuando se determine si un fondo de un tanque de almacenamiento que se encuentra en contacto con el suelo, requiere de protección catódica.

El control de la corrosión mediante protección catódica para tanques de almacenamiento nuevos, los cuales se encuentran en contacto con el suelo, debe ser tomado en cuenta desde el diseño original y debe ser mantenido durante la vida de servicio del sistema, a menos que investigaciones en este campo indiquen que la protección catódica no se requiere.

### **6.7.1. MÉTODOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA PARA CONTROL DE LA CORROSIÓN.**

La protección catódica es un método ampliamente aceptado para el control de la corrosión. La corrosión de tanques de almacenamiento de acero con fondo sobre el suelo, puede reducirse o eliminarse mediante la aplicación apropiada de la protección catódica. La protección catódica es una técnica para prevenir la corrosión que hace que toda la superficie del metal a proteger, actúe como el cátodo de una celda electroquímica. Existen dos sistemas de protección catódica:

- a) Ánodos de sacrificio
- b) Corriente impresa

#### *6.7.1.1. Ánodos de sacrificio*

Los sistemas de ánodos de sacrificio, utilizan ánodos galvánicos, los cuales están hechos de magnesio ó zinc en forma de barras, se instalan los ánodos enterrados directamente en el suelo rodeados de una mezcla química y empacados en sacos especiales.

Los ánodos están conectados al sistema de forma individual o en grupos. Los ánodos galvánicos están limitados en su corriente de salida por el voltaje del sistema y la resistencia del circuito. Se deben emplear sistemas del tipo de corriente impresa para la protección catódica de estructuras de gran tamaño, descubiertas o con recubrimiento deteriorado.

Los sistemas de ánodos de sacrificio de protección catódica, se deben aplicar en tanques de pequeño diámetro.

Para los ánodos galvánicos en instalaciones sobre el suelo, se utilizan comúnmente tres materiales:

- a) Aleaciones de magnesio con alto potencial.
- b) Aleaciones de magnesio estándar (certificación H-1).
- c) Zinc.

Se hallan disponibles en el mercado diferentes pesos, tamaños y configuraciones de ánodos de magnesio y zinc, los cuales pueden venir desnudos o empacados con material de relleno especial. La variedad en pesos, se utiliza para cubrir los distintos requerimientos del diseño, de acuerdo a la corriente de salida y la vida útil del ánodo.

Es necesario considerar material de relleno especial, cuando se instalan ánodos en suelos de alta resistividad. El material de relleno consiste en una mezcla de yeso, bentonita y sulfato de sodio, que reduce la resistencia e incrementa el área

de contacto del ánodo con el suelo. El número de ánodos que se requieren para la protección catódica de tanques de almacenamiento sobre el suelo, depende del requerimiento total de corriente y de la corriente de descarga promedio individual de los ánodos en el suelo. Al calcular la colocación de los ánodos, también deben considerarse los factores que influyen en la distribución de la corriente sobre la geometría de la estructura.

Generalmente se obtiene mejor distribución de la corriente y una polarización más uniforme, distribuyendo ánodos uniformemente alrededor del tanque o bajo los tanques de nueva construcción. Figura 6.8.1

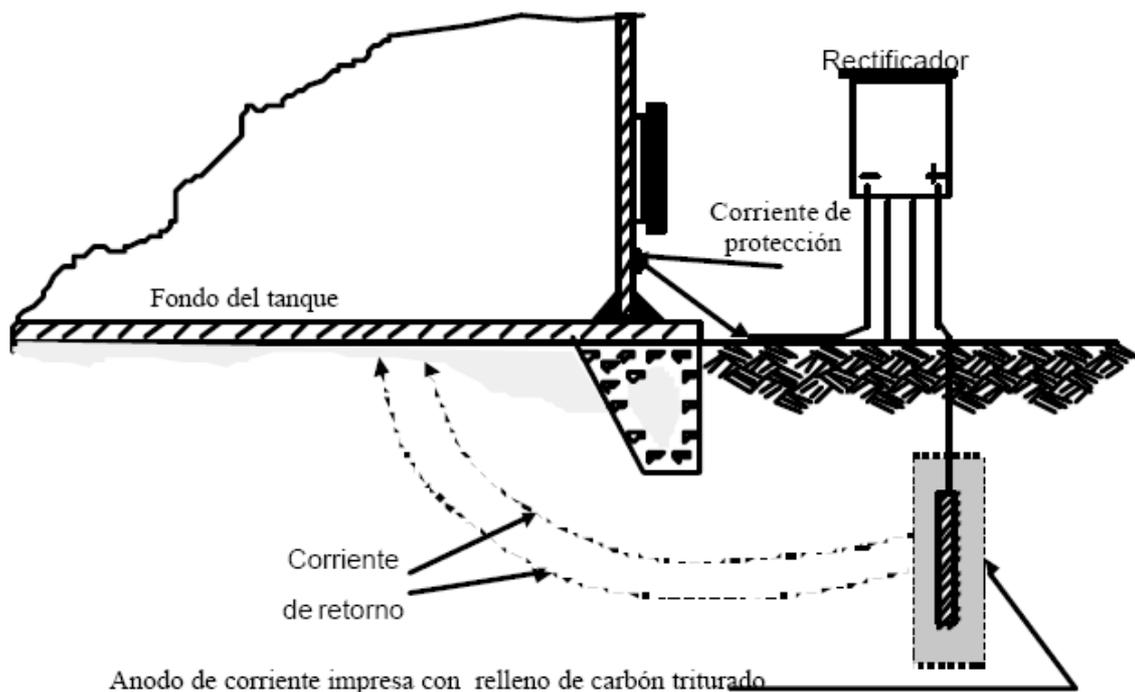


Figura 6.8.1 Protección catódica con ánodos de sacrificio

#### 6.7.1.2. *Sistemas de corriente impresa*

- **ÁNODOS:**

Los ánodos de corriente impresa deben ser de materiales como el grafito; el hierro

fundido con alto contenido de silicio; metales platinizados; la magnetita y mezcla de óxidos metálicos, entre otros.

Estos ánodos se instalan desnudos con material de relleno especial (como el grafito pulverizado, con alto contenido de carbón). Están conectados, individualmente ó en grupos, a una terminal positiva o a una fuente de corriente directa, mediante conductores aislados. La estructura se conecta a la terminal negativa, desde una fuente de corriente directa (rectificador) Figura 6.8.2

Para instalaciones en el suelo se prefiere el grafito, el hierro fundido con alto contenido de silicio o mezcla de óxidos metálicos. Cada material del ánodo tiene una densidad de corriente óptima que da una máxima vida de servicio al ánodo.

Los ánodos pueden ser localizados en camas o distribuidos cerca, abajo o alrededor, de las estructuras que se van a proteger. Un diseño adecuado para una cama de ánodos debe:

- a) Evitar interferencias físicas con las estructuras existentes, particularmente con los sistemas de tierra física.
- b) Suministrar una corriente uniformemente distribuida.
- c) Evitar interferencias de corrientes parásitas de estructuras adyacentes.

El número de ánodos para un diseño particular de protección catódica, se determina por el requerimiento total de corriente de las estructuras por proteger y por la densidad de corriente óptima del material seleccionado para el ánodo.

Al diseñar la distribución de los ánodos, deben instalarse ánodos adicionales para un flujo más uniforme de la corriente y para permitir un margen en caso de fallas aisladas en la conexión, o por agotamiento de algunos ánodos.

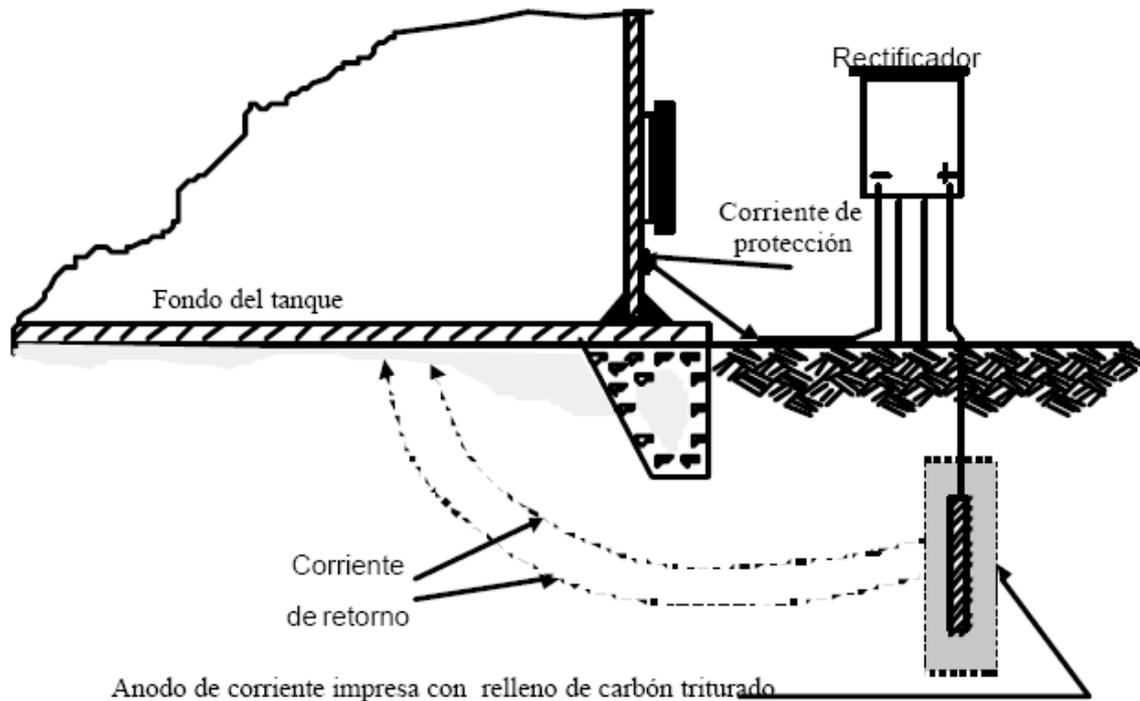


Figura 6.8.2.- Protección catódica con corriente impresa

#### 6.7.1.3 Materiales de los ánodos

- **ÁNODOS INERTES PARA CORRIENTE IMPRESA.**

Los ánodos inertes más comúnmente utilizados en los sistemas de protección catódica por corriente impresa son:

a) **Ánodo de grafito**

El grafito es el material más empleado para la instalación de dispositivos anódicos en tierra, por su gran conductividad y bajo consumo en la mayoría de los suelos.

Uso: en todo tipo de suelo

b) **Ánodo de acero al alto silicio**

Este tipo de ánodos son más conocidos como de "Ferro-silicio" y se producen en dos aleaciones de acero al alto silicio cuyas características son:

b.1. Ánodo de acero al alto silicio (ferrosilicio).

Uso: Terreno de baja resistividad .

b.2. Ánodo de acero al alto silicio y cromo.

Se fabrican en forma cilíndrica tanto sólidos como tubulares.

Uso: en condiciones de muy baja resistividad y agua salada.

c) Ánodo de mezcla de óxidos metálicos.

Estos ánodos son fabricados de un sustrato de titanio el cual es recubierto con un catalizador de mezcla de óxidos metálicos. Debido a que el sustrato de titanio es protegido en forma natural por una capa oxidante, el ánodo conserva sus dimensiones durante el tiempo de vida del sistema. La conducción de la corriente se lleva a cabo a través del catalizador de mezcla de óxidos metálicos, el cual es altamente conductivo y totalmente oxidante por lo que se pueden lograr corrientes de alta intensidad.

d) Ánodo platinizado.

El platino siendo un buen conductor presenta un consumo prácticamente nulo a cualquier densidad de corriente. Pero debido a su alto costo su uso es muy restringido. Uso: en forma de recubrimiento sobre otro metal base como la plata o el titanio.

- **ÁNODOS GALVÁNICOS (DE SACRIFICIO)**

Este tipo de ánodos sirven esencialmente como fuente de energía, donde no es posible obtener energía eléctrica con facilidad o en las que no es conveniente o económico instalar líneas de energía para este propósito, los materiales que mas se utilizan como ánodos galvánicos son el magnesio, el aluminio y el zinc.

a) Ánodo de magnesio

Se fabrican en diversos pesos y medidas incluyendo cintas y barras, considerando el criterio del diseñador. El magnesio es el material mas utilizado

como ánodo galvánico. estos ánodos deben de cumplir con el procedimiento ASTM G97 o equivalente.

Uso: principalmente para proteger estructuras enterradas, tanques, condensadores, ductos, entre otros.

b) Ánodo de aluminio.

Se fabrican en diversos pesos y medidas.

Uso: para proteger estructuras sumergidas que operan con altas temperaturas en plataformas marinas.

c) Ánodo de zinc.

Este tipo de ánodos se fabrican con zinc de alta pureza (99.99%) en diversos pesos y medidas con alma de tubo, varilla o patín de solera galvanizada para su instalación.

Usos: en forma de brazalete para proteger estructuras sumergidas, tuberías de acero desnudas en suelos de baja resistividad, cascos de barcos, entre otros.

#### 6.7.1.4. *Materiales de relleno.*

Se utilizan para ampliar el área de los ánodos con el fin de reducir su resistencia de contacto con el suelo.

a) Para ánodos inertes

En estos casos se usa como material de relleno, carbón de coque metalúrgico pulverizado.

b) Para ánodos galvánicos.

En estos casos se usa como material de relleno la composición que a continuación se indica, (Tabla No. 1), pero dependiendo de la resistividad del terreno el porcentaje variará.

MATERIAL	PESO EN %
Yeso seco en polvo	75

Bentonita seca en polvo	20
Sulfato de sodio anhidro.	5
Agua para saturar la mezcla.	
Cantidad de relleno por ánodo:	
Peso de ánodo kilogramos (lb)	Cantidad de relleno kilogramos (lb)
7.71 (17)	13.61 (30)
14.51 (32)	15.88 (35)
21.77 (48)	23.58 (52)

Tabla N°1

#### 6.7.1.5. Requerimientos de corriente y voltaje.

Para un diseño óptimo, la corriente requerida para la protección catódica debe calcularse utilizando los resultados de pruebas de requerimientos de corriente.

Sin embargo, en ausencia de una prueba de requerimiento de corriente, una densidad aceptable de la corriente es de entre 2 a 3 miliamperios por 0.09 metro cuadrado (un pie cuadrado), en condiciones ambientales normales.<sup>4</sup>

Si se lleva a cabo una prueba para determinar el requerimiento de corriente, ésta sólo puede efectuarse en los tanques que ya se encuentran instalados. Esta prueba se realiza utilizando una cama temporal de ánodos, con una fuente de corriente directa (Figura 6.8.3).

<sup>4</sup> DENNY ; A. Jones; Principios y prevención de la corrosión por pag 457

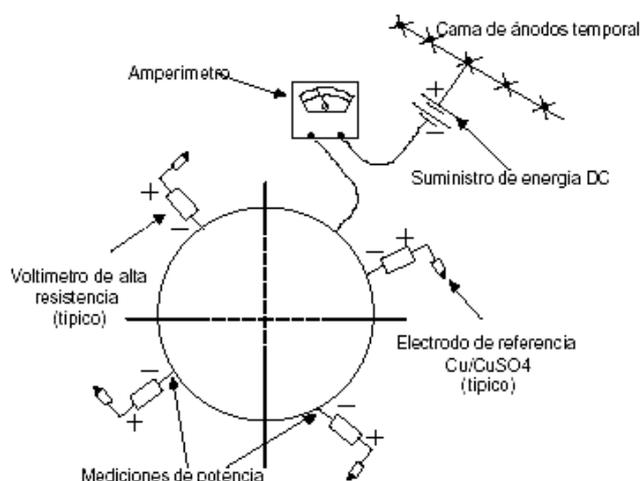


Figura 6.8.3.- Configuración para una prueba de requerimiento de corriente

La cama temporal se posiciona típicamente en el suelo, cerca del perímetro del tanque. Dependiendo de la corriente requerida, la fuente de energía puede ser desde una batería de 12 voltios, hasta una máquina de soldar de 300 amperios.

La prueba de requerimiento de corriente se lleva a cabo forzando una cantidad conocida de corriente, desde la cama temporal de ánodos a través del suelo y hacia el tanque que se va a proteger. La cantidad de la protección alrededor del tanque y bajo su centro, si es posible, se evalúa utilizando mediciones de potencial. Estas pruebas permiten aproximaciones de la corriente requerida para proteger el tanque. Las pruebas de requerimiento de corriente deberán realizarse con un nivel de líquido adecuado en el tanque ( mínimo 75 % ), para maximizar el contacto del fondo del tanque, con el material de relleno en el que se asienta.

El voltaje necesario para la cantidad de corriente requerida, depende en gran parte del número y localización de ánodos y de la resistividad del suelo. Dado que la corriente se determina generalmente en las pruebas de requerimiento de corriente o es estimada, el voltaje requerido puede calcularse mediante la ley de Ohm ( $E = I \cdot R$ ), si se conoce la resistencia del circuito.

La resistencia puede ser estimada de varias formas:

- a) Mediante sistemas existentes de corriente impresa, similares al que se va a instalar.
- b) Mediante pruebas de requerimiento de corriente, si la cama de ánodos de prueba es similar.
- c) De las pruebas de resistividad del suelo, se puede calcular la resistencia del ánodo a tierra, utilizando una variación de la ecuación de Dwight (véase el NACE 51011 ó su equivalente). La resistencia del ánodo a tierra es generalmente la parte preponderante de la resistencia total del circuito en un sistema de corriente impresa.

#### 6.7.1.6. Rectificador

El rectificador de corriente es el equipo que transforma la corriente alterna en directa, este procedimiento es uno de los más empleados para la protección catódica.

Generalmente se alimenta de corriente alterna de baja tensión (110/220/440 V. C. A.) monofásica o trifásica. En el proyecto se deben indicar las características eléctricas, de construcción, de operación e instalación procurando seleccionar la unidad más simple posible para su aplicación particular.

Es necesario que el rectificador tenga un enfriamiento adecuado, por lo que debe instalarse lejos de cualquier fuente que irradie calor o por donde circulen aire o gases calientes, así como también lejos de fuentes que tengan descargas corrosivas que pudieran atacar a la unidad, especialmente si es enfriado por aire. El enfriamiento por aceite debe seleccionarse en áreas donde la atmósfera sea muy corrosiva o donde se acumule mucho polvo.

El gabinete del rectificador, independientemente del tipo de enfriamiento, debe conectarse a tierra.

El tablero de control del rectificador debe ser de fácil acceso y debe constar fundamentalmente de:

Terminales de alimentación de corriente alterna.

Terminales de salida de corriente directa.

Elementos de protección de picos eléctricos.

Elementos para registrar las condiciones de operación (amperímetro y voltímetro de corriente directa)

Elementos para regular las condiciones de operación (taps o potenciómetros).

Elemento de protección para descargas atmosféricas.

- SELECCIÓN DEL RECTIFICADOR.

La selección de la capacidad de salida de un rectificador dependerá de los siguientes factores:

- a) Medición o estimación del requerimiento de corriente para la estructura a proteger.
- b) El voltaje necesario para generar el flujo de corriente desde el ánodo hasta la estructura enterrada.
- c) Los rectificadores deben seleccionarse con una sobrecapacidad moderada (generalmente del 10 al 50%), para permitir ajustes durante la vida del sistema de protección catódica y evitar daños por sobrecargas de corriente. Debe tenerse cuidado cuando el exceso de capacidad del rectificador se utiliza en los ánodos. Si se incrementa la corriente de salida de los ánodos por arriba de la capacidad de drenaje especificada por el fabricante, se reducirá sensiblemente su vida útil.

#### *6.7.1.7. Aislamiento eléctrico*

Se deben instalar dispositivos de aislamiento, consistentes en bridas, juntas aislantes prefabricadas, juntas monolíticas o monoblock o acoplamientos, cuando se requiere el aislamiento eléctrico del sistema para facilitar la aplicación del control de corrosión. Estos dispositivos deben seleccionarse para temperatura, presión y aislamiento eléctrico correcto.

Los dispositivos de aislamiento no deben instalarse en áreas cerradas, en las que existan normalmente atmósferas explosivas. La conexión a tierra de los equipos eléctricos es un elemento esencial para la seguridad del personal.

El instalar accesorios como medidores electrónicos, motores, mezcladores y alumbrado, también puede imposibilitar un aislamiento efectivo. Al instalar un sistema de protección catódica en el fondo de un tanque de almacenamiento, debe considerarse que parte de la corriente puede ser adsorbida por un equipo metálico enterrado cerca.

Los dispositivos de protección de descargas atmosféricas, deben estar aislados con respecto al tanque, además de ser del tamaño adecuado. Al instalar dispositivos de aislamiento en áreas bajo la influencia, conocida o probable, de líneas de energía de alta tensión, se deben tomar precauciones para asegurar que el potencial de corriente alterna a través de dichos dispositivos no represente un peligro para el personal.

#### *6.7.1.8. Protección catódica interna.*

El diseño de un sistema de protección catódica interna es complicado, debido a la variación del nivel del medio corrosivo acumulado (normalmente agua). Además, la presencia de lodos y otros contaminantes pueden tener un efecto nocivo en el funcionamiento del sistema de protección catódica.

Hay muchos factores que influyen en el diseño de un sistema de protección catódica interna, como:

- a) Condición y tipo de recubrimiento.
- b) Nivel máximo y mínimo de electrolito en el tanque.
- c) Compatibilidad de líquido almacenado con ánodos y cables.
- d) Intervalos de inspección interna del tanque, que afecta la vida de diseño.

Debido a las múltiples variables asociadas al diseño de los sistemas de protección catódica interna para tanques de almacenamiento de petrolíferos, el uso de éste tipo de sistemas es limitado y no existen prácticas comunes para toda esta industria. Se recomienda consultar las secciones 4 y 5 de la publicación NACE RP-0575-95 o su equivalente a esas secciones, para el diseño de sistemas similares para fondos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos sobre el suelo y el NACE RP-0388-95 o su equivalente, para información sobre el diseño de sistemas de corriente impresa.

#### 6.7.1.9. Criterios de protección catódica.

Existen tres criterios para conocer cuando se ha logrado una adecuada protección catódica en estructuras de acero o de hierro.

Los siguientes criterios son los parámetros para medir la eficiencia y funcionalidad de los sistemas de protección catódica en tanques de almacenamiento.

a) Un potencial negativo (catódico) de al menos 850 mV, con la corriente de protección catódica aplicada. Este potencial debe ser medido con respecto a un electrodo de referencia de cobre saturado/sulfato de cobre (CSC), en contacto con el electrolito. Para una interpretación válida de la medición de este voltaje, se deben considerar\* las caídas de voltaje en zonas distintas a las caídas que se observan entre el fondo del tanque y la frontera del electrolito.

\*Por considerar, se entiende que para determinar el significado de las caídas de voltaje, se aplican las prácticas aceptadas de la ingeniería, es decir, métodos como:

- a. La medición o cálculo de la caída de voltaje
- b. La revisión del funcionamiento histórico de los sistemas de protección catódica
- c. La evaluación de las características físicas y eléctricas del fondo del tanque y su entorno, y
- d. La determinación de si existe o no, evidencia física de la corrosión

b) Un mínimo de 100 mV de polarización catódica, medidos entre la superficie metálica del fondo del tanque y un electrodo estable de referencia, en contacto con el electrolito. La formación o caída de esta polarización puede medirse para satisfacer este criterio.

c) Un potencial de protección de tubo suelo (catódico) de  $-950$  milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentra en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras

#### 6.7.1.10. Técnicas de medición.

El método estándar para determinar la efectividad de la protección catódica en el fondo de un tanque es la medición del potencial entre el suelo y el tanque. Estas mediciones se realizan utilizando un voltímetro de alta impedancia y un electrodo de referencia, estable y reproducible, en contacto con el electrolito. Estas mediciones se toman normalmente sobre el suelo, en el perímetro del tanque, con el electrodo de referencia, como muestra la figura 6.8.4. Las mediciones sobre el perímetro pueden no representar el potencial entre el tanque y el suelo, en el centro del fondo del tanque. Los métodos de monitoreo de estos potenciales, se discuten más adelante.

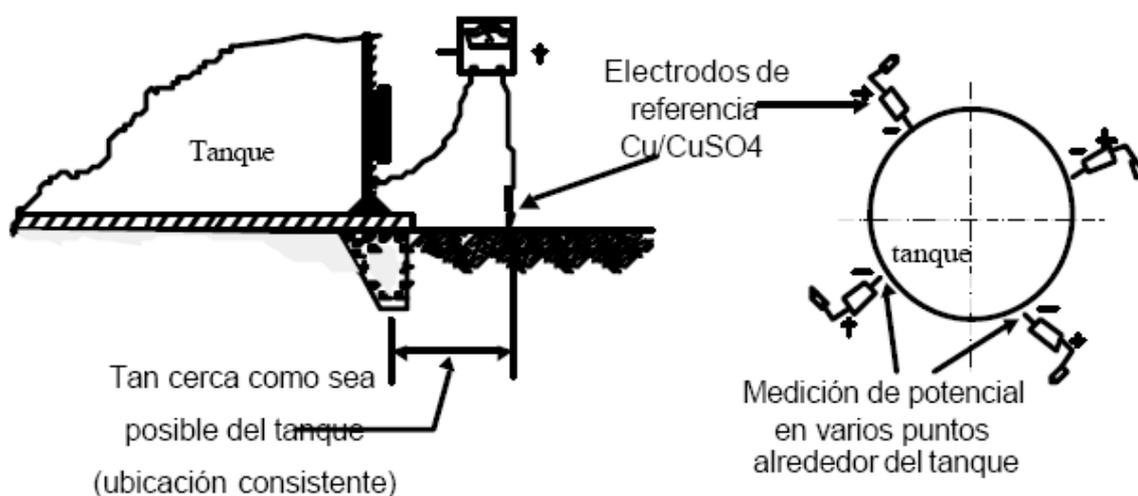


Figura 6.8.4- Esquema de medición de potencial

Las mediciones del potencial entre el tanque y el suelo, generalmente se toman aplicando corriente; sin embargo, debe efectuarse una corrección por caídas de potencial (IR) en el suelo. Las correcciones para la caída del potencial (IR) en el suelo, son a menudo necesarias para las mediciones tomadas en el perímetro del tanque, aún cuando el electrodo de referencia se coloque junto al tanque. Esto es particularmente cierto cuando los ánodos están distribuidos cerca del tanque, ya que el perímetro del tanque puede estar dentro del gradiente del campo eléctrico de los ánodos. El valor de la caída de potencial (IR) y los métodos para su

corrección, deben estar determinados por las prácticas aceptadas de ingeniería. Un método común es el de interrumpir el flujo de la corriente de los rectificadores, usando la técnica del "paro instantáneo". Una vez determinada, la caída de tensión (IR), ésta se puede utilizar en pruebas futuras, en el mismo lugar y en condiciones similares. Debe considerarse el monitoreo del potencial entre la estructura y el suelo bajo el tanque, utilizando un electrodo de referencia instalado permanentemente o insertando un electrodo de referencia por debajo del tanque, a través de un tubo perforado (Figura 6.8.5).

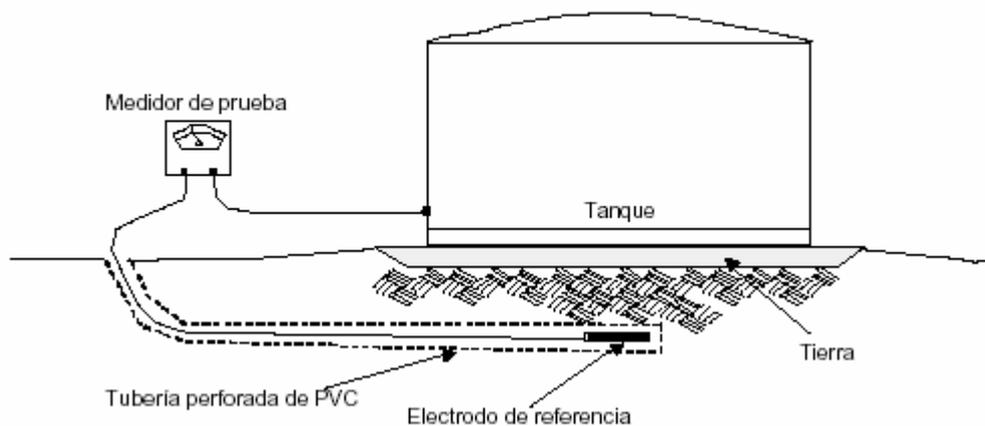


Figura 6.8.5.- Tubería perforada para el electrodo de referencia

El área del fondo del tanque en contacto con el suelo, puede variar con el nivel de líquido contenido en el tanque. Debido a que esta condición puede originar variaciones del potencial entre el tanque y suelo, el nivel del tanque debe considerarse en la inspección de campo. Para mayores detalles, consultar la publicación NACE 10A190 o su equivalente.

#### 6.7.1.11. Alternativas para electrodos de referencia.

El electrodo estándar de referencia es el de cobre saturado/sulfato de cobre el cual puede ser sustituido por los electrodos que se listan en la tabla 2, con su voltaje equivalente de - 0.85 V.

Tabla 2. Electrodo de referencia

Electrodos de referencia	Voltaje
Calomel Saturado KCl	- 0.78
Plata / Cloruro de plata (usado en agua de mar)	- 0.80
Zinc	+ 0.25

### 6.7.2. LIMITACIONES DE PROTECCIÓN CATÓDICA EXTERNA.

La protección catódica es un medio efectivo para el control de corrosión sólo si es posible el paso de corriente eléctrica entre ánodo y cátodo en el fondo del tanque. Muchos factores pueden también reducir o eliminar el flujo de corriente eléctrica y pueden limitar la efectividad de la protección catódica en algunos casos ó imposibilitar este uso en otros casos. Tales factores incluyen:

- a) Bases de concreto, asfalto o arena aceitosa.
- b) Un recubrimiento impermeable entre el fondo del tanque y los ánodos, como en un sistema de contención secundaria.
- c) Suelos de alta resistencia o cimientos rocosos.
- d) Fondos de tanques viejos, que se dejan en su lugar original cuando se instalan los nuevos.

Estos factores y otros adicionales se discutirán más adelante. Es importante hacer notar que la protección catódica externa no tiene efecto en la corrosión interna. Los siguientes puntos deberán ser investigados y tomados en cuenta en la evaluación de inspección y en los datos estadísticos de corrosión:

Inspección de tanques recomendada por API, estándar 653

Registros de las tasas promedio de corrosión.

- c) Problemas de corrosión en tanques cercanos.

- d) Problemas de corrosión en tanques de construcción similar.
- e) Problemas de corrosión por corrientes parásitas.
- f) Diseño y funcionamiento de sistemas anteriores de protección contra corrosión.
- g) Mediciones de potencial entre el suelo y estructuras.

Los siguientes aspectos deberán investigarse y determinarse al evaluarse las necesidades de protección catódica para tanques:

- a) Estructuras metálicas enterradas en las cercanías.
- b) Sistemas cercanos de protección catódica.

Si esta evaluación indica que existe corrosión externa o es probable, debe utilizarse la protección catódica u otras medidas de control de corrosión. Si la corrosión interna es un problema conocido, el uso de un recubrimiento debe ser considerado. En ciertos casos, puede ser aplicable utilizar la protección catódica interna conjuntamente con un recubrimiento.

### **6.7.3. OTROS FACTORES QUE AFECTAN LA PROTECCIÓN CATÓDICA**

El contenido de un tanque de almacenamiento puede influir en la corrosión del fondo del tanque. La corrosión puede acelerarse sobre la superficie externa del fondo de un tanque calentado a temperaturas elevadas, si el área de contacto es húmeda. Los tanques de almacenamiento que contienen productos calientes pueden requerir un incremento en la densidad de corriente para lograr una protección adecuada sobre la superficie externa del fondo. Sin embargo, los operarios de los tanques deberán estar conscientes que si penetra agua en el aislamiento de un tanque, la resistividad del aislamiento puede disminuir, desarrollando una condición más corrosiva. Para esta situación, la instalación de sistemas de protección catódica deberán ser considerados.

- REEMPLAZO DE FONDOS DE TANQUES.

El reemplazo del fondo de un tanque es una práctica comúnmente aceptada. El que se retire o no el fondo anterior, tendrá un gran impacto en los tipos de sistemas de protección catódica factibles para el control de la corrosión del nuevo fondo.

#### **6.7.4. CONTENCIÓN SECUNDARIA.**

Hay una variedad de métodos disponibles para contención secundaria. Estos incluyen, pero no es limitativo, los siguientes:

- a) Uso de impermeabilizantes de arcilla en diques de tanques.
- b) Diseño de fondos de tanques duales.
- c) Membranas impermeabilizantes no metálicas.

El uso de contención secundaria reducirá el riesgo ambiental en caso de una fuga. Sin embargo, el uso de ciertas técnicas de contención secundaria, pueden impedir el uso de protección catódica y en algunos casos pueden acelerar la corrosión del fondo de un tanque.

Un ejemplo de un sistema de contención secundaria de doble fondo, sería la instalación de un nuevo fondo de acero sobre un fondo de acero existente que ha sido reparado. Si el agua u otro electrolito se introduce dentro del anillo entre ellos, puede formarse una celda galvánica, la cual puede causar que el nuevo fondo del tanque sufra corrosión acelerada.

Para aplicar protección catódica a un nuevo fondo de tanque los ánodos deben ser instalados entre el viejo y nuevo fondo si la arena u otras sustancias que son conductivas o que puedan llegar a estar húmedas se usan como material de relleno.

Si un sistema de contención secundaria a base de revestimiento con membrana impermeable se encuentra colocado o se ha instalado en un área con diques

antes de la construcción de un nuevo tanque, la posibilidad de la protección catódica es muy reducida.

La mayoría de los sistemas de protección catódica se vuelven ineficaces, debido a que el revestimiento actúa como una barrera para el flujo de corriente eléctrica necesaria para la protección. Otra consecuencia de contención secundaria incluye el uso de un revestimiento impermeable que puede entrapar líquidos corrosivos, resultando una corrosión más severa del fondo del tanque.

Existen ventajas y desventajas en usar revestimientos en contención secundaria. Para una discusión adicional del efecto de las barreras secundarias en los sistemas de protección catódica, véase el apartado: “Influencia en el diseño del reemplazo del fondo, del revestimiento y de los sistemas secundarios de contención.”

Los recubrimientos a base de gruesas capas laminadas y resistentes a la corrosión, se instalan en tanques principalmente para prevenir la corrosión interna y frecuentemente, se usan como una alternativa al reemplazo del fondo de acero.

Siempre que existan condiciones corrosivas debajo del tanque el recubrimiento podría fallar, debido a un inadecuado soporte estructural, por no estar diseñado para soportar cargas. El uso de laminados de capas gruesas u otro tipo de recubrimiento interno, no debe ser suficiente justificación para eliminar la necesidad de la protección catódica externa de fondos de tanques.

## **6.7.5. DISEÑO**

### *6.7.5.1. Diseño de sistemas de protección catódica.*

Los sistemas de protección catódica se diseñan e instalan para prevenir la corrosión del fondo de un tanque, cumpliendo los requerimientos de alguno de los criterios listados en el apartado 6.8.1.9 “Criterios para sistemas de protección catódica”. Para obtener los resultados esperados, el sistema de protección

catódica debe diseñarse adecuadamente, después de estudiar los siguientes aspectos:

- a) Diseño, especificaciones y prácticas de ingeniería.
- b) Procedimientos de operación.
- c) Requerimientos de seguridad, ambientales y de áreas peligrosas.
- d) Pruebas de campo.

En general, el diseño deberá permitir una protección adecuada contra la corrosión,

minimizando los costos de operación, mantenimiento e instalación. Los principales objetivos del diseño de sistemas de protección catódica para fondo de tanques son:

- a) Entregar y distribuir suficiente corriente al fondo del tanque, para asegurar que se cumplan los criterios de protección.
- b) Proveer una vida de diseño al sistema de ánodos y otros equipos, de acuerdo a la vida de diseño del tanque, o proveer el reemplazo periódico de los ánodos y el mantenimiento del equipo.
- c) Proveer márgenes adecuados para los cambios previsibles por aumento en los requerimientos de corriente con el tiempo.
- d) Colocar los ánodos, cables, rectificadores y estaciones de prueba en lugares donde sea mínima la posibilidad de que sufran daños físicos.
- e) Minimizar las corrientes de interferencia con las estructuras vecinas.
- f) Proveer suficientes puntos de monitoreo, con el fin de que se puedan tomar mediciones para determinar el cumplimiento del criterio de protección sobre toda la superficie del fondo del tanque.

Existen muchos factores a considerar en el diseño de ambos sistemas, interior y exterior, de protección catódica. Los sistemas de protección catódica sólo deben ser diseñados por personas con experiencia comprobada en esta práctica.

En lo posible, el diseño deberá basarse en componentes estandarizados, suministrados por proveedores especializados en la producción de elementos para sistemas de protección catódica.

*6.7.5.2. Influencia en el diseño del reemplazo del fondo, del revestimiento y de los sistemas secundarios de contención*

- BARRERAS PARA LA PROTECCIÓN CATÓDICA.

La protección catódica se logra al dirigir el flujo de corriente desde un ánodo a un cátodo, resultando en la protección del cátodo. Cualquier elemento que actúe como barrera para el flujo de corriente impedirá la protección catódica. Los sistemas secundarios de contención y el reemplazo del fondo pueden ocasionar tal efecto, si no se consideran adecuadamente.

*6.7.5.3. Consideraciones cuando se utiliza contención secundaria en un área con diques.*

- RECUBRIMIENTO DE MEMBRANA IMPERMEABLE.

Es un método utilizado para suministrar una contención secundaria, recubriendo el área entera del dique con una membrana impermeable (Figura 6.8.6). Una membrana existente debajo de un tanque o proponer una para un tanque nuevo puede tener un impacto significativo sobre las alternativas y el diseño de un sistema de protección catódica.

En cada caso, los ánodos deben ser colocados entre la membrana y el fondo del tanque para que funcione la protección catódica.

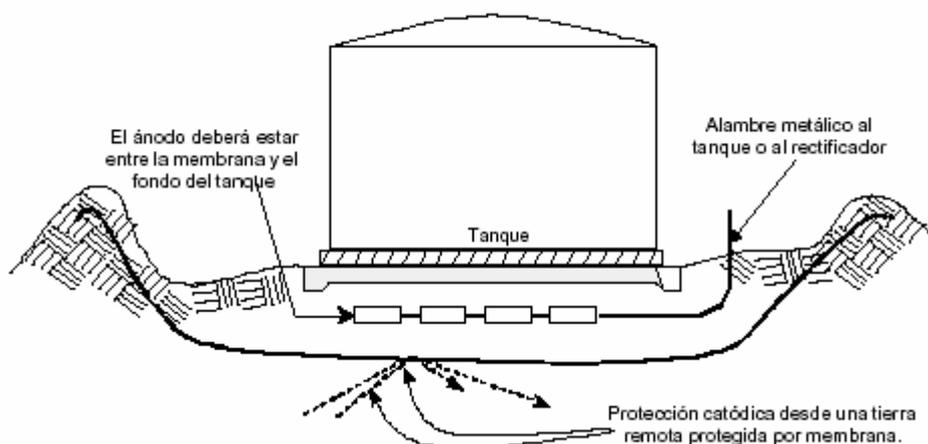


Figura 6.8.6.- Membrana impermeable abajo del tanque de almacenamiento

Sin embargo, si se instala debajo del tanque una capa de arcilla bentonítica como contención secundaria, la experiencia ha demostrado que no afectará significativamente la operación de un sistema de protección catódica convencional.

Tanques existentes, múltiples o individuales, con sistema de membrana entre diques.

Para instalar un sistema de protección catódica en un tanque existente, con membrana impermeable por debajo del tanque y entre las paredes del dique, una opción es horadar por debajo del tanque a un ángulo muy pequeño e instalar los ánodos. Para obtener una adecuada protección catódica, se requerirá un sistema de corriente impresa. Esto sólo será posible, si existe suficiente profundidad entre el fondo del tanque y la membrana, para no comprometer la integridad de ésta. Al presente, se tiene poca experiencia con este tipo de sistemas.

Tanques nuevos, múltiples o individuales, con sistema de membrana entre diques.

Los tanques nuevos con membrana impermeable por debajo, pueden equiparse con una red de ánodos de barra poco profundos o con ánodos tipo cinta, los

cuales pueden ser colocados entre la membrana y el fondo del tanque durante la construcción. Tal arreglo podría ser un sistema de corriente impresa o un sistema galvánico; sin embargo, puede utilizarse un forro de arcilla geosintética e instalarse un sistema de protección catódica convencional.

#### *6.7.5.4. Reemplazo o reparación de fondos de tanques de acero.*

El reemplazo o reparación de fondos de tanques de acero es una práctica común, ya que las paredes de los tanques generalmente duran más que el fondo. Los recubrimientos se aplican frecuentemente en tanques para protección de la corrosión interior y exterior.

La instalación de un nuevo fondo en los tanques de acero, es también una práctica muy común. En el método de reparación por cambio de fondo, es muy importante determinar si se debe o no instalar un sistema de protección catódica.

Si un fondo de tanque se protege con protección catódica o si se planea protección catódica para el nuevo fondo, el fondo viejo deberá ser retirado totalmente. Si este no se retira, el fondo viejo formará un escudo que recolectará la corriente catódica a través del suelo y bloqueará la protección catódica del fondo nuevo.

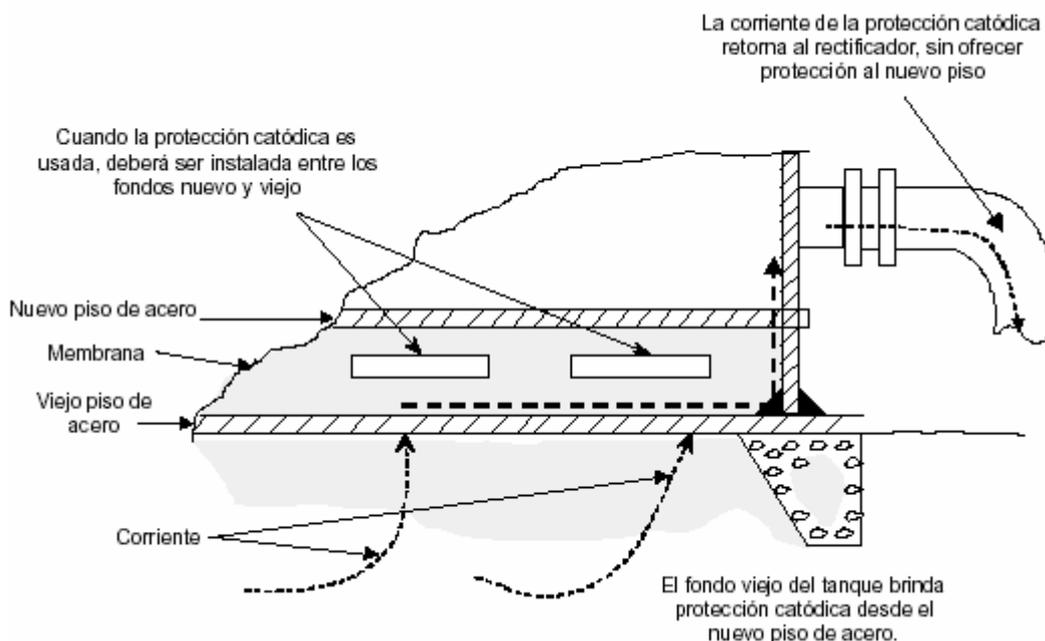


Figura. 6.8.7.- Nuevo fondo de acero encima del viejo fondo

A menos que la protección catódica sea instalada entre los dos fondos de acero o el fondo viejo sea retirado, aislado eléctricamente o cubierto con un material no conductor (Figura 6.8.7), una celda galvánica puede resultar entre el nuevo y viejo fondo. La experiencia en la industria nos muestra, que si el electrolito conductor existe entre ambos fondos, el flujo de corriente y la pérdida del metal será desde el nuevo fondo, resultando fallas prematuras en éste.

#### 6.7.5.5. Efectos de membrana impermeable de sistemas de contención secundaria.

La instalación de membranas impermeables de contención secundaria entre el viejo y el nuevo fondo es una alternativa práctica. Existen algunas ventajas y desventajas en este método:

- VENTAJAS:

Existen varias ventajas en instalar un sistema de contención secundaria:

- a) Se provee de un medio de contención y detección de fugas y se previene la contaminación del suelo, en caso de fuga.

b) Se elimina el flujo de corriente entre el fondo nuevo y el fondo viejo, reduciendo así la pérdida acelerada de metal del fondo nuevo, por efecto de la corrosión galvánica.

c) Se puede reducir la entrada de agua del manto acuífero subyacente al espacio entre fondos. En este caso, es crítica la integridad del sello entre el tanque y la membrana.

- DESVENTAJAS:

Un sistema de contención secundaria podría ser desventajoso, desde el punto de vista de corrosión por las razones siguientes:

a) Se hace prácticamente imposible agregar protección catódica en el futuro.

b) La membrana actúa como receptáculo de agua y otros electrolitos que podrían humedecer la arena entre el nuevo y viejo fondo, acelerando la corrosión.

c) Se podrían entrapar hidrocarburos, requiriéndose en este caso precauciones especiales para efectuar trabajos en caliente.

Para conservar las ventajas y eliminar o reducir los efectos adversos de una membrana en el fondo viejo, se debe instalar un sistema de protección catódica en el espacio entre el nuevo y viejo fondo.

Tal sistema podría consistir en una red de ánodos tipo cinta en camas, enterradas en la arena entre ambos fondos. El cableado de conexión pasa a través de la membrana y de un mamparo sellado (en la parte del fondo viejo), para ser conectado al tanque, directamente o a través de un tablero de medición.

Este tipo de sistema deberá ser instalado cuando se reemplace el fondo. Si ocurre un desgaste inesperado de ánodos, éstos no se podrán reemplazar fácilmente.

Las ventajas de este sistema incluyen lo siguiente:

a) Se reduce la necesidad de instalar sistemas de protección catódica a futuro.

b) La membrana actúa como una barrera para el flujo de corriente, protegiendo el fondo viejo y dirigiendo todo el flujo de corriente hacia el nuevo fondo.

- c) Mientras la arena permanezca seca, la velocidad de corrosión y el flujo de corriente serán reducidos, como resultado de la alta resistividad de la arena.
- d) Si la arena se humedece, la corrosión tiende a incrementarse; pero la resistividad de la arena se reduce mucho más, por lo que fluye más corriente, incrementando la protección catódica.
- e) El costo de los ánodos es una pequeña fracción del costo total.

#### *6.7.5.6. Protección catódica externa*

En el diseño de un sistema de protección catódica, se deberán considerar los siguientes

aspectos:

- a) Reconocer las condiciones peligrosas prevalecientes en el lugar propuesto para la instalación, seleccionar y especificar los materiales y observar las prácticas de instalación que aseguren la correcta operación de un sistema de protección catódica.
- b) Especificar los materiales y prácticas de instalación en apego a los códigos y normas aplicables, tales como las prácticas recomendadas por NACE
- c) Seleccionar y especificar los materiales y prácticas de instalación, que aseguren la operación confiable de los sistemas de protección catódica durante toda su vida útil.
- d) Seleccionar un diseño para minimizar la excesiva protección de corrientes o gradientes de potencial que pueden tener efectos nocivos en los tanques, tuberías, recubrimientos o estructuras metálicas enterradas en las cercanías.
- e) Proveer lo necesario para el monitoreo de la operación del sistema de protección catódica.

La información útil para el diseño puede ser dividida en tres categorías:

- a) Prácticas y especificaciones.
- b) Condiciones del lugar.
- c) Mediciones en campo, datos de pruebas de requerimientos de corriente.

#### 6.7.5.7. Registros y antecedentes:

Se debe considerar la siguiente información, correspondiente a registros y antecedentes.

- a) Planos del lugar, geometría de los cátodos , estructura a proteger y disposición del sistema de protección catódica.
- b) Fechas de construcción.
- c) Información de diseño de los tanques.
- d) Suministro de energía.
- e) Recubrimientos.
- f) Tableros de medición para el control de la corrosión.
- g) Aislamientos eléctricos.
- h) Uniones eléctricas.
- i) Circuitos de corriente eléctrica.
- j) Clasificación y delimitaciones de las áreas eléctricas.
- k) Antigüedad de operación de sistemas de protección catódica existentes.
- l) Geometría y disposición de los sistemas de tierra.

#### 6.7.5.8. Condiciones del lugar:

Se deben considerar los siguientes factores, relacionados con las condiciones del sitio, para el diseño de sistemas de protección catódica:

- a) Sistemas de protección catódica existentes y propuestos.
- b) Posibles fuentes de interferencia.
- c) Condiciones ambientales especiales.
- d) Profundidad del manto rocoso.
- e) Profundidad del manto freático.
- f) Estructuras metálicas cercanas enterradas (incluyendo localización, propiedad y prácticas del control de la corrosión.
- g) Accesibilidad a la estructura.
- h) Disponibilidad de energía.

- i) Factibilidad de aislamiento eléctrico de estructuras cercanas.
- j) Sistemas de contención secundaria.
- k) Áreas con drenaje pluvial deficiente.

*6.7.5.9. Mediciones en campo, datos de pruebas de corrosión y experiencia operativa.*

La información siguiente es necesaria para realizar un buen diseño del sistema de protección catódica

- a) Requerimientos de corriente para cumplir los criterios aplicables de protección.
- b) Resistividad eléctrica del electrolito (suelo).
- c) Continuidad eléctrica del sistema.
- d) Aislamiento eléctrico del sistema.
- e) Integridad del recubrimiento.
- f) Historia de fugas en estructuras similares del área.
- g) Desviaciones de las especificaciones de construcción.
- h) Existencia de corrientes parásitas o de interferencias.

*6.7.5.10. Consideraciones que influyen en la selección del tipo de sistema de protección catódica.*

Los factores siguientes tienen influencia en la selección del sistema de protección catódica:

- a) Tamaño y número de tanques que se protegerán.
- b) Requerimientos de corriente.
- c) Condiciones del suelo, tales como: resistividad, composición química, ventilación y pH.
- d) Posibilidad de interferencia en la protección catódica por estructuras adyacentes.
- e) Ampliación o desarrollo a futuro del sistema de tanques de almacenamiento.
- f) Costo de instalación, operación y mantenimiento del sistema de protección catódica.
- g) Existencia o propuesta de sistemas de contención secundaria.

Entre las opciones disponibles para la protección de uno o más tanques, se incluyen:

- a) Ánodos instalados a poca profundidad, alrededor de la periferia del tanque.
- b) Ánodos instalados directamente debajo del tanque, antes de su construcción, que es lo más recomendable.
- c) Horadar bajo el tanque en un pequeño ángulo para que los ánodos de sacrificio puedan distribuirse bajo el mismo para dar una adecuada protección.
- d) Uso de un sistema por corriente impresa con cama de ánodos a profundidad.

### **6.7.6. CONSTRUCCIÓN**

#### *6.7.6.1. Instalación de sistemas de protección catódica.*

La instalación de los sistemas de protección catódica deberá ser supervisada por personal con experiencia comprobada en instalaciones similares, para asegurar que se realice en estricto apego a los planos y especificaciones. Sólo podrán autorizarse excepciones con la aprobación del propietario, operador ó del personal calificado autorizado.

#### *6.7.6.2. Sistema de ánodos de sacrificio.*

Los empaques de los ánodos deberán inspeccionarse para asegurar la integridad de su contenido y mantenerse secos durante su almacenamiento. Si los ánodos empacados individualmente se suministran en envases herméticos, éstos deberán retirarse antes de su instalación. La continuidad eléctrica entre el ánodo y su cable metálico, deberá probarse sin dañar la integridad del empaque. Los ánodos galvánicos empacados deberán rellenarse con tierra del lugar compactada. La figura 6.8.8 muestra la instalación típica de un ánodo galvánico.

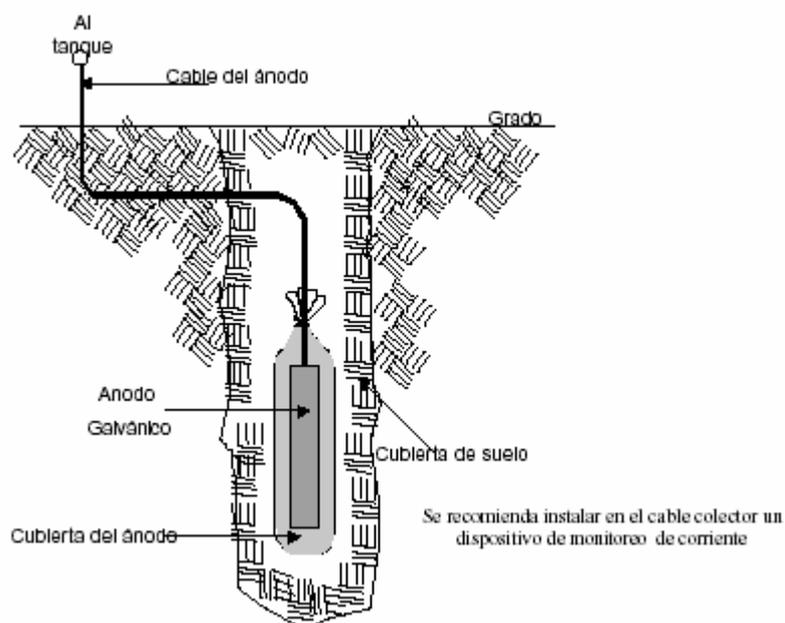


Figura 6.8.8.- Instalación típica de un ánodo galvánico

Los ánodos deberán colocarse al centro del agujero y empacarse con el material de relleno especial, cuando se suministran por separado de dicho material, y deberá compactarse con tierra natural el resto de la excavación. Cuando vienen preempacados, simplemente se colocan al centro del agujero y se rellenan con tierra natural.

Cuando se utilizan ánodos galvánicos para proteger las superficies internas de los fondos de los tanques, éstos deben ser asegurados o soldados al fondo del tanque. La conexión puede ser recubierta, teniendo cuidado de no recubrir o pintar el ánodo; estos son instalados sin relleno y se debe dejar un espacio entre el ánodo y el fondo del tanque con el objeto que exista electrolito entre el ánodo y cátodo.

Durante el relleno de los ánodos con material especial, deberá cuidarse que no se dañen los alambres y conexiones. Los cables no deben estar tensos para prevenir esfuerzos. Los ánodos no deben sujetarse por los cables al transportarse o colocarse en zanjas o agujeros.

### *6.7.6.3. Sistemas de corriente impresa.*

Los ánodos de corriente impresa deben inspeccionarse para evitar defectos, verificar la conformidad con las especificaciones de material, tamaño y longitud de los cables y que si se utiliza un contenedor para el ánodo, éste sea seguro.

Se debe tener cuidado para evitar grietas o daños a los ánodos durante su manejo e instalación. Los ánodos fracturados no deben emplearse. Los cables deben inspeccionarse cuidadosamente para evitar cualquier defecto de aislamiento. Debe tomarse todas las precauciones para evitar daños de aislamiento en los cables.

Los ánodos de corriente impresa pueden enterrarse verticalmente, horizontalmente, en ángulo ó en fosas profundas. Los ánodos de corriente impresa son comúnmente instalados en rellenos carbonosos, que deben cumplir con la especificación 6.8.1.4 inciso a).

Si el relleno se instala adecuadamente, de manera que no se forme vacío alrededor del ánodo, la mayor parte de la corriente que alcanza éste, es conducida al relleno por contacto eléctrico. Esto promueve el consumo del relleno, en lugar del ánodo y alarga substancialmente la vida de este último.

Los rellenos carbonosos también tienden a reducir la resistencia total del circuito reduciendo la resistencia de contacto entre el suelo y el ánodo.

Los principales aspectos a observar en la instalación de ánodos de corriente impresa son:

a) El relleno carbonoso debe instalarse correctamente debido a que un relleno insuficiente puede significar una elevada resistencia y acortar la vida del ánodo. El ánodo debe centrarse dentro del bloque carbonoso. Si el ánodo entra en contacto con el suelo, pueden ocurrir fallas prematuras.

b) Debe protegerse y aislarse cuidadosamente la conexión entre el cable y el ánodo, por ser el punto más débil del ánodo y muy propenso a fallas por entrada de humedad a través de la más pequeña fractura.

c) Los ánodos y sus cables deben instalarse a una profundidad suficiente para protegerlos contra cualquier daño por accidente. Debe recordarse que el cable del ánodo puede cortarse por corrosión si existe la más pequeña fractura en su aislamiento.

d) Deben instalarse señalamientos visibles sobre la tierra, para indicar la localización de los ánodos o camas anódicas.

#### 6.7.6.4. Instalación de camas de ánodos poco profundas.

La figura 9 muestra un ejemplo de una instalación de camas de ánodos poco profundas.

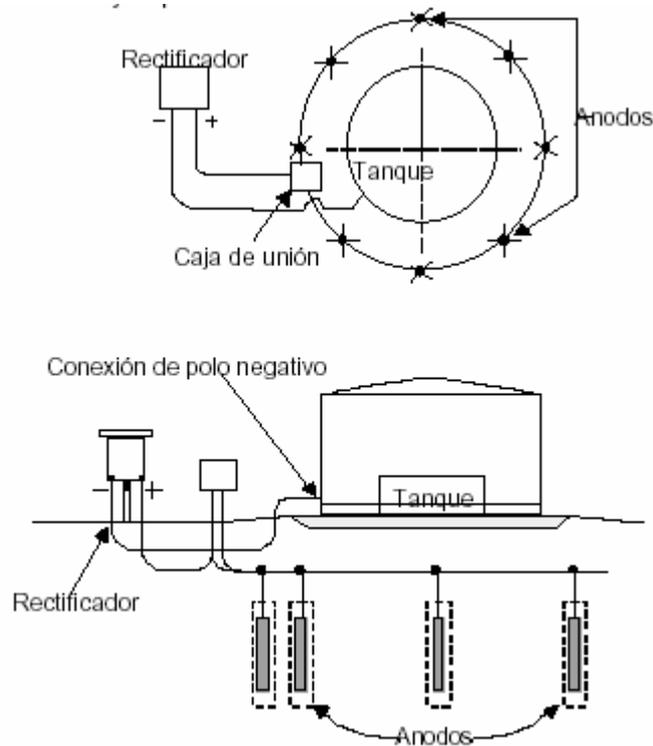


Figura 6.8.9.- Instalación típica de camas de ánodos poco profundas

Para una instalación vertical típica de los ánodos, se excava una fosa de 20 a 30 centímetros de diámetro por 3 a 6 metros de profundidad, aproximadamente. Cuando se dispone de barrenas, éstas pueden utilizarse, si el terreno y el derecho de vía lo permiten. El ánodo se centra en la fosa y el material de relleno debe compactarse cuidadosamente. Muchos ánodos vienen en sacos de 20 centímetros de diámetro nominal, empaquetados con material de relleno compactado. Algunas veces es necesario instalar ánodos horizontales donde las rocas se encuentran a poca profundidad o donde la resistividad del suelo se incrementa marcadamente con la profundidad. Se excava una zanja a la profundidad adecuada y se coloca una columna horizontal de rellenos carbonoso, generalmente de sección cuadrada. El ánodo es colocado horizontalmente en el centro de esta columna. En algunos casos, para mejorar la distribución de corriente en el centro del fondo del tanque, se instalan ánodos en fosas barrenadas con un ángulo, por debajo del perímetro del fondo del tanque. Los ánodos encapsulados pueden ser benéficos para tales instalaciones, para asegurar que el ánodo permanezca centrado en el relleno carbonoso.

#### *6.7.6.5. Instalación de rectificadores.*

Deben instalarse protecciones adicionales a rectificadores u otras fuentes de energía para minimizar la posibilidad de daños o vandalismos.

Deberá suministrarse un interruptor de desconexión externa con cableado de corriente alterna. La cubierta del rectificador debe estar debidamente aterrizada.

Las conexiones del cableado al rectificador deben ser mecánicamente seguras y buenas conductoras eléctricas. “Antes de energizar, deberá verificarse que la terminal negativa del cable esté conectada a la estructura por proteger y que la terminal positiva esté conectada a los ánodos, así como el rectificador debe estar ajustado en la mínima salida”.

Se prefiere una conexión de polvo de soldadura por aluminotermia, para conectar la terminal negativa del rectificador a la estructura por proteger; sin embargo se puede sustituir por conexiones mecánicas adecuadas, si fuera necesario. Todas las conexiones positivas de los cables y sus empalmes deben protegerse

cuidadosamente contra el agua y cubrirse con aislamiento eléctrico. Si se utilizan conexiones metálicas, no deben enterrarse.

#### *6.7.6.6. Instalación del Cableado.*

Todo el cableado subterráneo, conectado a la terminal positiva de un rectificador, tiene un potencial positivo, con respecto al suelo. Si no se halla totalmente aislado, el cableado puede descargar corriente (actuar como un ánodo), lo que resultará en corrosión del cableado y en una rápida falla de la instalación de protección catódica.

Por lo tanto, todos los cables del ánodo, los cables principales y cualquier empalme del cableado debe ser cuidadosamente inspeccionado antes de enterrarse. El aislamiento de los mismos, deberá ser del tipo, polietileno negro de alto peso molecular ( HMWPE) ( high molecular weight polyethylene). Los cables pueden instalarse manualmente y/o con equipo tomando las precauciones adecuadas. El material de relleno debe estar libre de piedras con bordes afilados o de otros materiales que pudieran dañar el aislamiento del cableado. En áreas sujetas a excavaciones frecuentes o donde el aislamiento del cableado esté propenso a los roedores, deberá considerarse instalar el cableado en conductos rígidos. En el cable principal alimentador no se aceptan empalmes subterráneos, solo en la conexión entre el cable de alimentación (terminal positiva) y las camas de ánodos. Las conexiones entre el cableado principal y las terminales del ánodo, deben ser mecánicamente seguras y buenas conductoras eléctricas. Debe dejarse suficiente holgura para evitar tensiones o deformaciones en el cableado. Debe sellarse todas las conexiones, para evitar la penetración de la humedad y asegurar el aislamiento eléctrico con respecto al ambiente.

#### *6.7.6.7. Tableros de control para pruebas de corrosión, conexiones y uniones.*

El cableado de la estructura y el de pruebas, deberá estar limpio, seco y libre de materiales extraños en los puntos de conexión. Las conexiones del cableado de prueba a la estructura deben instalarse de manera que permanezcan mecánicamente seguras y con buena conductividad eléctrica. Un método

preferido, desde el punto de vista eléctrico, es el utilizar una conexión de polvo de soldadura por aluminotermia. Sin embargo, en este método durante su aplicación se deben tomar las medidas de seguridad correspondientes en áreas donde pueda existir una atmósfera explosiva durante el proceso de fijación. Se debe poner atención a la manera de instalar los cables de prueba para las pruebas de control de corrosión, para evitar afectar los esfuerzos físicos de la estructura, en los puntos de sujeción. Todos los accesorios de los cables de prueba y todos los cables desnudos deberán ser recubiertos con un material eléctricamente aislante. El cableado de prueba debe ser identificado permanentemente, de cualquier forma. Debe dejarse suficiente holgura para evitar tensión en los cables. Se deben evitar daños a los aisladores y, si ocurrieran, deben ser reparados adecuadamente. Uno de los problemas inherentes al monitoreo de los sistemas de protección catódica en el fondo de tanques, es la dificultad de colocar un electrodo portátil de referencia en la cercanía del tanque, bajo la superficie. Para la construcción de tanques nuevos el problema de medir el potencial del suelo al tanque en el centro, puede ser resuelto instalando cualquiera de los siguientes:

Electrodos de referencia permanentes y cableado por debajo del asiento del tanque por todo su perímetro, donde pueda terminarse en un tablero de control para utilizarlo en pruebas futuras (figura 6.8.10).

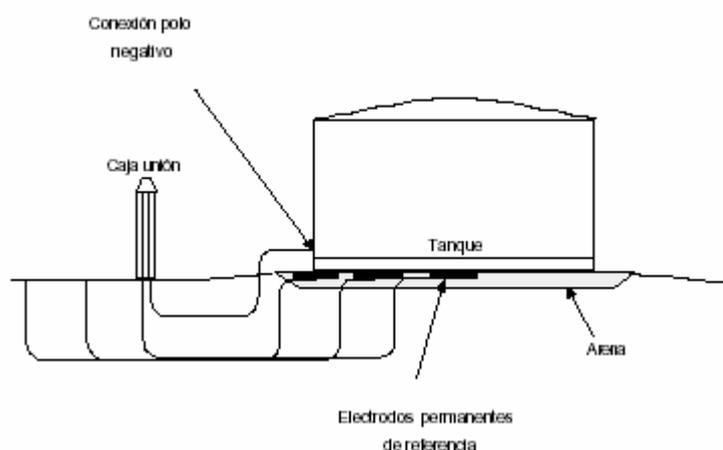


Figura 6.8.10.- Tablero de control y electrodo de referencia permanente

b) Un tubo perforado de cloruro de polivinilo (PVC) o de plástico de fibra reforzada, para utilizarse al perfilar el potencial entre el tanque y el suelo, desde el perímetro hasta el centro.

Cuando se especifica un electrodo de referencia permanente (figura 6.8.11), su instalación deberá efectuarse bajo los procedimientos recomendados por el fabricante. Si se programa el reemplazo ó la reparación del fondo de un tanque, se debe considerar la instalación de uno ó más electrodos de referencia permanente bajo el tanque. La instalación de electrodos permanentes de referencia en los tanques existentes no programados para reparación, puede realizarse utilizando un chorro de agua ó un procedimiento mecánico. Se puede barrenar un agujero desde el perímetro del tanque hacia el centro del tanque, para instalar un tubo perforado de PVC ó de plástico de fibra reforzada, por debajo del tanque existente (figura 5). El tubo perforado es utilizado e instalado a manera de suministrar continuidad de corriente eléctrica en toda su longitud, entre el suelo exterior al tubo y el electrodo dentro del tubo. Un electrodo de referencia, de cobre/sulfato de cobre, puede insertarse dentro del tubo, utilizando una cinta no metálica de electricista o un tubo de PVC de pequeño diámetro, para obtener un perfil del potencial entre el suelo y el tanque, a través del fondo. Si se utiliza un dispositivo metálico para insertar el electrodo de referencia, este debe ser extraído antes de tomar las lecturas.

**PRECAUCIÓN:** Debe tenerse cuidado al emplear técnicas de chorro de agua para evitar socavaciones en los cimientos del tanque. Se debe controlar cuidadosamente los medios mecánicos de inserción del tubo, para evitar daños en el fondo del tanque. Es común poner en contacto el tanque con un cuchillo o piqueta, al tomar las medidas del potencial entre el tanque y el suelo. Esta acción repetida, puede causar fallas tempranas en la pintura del tanque. Esto se puede evitar instalando testigos permanentes de prueba, terminales a tierra, o piezas cortas de cable o tubo, que también permiten identificar rápidamente los lugares normales de monitoreo. Si se requieren dispositivos de aislamiento, se debe realizar una inspección y efectuar mediciones eléctricas para asegurar que el

aislamiento eléctrico es efectivo y cubre los requerimientos de protección catódica.

Los dispositivos eléctricos aislados del sistema de almacenamiento de líquidos, para los fines de la protección catódica, deben contar con tierra segura, de acuerdo con los códigos eléctricos aplicables.

#### *6.7.6.8. Corrientes de interferencia.*

La instalación de un sistema nuevo de protección catódica de corriente impresa puede causar interferencias con estructuras vecinas.

La interferencia es una descarga indeseable de corriente, causada por la aplicación de corriente eléctrica desde una superficie ajena. La interferencia proviene normalmente de una fuente de corriente directa, aunque la corriente alterna también puede causar problemas.

Para mayor información al respecto se puede consultar la publicación NACE RP-0169-96 o equivalente.

#### *6.7.6.9. Detección de corriente de interferencia.*

Durante las mediciones de control de corrosión, el personal debe estar atento a las observaciones físicas o eléctricas que podrían indicar interferencia de fuentes vecinas.

Esto incluye:

- a) Un cambio negativo del potencial entre la estructura y el suelo, sobre la estructura afectada, en un punto donde ingresa la corriente de la fuente extraña de corriente directa.
- b) Un cambio positivo del potencial entre la estructura y el suelo, sobre la estructura afectada, en un punto donde la corriente se puede descargar desde la estructura afectada.
- c) Corrosión puntual localizada, en áreas cercanas o inmediatamente adyacentes a una estructura extraña.

## 6.7.7. MANTENIMIENTO

### 6.7.7.1. Operación y mantenimiento de sistemas de protección catódica.

Las mediciones eléctricas y las inspecciones son necesarias para determinar que la protección se ha establecido de acuerdo al criterio aplicable y que cada parte del sistema de protección catódica esta operando adecuadamente. Las condiciones que afectan la protección están sujetas a cambio con el tiempo. Pueden requerirse cambios en el sistema de protección catódica para mantener la protección. Son necesarias mediciones periódicas e inspección para detectar cambios en la operación del sistema de protección catódica. Pueden existir condiciones, donde la experiencia operacional indique que las pruebas e inspecciones deben ser efectuadas con mayor frecuencia, que lo que aquí se recomienda. Debe tenerse cuidado al seleccionar la localización, número y tipo de medición de corriente usada para determinar la adecuada protección catódica. Si los tanques están vacíos, hay posibilidad que grandes áreas del fondo no estén en contacto con el subsuelo. Las medidas del potencial en este caso pueden ser poco confiables.

### 6.7.7.2. Seguridad.

Todo el sistema de corriente impresa debe ser diseñado pensando en la seguridad. Se debe tener cuidado de asegurar que todos los cables estén protegidos para evitar daños y la posibilidad de un arco eléctrico.

Los rectificadores y cajas de conexiones, deben cumplir convenientemente los requerimientos para el lugar específico y ambiente en donde estén instalados. La localización será determinada por las necesidades propias del área a proteger y de acuerdo a los criterios de protección catódica.

El tanque debe estar perfectamente aterrizado. Una guía adicional que regula arcos debidos a electricidad estática, presencia de corriente o alumbrado se puede obtener en API RP Z003, "Protección contra fuentes de ignición que provienen de estática, alumbrado y presencia de corriente".

### 6.7.7.3. Reconocimiento de la protección catódica.

Antes de energizar un sistema de protección catódica, debe hacerse una medida del potencial natural entre la estructura y el suelo. Inmediatamente después que cualquier sistema de protección catódica es energizado o reparado, un reconocimiento es necesario para determinar que esta operando apropiadamente. Un reconocimiento inicial para verificar que se esta aplicando un criterio satisfactorio, debe hacerse después de que se efectúe una adecuada polarización.

Al estabilizarse el potencial estructura-suelo debe verificarse con un interruptor de corriente, la desconexión y conexión del sistema, midiendo con esto la polarización de la estructura , debiendo revisarse también los siguientes puntos:

- a) Corriente en el ánodo.
- b) Potencial natural estructura-suelo.
- c) Potencial de estructura a estructura.
- d) Aislamiento tubería-tanque, si están protegidos separadamente.
- e) Potencial estructura-suelo puesto en estructuras adyacentes.
- f) Continuidad de la estructura, si está protegida como una estructura sola.
- g) Rectificador corriente directa voltios, corriente directa amperios y eficiencia.
- h) Potencial estructura-suelo.

Se recomienda una inspección mensual a la protección catódica, para asegurar la eficiencia. La medida de la corriente eléctrica usada en la inspección puede incluir una o más de las medidas listadas anteriormente. La inspección y prueba de los sistemas de protección catódica, debe hacerse para garantizar su conveniente operación y mantenimiento. La evidencia de un funcionamiento inconveniente puede ser el drenaje apropiado de corriente, el consumo normal de energía es la señal que indica operación normal o un estado satisfactorio. Una buena comparación entre la operación del rectificador mensualmente y durante el reconocimiento anual nos indicará las condiciones de operación del sistema, por consumo adicional de energía o bien al estar fuera el sistema, no existirá consumo de corriente. La efectividad de los dispositivos de aislamiento, la

continuidad en las uniones y aisladores, pueden ser evaluados durante los períodos de inspección. Este puede ser complementado por inspecciones en campo o por evaluación de datos de pruebas de corrosión. La parte inferior de los tanques podría ser examinada para evidenciar la corrosión siempre que el acceso sea posible. Esto puede ser durante las reparaciones o modificaciones o en conjunto con inspecciones requeridas por API Estándar 653 o su equivalente. Los exámenes de la corrosión en la parte de abajo del tanque puede ser hechas con cupones

recortados o por métodos no destructivos como inspección ultrasónica o por pérdida de flujo electromagnético. Es necesario preparar un registro de los sitios de medición, así como las condiciones de los mismos.

- a) Reparar, reemplazar o ajustar los componentes del sistema de protección catódica.
- b) Determinar si es necesaria una protección adicional.
- c) Revisar la continuidad de las uniones del sistema (cátodo-ánodo-electrolito).
- d) Eliminación de contactos metálicos accidentales con otras estructuras metálicas no consideradas en el diseño.
- e) Reparar defectos de dispositivos de aislamiento.

Dependiendo de la necesidad de protección catódica es conveniente recordar que en el diseño de este sistema debe ser tomado en cuenta lo siguiente:

- a) Diseño y localización de dispositivos aislantes, prueba de plomo, otras pruebas rápidas y detalladas, pueden tomarse otras medidas especiales de control de corrosión.
- b) Resultado de pruebas de la corriente requerida, donde se hicieron y los procedimientos utilizados.
- c) El potencial natural estructura-suelo antes de aplicarse corriente.
- d) El resultado de las pruebas de resistividad del suelo en el sitio donde se hicieron y los procedimientos usados.
- e) El nombre del responsable de la inspección.

## **6.7.8. DOCUMENTACION Y REGISTROS.**

### *6.7.8.1. Sistema de aseguramiento de calidad.*

Las compañías fabricantes de rectificadores, ánodos de magnesio, ánodos utilizados en sistemas de corriente impresa y cables deben contar con un sistema de aseguramiento de calidad y procedimientos administrativos y operativos establecidos. Los manuales deben estar a disposición de Petroecuador u Organismos Subsidiarios cuando éstos los soliciten.

### *6.7.8.2. Rastreabilidad.*

El sistema de aseguramiento de calidad particular de cada fabricante debe incluir un procedimiento específico de rastreabilidad del producto, desde la identificación de la materia prima hasta el producto final, incluyendo todas y cada una de las etapas de fabricación.

Los registros de este procedimiento de rastreabilidad, deben entregarse al inspector de Petroproducción en todas las órdenes de compra.

### *6.7.8.3. Certificación.*

Los fabricantes de rectificadores, ánodos de sacrificio, ánodos utilizados en los sistemas de corriente impresa, cables, accesorios y equipos, deben entregar a PETROECUADOR u Organismos Subsidiarios, los certificados de cumplimiento de calidad y rendimiento correspondientes avalados por las instituciones competentes en este tipo de pruebas, estableciendo que las materias primas, y productos terminados han sido fabricados, muestreados, probados e inspeccionados de acuerdo a esta norma y demás especificaciones de referencia.

## **6.7.9. DOCUMENTOS Y REGISTROS.**

El fabricante debe entregar al comprador la documentación o registros citados a continuación, antes, durante la fabricación y junto con el producto terminado:

#### *6.7.9.1. Antes*

Certificado de calidad de la materia prima utilizada para la elaboración de ánodos de sacrificio y/o de corriente impresa, así como de otros materiales y equipos.

Protocolo de pruebas de los productos suministrados.

Procedimiento de los métodos de inspección.

Procedimiento de rastreabilidad.

Procedimiento análisis químicos y de rendimiento pruebas ASTM-G97-88 (1995)

Procedimientos de caracterización.

Certificados de aprobación de pruebas de caracterización y eficiencia.

Certificado de los instrumentos empleados en las inspecciones o pruebas.

Certificados de calificación del personal que realiza las pruebas.

-Resultados de las aplicaciones de campo que se hayan tenido en medios similares.

Los Organismos Subsidiarios deben proveer la información operativa requerida al Proveedor, para que éste tenga la posibilidad de diseñar un efectivo sistema de protección catódica.

#### *6.7.9.2. Durante*

Reconocimiento de la experiencia del personal que realiza las pruebas ASTM G97-88 (1995)

Certificados de calibración de los instrumentos empleados en la inspección o pruebas.

Establecer entre ambas partes, un programa y período de evaluación.

Contar con los dispositivos disponibles de monitoreo de evaluación de la corrosión, e instalados en el sistema de los tanques de interés.

#### *6.7.9.3. Después*

Registros del comportamiento de el sistema de protección catódica de manera integral.

Registro del perfil de potenciales .

Registros retrospectivos y comparativos de la eficiencia actual y el anterior del rendimiento del sistema de protección catódica.

## **CAPITULO VII**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **7.1. CONCLUSIONES**

- El documento realizado, es un aporte al sector industrial de nuestro país especialmente al petrolero, de manera que se alcanza a satisfacer con los objetivos planteados al iniciar este documento.
- Con la finalización de este estudio, Petroproducción se ve beneficiada por tener un documento que puede servir de referencia para establecer parámetros de inspección y evaluación de la situación actual de sus tanques y de esta manera establecer requisitos y exigencias a los contratistas relacionados con este tema.
- El aporte técnico otorgado por este documento esta basado en normas internacionales y nacionales competentes al sector petrolero, así como en conocimientos de personas con una experiencia muy amplia en el tema.
- Los tanques de almacenamiento de Petroproducción representan una porción importante en la infraestructura total de la empresa no solo por los costos que implican sino por el impacto en la producción que una falla en estos dispositivos, puede causar. De igual manera, estos equipos poseen un alto grado de susceptibilidad al deterioro, principalmente los ataca la corrosión, de manera que una fuga de la materia contenida causaría grandes daños ambientales.
- El uso de ensayos no destructivos (END), aplicados correctamente e interpretados por personal calificado son una herramienta muy versátil para

identificar cualquier anomalía, sin embargo requieren de un alto grado de preparación y mucho conocimiento en las normas competentes. El alto costo de los equipos utilizados en Ensayos No Destructivos, es compensado por los significativos costos de los tanques.

- Las pérdidas de hidrocarburos se deben a muchos factores como ya hemos analizado, controlando la presión y tomando en cuenta la temperatura aprovecharemos al máximo el contenido en los tanques, sin dejar a un lado la pintura que se debe usar ya que este es un factor de suma importancia como ya hemos visto.
- Tomando en cuenta las normas de inspección y ejerciéndolas ya en los campos de almacenamiento podemos ver que en un futuro estas normas no fueron hechas solo para seguir un protocolo, sino que es preponderante conocerlas y practicarlas a conciencia ya que las personas que trabajan en ese campo o que están encargadas en ese ámbito deben tomarlas en cuenta, de manera que se pueda asegurar la funcionalidad de los tanques y la seguridad integral del personal.
- En nuestro país, comúnmente se diseña según normas API que hacen referencia a los materiales fijados por las normas ASTM, y se siguen las normas de seguridad dadas por NFPA, pero estas no se cumplen estrictamente en el momento de la inspección y/o reparación de los tanques, de manera que un sistema de calidad como el realizado en este documento fortalece la gestión en las operaciones con estos equipos.

## **7.2. RECOMENDACIONES**

- Una vez entendidos y analizados todos estos criterios básicos estudiados para el control y aseguramiento de la calidad de tanques de almacenamiento se recomienda seguir estos parámetros que rigen en el campo ya sea petrolero o industrial para así no cometer errores y no tener pérdidas ya sea de crudo o pérdidas humanas.

- Para que el estudio realizado sea útil se recomienda ponerlo a disposición de las personas naturales o jurídicas que se encuentran relacionadas con el control y aseguramiento de la calidad en tanques de almacenamiento de hidrocarburos, con el fin de aportar al desarrollo industrial, mediante una publicación del mismo por parte del organismo encargado de manejar la información técnica de la Compañía.
- No es recomendable que la información técnica, así como los conceptos y definiciones expuestos en este documento, sean utilizados para otro tipo de instalaciones o de equipos, de manera que no se presenten confusiones u homologaciones.
- Esta clase de estudios permite prever fallas en los equipos o paralizaciones en la producción así como fugas de hidrocarburos, produciendo graves daños ambientales.
- Los Ensayos No Destructivos, son una poderosa herramienta de ingeniería, que permite proporcionar diagnósticos del estado mecánico de equipos, instalaciones, máquinas, etc, es por esta razón que sería recomendable profundizar en este campo principalmente las personas dedicadas a la Ingeniería Mecánica, ya que es una actividad muy competente a su desempeño ingenieril.
- Otro aspecto muy importante que vale la pena recalcar es la promoción del estudio en las normas técnicas, para que su correcta interpretación sea útil para los problemas existentes en la industria.

## ANEXOS AL CAPITULO I

### ANEXO I.1. CAPACIDAD Y DIMENSIONES DE NORMAS API PARA TANQUES DE ACERO REMACHADOS

(Capacidad en barriles de 159 lts. ; tanque aproximadamente llena a nivel)

ALTURA NOMINAL							
Diámetro (m)	3.6 (2 anillos)	5.41 (3 anillos)	7.18 (4 anillos)	8.99 (5 anillos)	10.67 (6 anillos)	12.35 (7 anillos)	14.03 (8 anillos)
3.6	240	360	480	590	720		
5.5	540	810	1070	1340	1600		
7.3	960	1440	1910	2380	2850		
9.1	1500	2240	2980	3710	4450		
11.0	2160	3400	4300	5400	6400	7400	8400
14.6	3850	5730	7600	9500	11300	13200	15000
18.3	5960	8880	11800	15000	17500	20500	23500
23.8	-----	-----	-----	25000	30000	35000	39500
31.1	-----	-----	-----	42500	51000	59000	68000
36.6	-----	-----	-----	59000	70000	82000	93000
43.9	-----	-----	-----	85000	101000	118000	134000

**ANEXO I.2. REGISTRO DE TANQUES QUE OPERA  
PETROPRODUCCION**

## ANEXOS AL CAPITULO III

### ANEXO III.1 DENSIDAD, VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS, E IMPEDANCIA ACÚSTICA

MATERIAL	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )	C <sub>1</sub> (m/seg)	C <sub>1</sub> (m/seg)	Z = $\rho \cdot c_1$ G(cm <sup>2</sup> . seg)
- Aluminio	2,7	6.300	3.080	169.104
- Plomo	11,4	2.160	700	246.104
Hierro/acero				
(no aleado)	7,7	5.900	3.230	450.104
- Fundición gris		4.600	2.160	
Cobre	8,9	4.700	2.260	418.104
- Magnesio	1,7	4.800		81,6.104
- Latón	8,1	3.830	2.050	310.104
Plata	8,1	4.760	2.160	400,104
Níquel	8,8	5.630	2.960	495.104
Tungsteno	19,1	5.460	2.620	1.042.104
Cinc	7,1	4.170	2.410	296.104
- Estaño	7,3	3.320	1.670	242.104
- Titanato de bario	5,8	6.050	----	349.104
- Goma	1,2	2.300	----	276.104
Plexiglás	1.18	2.740	1.120	38.104
- Poliestirol	1.06	2.350	1.120	25.104
Porcelana	2,41	5.340	3.120	129.104
- Cuarzo(corte x)	2,65	5.760		153.104
- Aire	0,0012	330	----	0,00398.104
- Glicerina	1,26	1.923	----	24,6.104
- Agua	1,0	1.483,1	----	15.104
- Aceite	0,95	1.250	----	10.104

- La velocidad de las ondas es muy diferente en las diversas fundiciones grises. Los valores indicados son los medios a 20°C.

### ANEXO III.2 TABLA DE DIMENSIONES

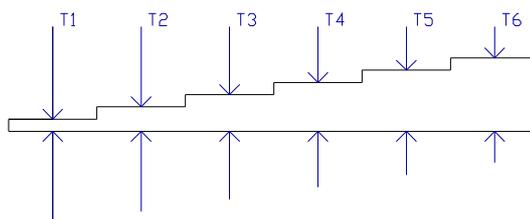
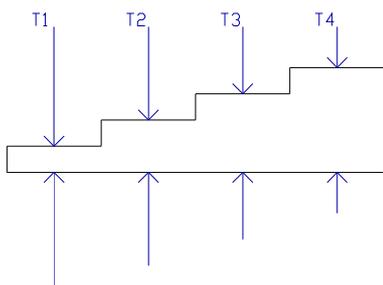
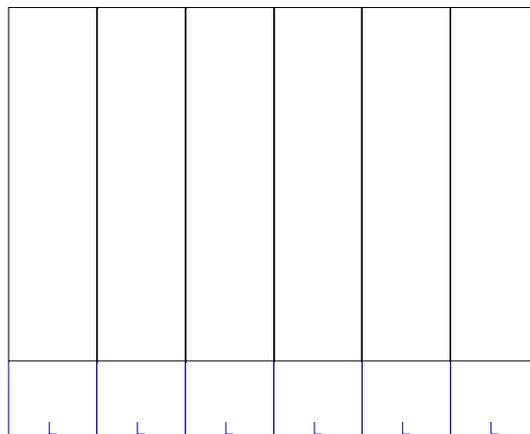
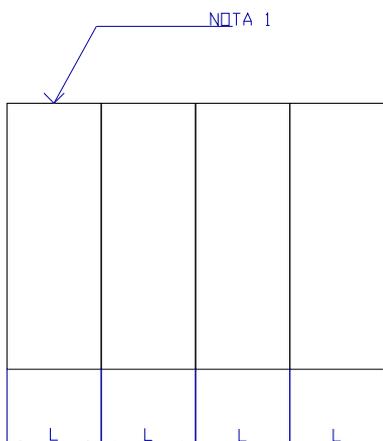


TABLA DE DIMENSIONES						TABLA DE DIMENSIONES					
Bloque usual en pulg.-ingl			Bloque métrico en mm.			Bloque usual en pulg.-ingl			Bloque métrico en mm.		
Level	Dimensión	Tolerancia	Level	Dimensión	Tolerancia	Level	Dimensión	Tolerancia	Level	Dimensión	Tolerancia
T1	0.250	0.001	T1	625	0.02	T1	0.024	0.0003	T1	0.60	0.01
T2	0.500	0.001	T2	1250	0.02	T2	0.030	0.0003	T2	0.80	0.01
T3	0.750	0.001	T3	18.75	0.02	T3	0.040	0.0007	T3	1.0	0.02
T4	1.000	0.001	T4	25.00	0.02	T4	0.047	0.0007	T4	1.20	0.02
L	0.75	0.02	L	20.0	0.02	L	0.051	0.0007	L	1.30	0.02
W	0.75	0.05	W	20.0	0.02	W	0.060	0.0007	W	1.50	0.02

NOTA 1-Terminado superficial “T” Ra 32 u.pulg. (O 8um) rmax

## ANEXO III.3 REPORTE DE INSPECCIÓN DE ULTRASONIDO

Cliente: _____	Especificaciones _____	Orden de Trabajo: _____	de _____
Origen: _____	_____	Fecha: _____	_____
Locación: _____	_____	_____	_____
EQUIPO: _____	PALPADOR: _____	CABLE: _____	
<b>PARAMETROS DE CALIBRACION DEL EQUIPO</b>			
GANANCIA: _____	PASOS: _____	RANGO: _____	VELOCIDAD MAT.: _____
RETARDO: _____	EMISOR: _____	SUPRESION: _____	DISPLAY : _____
% MEDICION PANTALLA: _____	MODO TOF: _____	A SCAN : _____	FACTOR CORRECCION: _____
ALARMA: _____	ALTURA ALARMA: _____ 30 %	A - START : _____	A - WIDTH : _____
VELOCIDAD DE BARRIDO: _____	SCAN WIDTH: _____	SKIP DISTANCE: _____	PROCEDIMIENTO : _____
ACOPLANTE: _____	TEMPERATURA: _____ 20°	COND. SUPERFICIAL: _____	_____
<b>PALPADOR ( SEARCH UNIT )</b>			
FRECUENCIA : _____	DIMENSIONES: _____	ANGULO: _____	TIPO: _____
<b>CALIBRACION (CALIBRATION )</b>			
BLOCK : _____	CURVA DE CALIBRACION: _____	REFLECTOR DE CALIBRACION: _____	
<b>LINEALIDAD ( LINEARITY )</b>			
LINEALIDAD VERTICAL ( Screen Height Linearity ) : _____		LINEALIDAD DE HORIZONTAL: (Screen Height Linearity) _____	
<p>DESCRIPCIÓN: _____</p> <p>_____</p> <p>ESQUEMA:</p>			
<b>Resultados Obtenidos:</b> _____ _____ _____ _____  <b>Estado Final:</b> - _____ _____		<b>Código / Estándar:</b> _____ _____ _____  <b>Tiempo Empleado:</b> _____  <b>Observaciones:</b> _____ _____	
INSPECTOR END NIVEL _____		JEFE DE CONTROL DE INSPECCION TECNICA _____	REPRESENTANTE DEL CLIENTE _____

## ANEXOS AL CAPITULO IV

### Anexo IV. 1 REPORTE DE INSPECCION RADIOGRAFICA

REPORTE DE INSPECCION RADIOGRAFICA

REPORTE No.	FECHA:	PROYECTO:
COMPAÑÍA:		
ORIGEN:		
No. DE PARTE:	No. DE SERIE:	
DOCUMENTO DE REFERENCIA:		
TECNICA UTILIZADA:	EQUIPO:	
PELICULA:	DENSIDAD:	DISTANCIA F-P:
ACTIVIDAD:		TIEMPO DE EXP:

RESULTADOS		
ACEPTADO:	RECHAZADO:	OBSERVACIONES:
REALIZADO POR:		INSPECCIONADO POR:

## ANEXOS AL CAPITULO V

### ANEXO V.1. GRADOS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIES

Especificación	Significado	OBJETIVOS
1.SSPC-SP-1	Limpieza con solventes	Eliminar el aceite, grasa, polvo y otros materiales extraños mediante el uso de solventes, vapor, agua, agua de alta presión, álcalis u otros químicos hasta obtener al final una superficie neutra y limpia.
2.SSPC-SP-2	Limpieza con herramienta manual	Eliminar el óxido visible (herrumbre, cascarilla de laminación, pintura deteriorada, con herramientas manuales, cinceles, raspadores, lijas, cepillos de alambre, hasta el grado especificado.
3.SSPC-SP-3	Limpieza con herramientas mecánicas	Eliminar el herrumbre, cascarilla de laminación, pintura deteriorada con esmeriles, raspadores eléctricos, cepillos eléctricos de alambre, hasta el grado especificado.  Secar y eliminar el herrumbre, cascarilla de óxido, mediante el uso de llama y cepillo de alambre.
4.SSPC-SP-4	Limpieza con llama para acero nuevo	Eliminar la totalidad de óxido visible (herrumbre), cascarilla de laminación, pintura deteriorada y cualquier materia extraña, hasta metal blanco (White Metal), mediante chorro abrasivo con arena, granallas o balines. Finalmente, la superficie se limpia con un aspirador o con aire comprimido limpio y seco o un cepillo para descartar los residuos de polvo abrasivo. La superficie debe quedar con un color metálico uniforme concordante con los estándares.
5.SSPC-SP-5	Limpieza por chorro abrasivo hasta metal blanco	Limpieza de la superficie con chorro abrasivo hasta que al menos los 2/3 de cualquier porción de la superficie total estén libres de todo residuo visible. El chorro se pasa sobre la superficie durante el tiempo suficiente para eliminar casi la totalidad de cascarilla de laminación, óxido visible (herrumbre) y materia extraña. Finalmente se elimina el polvo de abrasivo con aspirador, con aire comprimido limpio y seco con un cepillo limpio. La superficie debe quedar color grisáceo concordante con los estándares.
6.SSPC-SP-6	Limpieza por chorro abrasivo hasta metal blanco tipo comercial.	Limpieza por chorro abrasivo tipo ligero de todo residuo de cascarilla de laminación, óxido visible (herrumbre), pinturas, raspaduras del metal base a excepción de los residuos fuertemente adheridos.  Limpieza completa del óxido visible (herrumbre) y cascarilla de laminación por decapado con ácido, doble decapado o decapado electrostático ( puede reducirse la resistencia de la superficie a la corrosión al no aplicar inmediatamente la capa de fondo).
7.SSPC-SP-7	Limpieza por chorro abrasivo ligero (Brush Off)	Exposición a la interperie para remover la carilla de laminación, seguido de una limpieza por chorro abrasivo al grado de uno de los estándares anteriores.
8.SSPC-SP-8	Decapado	Chorro abrasivo (arena, granalla o balines) hasta casi metal blanco a fin de conseguir que por lo menos el 95% de cada porción de la superficie total quede libre de cualquier residuo visible. Finalmente, se elimina el polvo de abrasivo con un aspirador, con aire comprimido limpio y seco con un cepillo limpio. El color final debe concordar con los estándares.

9.SSPC-SP-9	Exposición a la interperie, seguida de una limpieza por chorro abrasivo	
10.SSPC-SP-10	Limpieza por chorro abrasivo hasta casi metal blanco	

## ANEXO V.2 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES EXTERIORES AMBIENTE INDUSTRIAL NORMAL

N <sup>a</sup> ORDEN	DESCRIPCION	RANGO TEMPERATURA °C	SISTEMA PINTURA	OBSERVACIONES
01	CUERPO, TECHO FIJO O FLOTANTE Y ACCESORIOS	T ≤ 66 T > 66	1,1A,6 2A	Sin aislamiento Con aislamiento
02	ESCALERAS	T ≤ 66	1,1A,6	
03	IDENTIFICACIÓN Y LOGOTIPO, DE ACUERDO A LA NORMA PETROECUADOR SI009- 010-011-012	T ≤ 66	1,1A,6	

Notas :

- 1) Temperatura de la superficie metálica sin recubrimiento.
- 2) El sistema para mantenimiento de pinturas debe ser determinado bajo el criterio del técnico especialista de la Unidad de Inspección Técnica o el responsable del mantenimiento de acuerdo a las condiciones de la superficie a pintarse

Fuente: Norma Petroecuador 02 .Pinturas.

“Especificaciones para su aplicación”.

## ANEXO V.3 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES EXTERIORES AMBIENTE INDUSTRIAL CORROSIVO Y MARINO

N <sup>a</sup> ORDEN	DESCRIPCION	RANGO TEMPERATURA °C	SISTEMA PINTURA	OBSERVACIONES
01	CUERPO, TECHO FIJO O FLOTANTE ACCESORIOS	T<= 66 T>66	3,5 ó 15 2A	Con aislamiento
02	ESCALERAS	T<= 66	3	Área superior Área inferior
03	IDENTIFICACIÓN Y LOGOTIPO, DE ACUERDO A LA NORMA PETROECUADOR SI009- 010-011-012	T<= 66	3	

Notas :

1) Temperatura de la superficie metálica sin recubrimiento.

2) El sistema para mantenimiento de pinturas debe ser determinado bajo el criterio del técnico especialista de la Unidad de Inspección Técnica o el responsable del mantenimiento de acuerdo a las condiciones de la superficie a pintarse

Fuente: Norma Petroecuador 02 .Pinturas.

“Especificaciones para su aplicación”.

## ANEXO V.4 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES, SUPERFICIES INTERNAS EXPUESTAS A HIDROCARBUROS AMBIENTE INDUSTRIAL NORMAL, CORROSIVO Y MARINO

N <sup>a</sup> ORDEN	DESCRIPCION	RANGO TEMPERATURA °C	SISTEMA PINTURA	OBSERVACIONES
01	TANQUES DE CRUDO, GASOLINA Y OTROS El fondo, incluyendo una franja en el primer anillo de un metro de altura, soportes y accesorios. 3)	T<= 66 T>66	7 ó 7A	

Notas :

1) Temperatura de la superficie metálica sin recubrimiento.

2) El sistema para mantenimiento de pinturas debe ser determinado bajo el criterio del técnico especialista de la Unidad de Inspección Técnica o el responsable del mantenimiento de acuerdo a las condiciones de la superficie a pintarse.

3) Es recomendable que la pintura interna total de los tanques en los casos en que el medio y/o producto ha almacenarse sean corrosivos o las tasas de corrosión son elevadas, en cuyo caso el sistema recomendado es el 7 ó 7A.

Fuente: Norma Petroecuador 02 .Pinturas.

“Especificaciones para su aplicación”.

**ANEXO V.5 APLICACIÓN DE PINTURA EN TANQUES,  
SUPERFICIES INTERNAS EXPUESTAS AL AGUA AMBIENTE  
INDUSTRIAL NORMAL, CORROSIVO Y MARINO**

N <sup>a</sup> ORDEN	DESCRIPCION	RANGO TEMPERATURA °C	SISTEMA PINTURA	OBSERVACION
01	AGUA FRESCA O CRUDA Cuerpo, techo, fondo y soportes	T ≤ 66	5	
02	AGUA TRATADA Cuerpo, techo, fondo y soportes	T ≤ 66	5	
03	AGUA POTABLE Cuerpo, techo, fondo y soportes	T ≤ 66	9	
04	AGUA DE MAR Cuerpo, techo, fondo y soportes	T ≤ 66	7	

Notas :

1) Temperatura de la superficie metálica sin recubrimiento.

2) El sistema para mantenimiento de pinturas debe ser determinado bajo el criterio del técnico especialista de la Unidad de Inspección Técnica o el responsable del mantenimiento de acuerdo a las condiciones de la superficie a pintarse

Fuente: Norma Petroecuador 02 .Pinturas.

“Especificaciones para su aplicación”.

## ANEXO V.6 SISTEMAS DE PINTURA

Nº ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS	
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	1 ALQUIDICO OLEO RESINOSO	1A ALQUIDICO
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	T<= 66	T<= 66
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES -LUGAR -CRUDO	CAMPO SSPC-SP6	CAMPO SSPC-SP6
04	PINTURA DE FONDO -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO ALQUIDICO 1) 75-100 40 1 RECOMEND.FABR	CAMPO ALQUIDICO 1) 75-100 40 1 RECOMEND.FABR
05	PINTURA INTERMEDIA -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO ALQUIDICO 1) 75-100 40 1 RECOMEND.FABR	CAMPO ALQUIDICO 1) 75-100 40 1 RECOMEND.FABR
06	PINTURA DE ACABADO -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO OLEO RESINOSO 50-75 40 1 RECOMEND.FABR	CAMPO ESMAL.ALQUIDICO APROX.75 40 1 RECOMEND.FABR
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 2)	130	140
08	OTROS		

**NOTAS:**

1) Sin contenido de plomo ni cromatos.

2) Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema

Continuación Tabla 14

Nº ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS	
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	2 ZINC-ALUMINIO SILICON	2A ZINC INORGANICO
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C PREPARACIÓN DE SUPERFICIES	T<= 66	T<= 66

03	-LUGAR -CRUDO	CAMPO-TALLER SSPC-SP10	CAMPO-TALLER SSPC-SP10	
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO-TALLER ZINC.INORGANC 1) APROX.100 40 1 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER ZINC.INORGAN 1) APROX.100 40 1 RECOMEND.FABR	
05	PINTURA INTERMEDIA  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION			
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO ALUMINIO SILICON 75-100 25 2 RECOMEND.FABR		
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 2)	125	150	
08	OTROS			
NOTAS:				
1) El zinc inorgánico puede ser de tipo silicón				
2) Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema				

Continuación Tabla 14

Nº ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS		
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	3 CAUCHO CLORADO	4A ZINC INORGÁNICO CAUCHO CLORADO	4B ZINC INORGÁNICO EPOXI-POLIURTAN
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	T<= 66	T<= 66	T<= 66
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES  -LUGAR -CRUDO	CAMPO-TALLER SSPC-SP6	CAMPO-TALLER SSPC-SP6	CAMPO-TALLER SSPC-SP6
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS)	CAMPO-TALLER CAUCHO CLORD. 1) 100-125	TALLER ZINC INORGANICO APROX.100	TALLER ZINC.INORGÁNICO APROX.100

	-ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	50  1 RECOMEND.FABR	75  1 RECOMEND.FABR	75  1 RECOMEND.FABR
05	PINTURA INTERMEDIA  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO-TALLER CAUCHO CLORD. 1) 100-125  50  1 RECOMEND.FABR	CAMPO CAUCHO CLORD. 1) APROX.200  75  1 RECOMEND.FABR	CAMPOR EPOXI-POLIMIDA 3) 125  25  2 RECOMEND.FABR
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO CAUCHO CLORADO APROX.100  35  2 RECOMEND.FABR	CAMPO CAUCHO CLORADO APROX.100  35  1 RECOMEND.FAB	CAMPO POLIURETANO 75  30  2 RECOMEND.FABR
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 2)	170	185	160
08	OTROS			

## NOTAS:

1) Sin contenido de plomo ni cromatos. El caucho clorado está considerado como producto contaminante del medio

2) Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema

3) Tipo sellante

Continuación Tabla 14

Nª ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS		
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	5 1) ZINC-ALUMINIO	5A 2) ZINC INORGÁNICO	
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	T<= 66	T<= 66	
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES  -LUGAR -CRUDO	CAMPO-TALLER SSPC-SP10	CAMPO-TALLER SSPC-SP10	
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 100  50  1 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 100  50  2 RECOMEND.FABR	
05	PINTURA INTERMEDIA			

	-LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 175-200  100  1 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 175-200  100  2 RECOMEND.FABR	
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 100  40  2 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 100  40  1 RECOMEND.FABR	
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS 2)	230	290	
08	OTROS			

## NOTAS:

1) Para ambientes no marinos

2) Para ambientes marinos, "obra muerta"

3) Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema

Continuación Tabla 14

Nº ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS		
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	6 ZINC INORGÁNICO VINILICO	7 EPOXI POLIAMINA FENOLICO	8 1) EPOXI POLIAMIDA ANTICRUSTANTE
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	T <= 66	T <= 50	T <= 66
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES  -LUGAR -CRUDO	CAMPO-TALLER SSPC-SP6	CAMPO SSPC-SP5	CAMPO-TALLER SSPC-SP10
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA  -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO-TALLER ZINC INORGANICO  APROX.100  75  1 RECOMEND.FABR	CAMPO EPOXI-POLIAMINA FENOLICO 4) 175-200  80  1 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER EPOXI.POLIAMIDA 2)  100  50  1 RECOMEND.FABR
05	PINTURA INTERMEDIA  -LUGAR -TIPO DE PINTURA  -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/	CAMPO-TALLER DE ENLACE. COMPATIBLE EPOXI POLIAMIDA 125	CAMPO EPOXI-POLIAMINA FENOLICO  175-200	CAMPO-TALLER EPOXI-BREA- POLIAMIDA  175-200

	UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	25 1 RECOMEND.FABR	80 2 RECOMEND.FABR	125 2 RECOMEND.FABR
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA  -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO VINILICO  25 2 RECOMEND.FABR	CAMPO EPOXI-POLIAMINA FENOLICO 175-200  80 2 RECOMEND.FAB	CAMPO-TALLER DE ENLACE BREA-VINILICA 5) APROX 225  90 1 RECOMEND.FABR
07	OTROS -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACIÓN			CAMPO ANTICRUSTRANTE 6) 200 100 2 RECOMEND.FAB
08	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 3)	150	320	590

## NOTAS:

1) Sistema recomendado para "obra viva" de ambientes marinos.

2) Sin contenido de plomos ni cromatos.

3) Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema.

4) En caso de requerirse esta capa puede ser sustituida por Epoxi-Poliamida-Zinc

5) Se aplicará en caso de que el fabricante lo recomiende

6) Sin contenido de mercurio o contaminantes metálicos acumulativos en organismo.

## Continuación Tabla 14

Nº ORDEN	DESCRIPCIÓN	SISTEMAS		
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	9 EPOXICA (AWWA C 210-78)	10 ALQUIDICO ESMALTE	11 4) ZINC-RICH VINILICO
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	T <= 66		
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES  -LUGAR -CRUDO	CAMPO-TALLER SSPC-SP5	CAMPO-TALLER SSPC-SP2-SP3	CAMPO-TALLER SSPC-SP10
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA  -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS	CAMPO-TALLER EPOXICA (AWWA C 210-78) 175-200  80	CAMPO-TALLER ALQUIDICO 2)  75-100  40	CAMPO-TALLER ZINC-RICH  75-100  30

	-METODO DE APLICACION	1 RECOMEND.FABR	1 RECOMEND.FABR	1 RECOMEND.FABR
05	PINTURA INTERMEDIA  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO EPOXICA 1) 175-200  80  2 RECOMEND.FABR		
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA  -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO EPOXICA 1) 175-200  80  1 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER OIL-GLOSS (ESMALTE BRILLANTE)   40  2 RECOMEND.FABR	CAMPO-TALLER VINILICO  75-100  35  2 RECOMEND.FABR
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 2)	320	160	100
08	OTROS			
NOTAS:  Pinturas permitidas por organismos de Salud Internacional Sin contenido de plomo ni cromatos. Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema Aplicable para ambiente industrial normal				

Continuación Tabla 14

Nº ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS		
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	12 2) EPOXICA (AWWA C 210-78)	13 2) ALQUIDICO ESMALTE	14 ZINC-RICH VINILICO
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	AMBIENTE	AMBIENTE	AMBIENTE
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES  -LUGAR -CRUDO	CAMPO SSPC-SP1-SP2	CAMPO SSPC-SP1-SP2	CAMPO SSPC-SP1-SP2
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO SELLAN. O EMPAS   1 RECOMEND.FABR	CAMPO SELLAN. O EMPAS   1	CAMPO ENLUCIDO   1 RECOMEND.FABR
05	PINTURA INTERMEDIA  -LUGAR			

	-TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION			CAMPO SELLAN. O EMPAS  1 RECOMEND.FABR
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA  -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO LATEX ACRÍLICO O SEMI-BRILLANTE APROX.150  RECOMEND.FABR	CAMPO LATEX-VINILO APROX 150  RECOMEND.FABR	CAMPO VINILICO APROX 150  50 2 RECOMEND.FABR
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 2)			100
08	OTROS			
NOTAS:				
Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema Para ambientes húmedos a la pintura de acabado, previa la aplicación se agregará un aditivo antihongos, recomendados por el fabricante.				

## Continuación Tabla 14

Nº ORDEN	DESCRIPCION	SISTEMAS		
01	Nº DEL SISTEMA DE PINTURA	15	EPOXI-POLIURETANO	
02	RANGO DE TEMP. METALICA DESNUDA, °C	T<= 66		
03	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES  -LUGAR -CRUDO	CAMPO SSSPC-SP5		
04	PINTURA DE FONDO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO EPOXI-POLIAMIDA 100  50  1 RECOMEND.FABR		
05	PINTURA INTERMEDIA  -LUGAR -TIPO DE PINTURA -ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	CAMPO EPOXI-POLIAMID 2) 200  100  1 RECOMEND.FABR		
06	PINTURA DE ACABADO  -LUGAR -TIPO DE PINTURA	CAMPO POLIURETANO		

	-ESPESOR DE PELÍCULA HUMEDA/ UNA CAPA (MICRAS) -ESPESOR DE PELÍCULA SECA/ UNA CAPA (MICRAS) -NUMERO DE CAPAS -METODO DE APLICACION	APROX.200 30 2 RECOMEND.FABR		
07	ESPESOR TOTAL DE LA PELÍCULA SECA (MICRAS) 2)	210		
08	OTROS			
NOTAS: 1) Los espesores indicados son los mínimos requeridos, éstos pueden ser mayores de acuerdo con la recomendación del fabricante, pero en ningún caso menores a los indicados en el sistema  2) Pintura de enlace compatible o sellante				

## BIBLIOGRAFIA

1. Protección catódica para tanques de almacenamiento instalados sobre el terreno "Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks" API práctica recomendada 651 Segunda edición, Diciembre 1997
2. Protección contra fuentes de ignición que provienen de estática, de alumbrado y presencia de corriente API RP Z003.
3. Inspección , reparación, modificación y reconstrucción de tanques de almacenamiento, API Estándar 653 Primera edición, enero 1991 " Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction API Standard 653 First edition, January 1991"
4. Instalación de sistemas para protección catódica Norma No. 3.413.01 de Petróleos Mexicanos. Normas para construcción de obras.
5. Norma para proyecto de obras "Sistemas de protección catódica", No. 2.413.01. Norma NMX-K-109-1977 "Ánodos de magnesio empleados en protección catódica"
6. Principios y prevención de la corrosión por Denny A. Jones .
7. Estándar ASTM G 97-88 (1995) Método de prueba estándar para muestra y evaluación de laboratorio de ánodos de sacrificio de magnesio para aplicaciones bajo tierra. " Standard test method for laboratory evaluation of magnesium sacrificial anode test specimens for underground applications"
8. NACE RP-0575-95 Sistemas de protección catódica interna en recipientes para tratamiento de aceite, apartado no. 21015 " Internal cathodic protection systems in oil treating vessels item no. 21015"

9. NACE RP-0388-95 Protección catódica de corriente impresa de superficies internas sumergidas en tanques de acero para almacenamiento de agua, apartado no. 21040 “Impressed current cathodic protection of internal submerged surfaces of steel water storage tanks, item no. 21040”
  
10. NACE 10A 190 Técnicas de medición relativas a criterios de protección catódica para sistemas de tubería de acero enterrados. “ Measurement techniques related to criteria for cathodic protection of underground submerged steel piping systems”.
  
11. NACE RP-0572-95 Prácticas de estándares recomendados para el diseño, instalación, operación y mantenimiento de corriente impresa en encamados profundos. “Standard recommended practice, design, installation, operation, and maintenance of impressed current deep groundbeds”
  
12. NACE RP-0169-96 Prácticas de estándares recomendados para el control de la corrosión externa de sistemas de tubería metálica sumergida ó enterrada. “ Standard recommended practice, control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems”