



Uptc[®]

Universidad Pedagógica y
Tecnológica de Colombia

**“ANÁLISIS DE RIESGOS E INTEGRIDAD MECÁNICA DE ACUERDO CON
METODOLOGÍA API RP 580, API RP 581 Y API STD 653 PARA TANQUE
ALMACENAMIENTO DE CRUDO CAPACIDAD 420.000 BLS”**



**MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE
LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

PRESENTA:

ING. HAMILTON FERNEY MORA PEDRAZA



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTÁ

2020



Escuela de Posgrados
facultad de ingeniería

**FORMATO DE PRESENTACION DE LA MONOGRAFIA
PAGINA DE PRESENTACION:**

**ANALISIS DE RIESGOS E INTEGRIDAD MECANICA DE ACUERDO CON
METODOLOGIA API RP 581Y API STD 653 TANQUE ALMACENAMIENTO DE
CRUDO CAPACIDAD 420.000 BLS.**

Ing. HAMILTON FERNEY MORA PEDRAZA

UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA

BOGOTA.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN DE LA MONOGRAFIA/ INTRODUCCIÓN.....	10
OBJETIVOS	11
OBJETIVO GENERAL	11
OBJETIVOS ESPECIFICOS	11
CAPITULO I: MARCO TEORICO / ESTADO DEL ARTE	12
1. TANQUES DE ALMACENAMIENTO	12
1.1. Clasificación de tanques de almacenamiento	12
1.1.1. Tanques atmosféricos.....	13
1.1.2. Tanques de baja presión	13
1.1.3. Recipientes a presión (tanque a alta presión).....	13
1.1.4. Techos fijos	13
1.1.5. Techos flotantes.....	16
1.1.6. Techos flotantes externos	16
1.1.7. Techos flotantes internos.	18
1.1.8. Fondo plano.....	20
1.1.9. Fondo cónico hacia afuera.	21
1.1.10. Fondo cónico hacia abajo.....	22
1.1.11. Fondo con pendiente única.....	23
1.1.12. Contención simple.....	24
1.1.13. Contención doble.....	24
1.1.14. Contención completa.	24
1.2. Generalidades de tanques de almacenamiento	25
1.2.1. Materiales de Construcción	26
1.2.2. Criterios para selección de Tanques.....	27
1.2.3. Consideraciones Especiales de Ingeniería.....	28

1.2.4.	Componentes de los tanques atmosféricos	30
1.2.4.1.	Manhole.....	30
1.2.4.2.	Válvula de presión-vacío (pv).....	31
1.2.4.3.	Cámara de espuma.....	31
1.2.4.4.	Escalera acceso al tanque.....	32
1.2.4.5.	Ventana de Limpieza.....	33
1.2.5.	Causas comunes de fugas y derrames en tanques de almacenamiento ...	34
1.2.5.1.	Corrosión atmosférica.....	37
1.2.5.2.	Corrosión externa.....	38
1.2.5.3.	Corrosión interna.....	38
1.2.5.4.	Otros tipos de defectos	38
1.2.5.4.1.	La fractura frágil.....	38
1.2.5.4.2.	Grietas.....	38
1.2.5.4.3.	El asentamiento.....	39
1.2.5.4.4.	Falla válvula de presión y vacío.....	39
1.2.6.	Fases de ejecución del mantenimiento de tanque de almacenamiento	39
1.2.6.1.	Planeación.....	39
1.2.6.2.	Alistamiento	40
1.2.6.3.	Aislamiento seguro.....	40
1.2.6.4.	Descontaminación	41
1.2.6.5.	Inspección.....	41
1.2.6.6.	Reparaciones metalmecánicas	42
1.2.6.7.	Pruebas.....	42
1.2.6.8.	Recubrimiento.....	43
1.2.6.9.	Alistamiento de Entrega.....	43
1.2.6.10.	Puesta en servicio	44
2.	INTEGRIDAD DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	44
3.	ANÁLISIS DE RIESGOS RBI TANQUES DE ALMACENAMIENTO	50

CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO	54
1. Recolección y validación de información.	54
2. Verificación de condiciones operacionales del activo a evaluar.	55
3. Evaluación de Integridad Mecánica bajo estándar API STD 653.....	55
4. Evaluación metodología RBI	56
5. Análisis de Resultados.	59
6. Desarrollo Plan de Inspección Programa de Inspección Basada en Riesgos. .	59
7. Validación de resultados y recomendaciones.....	60
CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA.....	61
1. Recolección de información.....	61
2. Validación de Información y Verificación de condiciones operacionales del activo a evaluar.....	61
3. Resultados de Inspección con Ensayos No Destructivos y Topografía.	62
3.1. Medición de Espesores.....	63
3.2. Mapeo de Corrosión	64
3.2.1. Scan B.....	64
3.2.2. Scan C.....	64
3.3. Prueba Neumática a los Refuerzos.	64
3.4. Prueba de Vacío	65
3.5. Prueba de Adherencia de Pintura.....	65
3.6. Medición de Espesor de Pintura.....	65
3.7. Partículas Magnéticas.....	65
3.8. Tintas Penetrantes.....	66
3.9. Topografía	66
4. Evaluación Integridad mecánica bajo estándar API STD 653.....	66
4.1. Preparación del Tanque.....	66
4.2. Fundación	66
4.3. Cuerpo.....	67

4.3.1.	Superficie Exterior	67
4.3.2.	Superficie Interior.....	67
4.4.	Techo	67
4.4.1.	Superficie exterior cubierta superior del techo flotante	67
4.4.2.	Inspección de pontones.....	67
4.5.	Accesorios Del Techo Flotante.....	67
4.5.1.	Manholes del techo.....	67
4.5.2.	Venteos automáticos y venteo del sello perimetral	67
4.5.3.	Drenaje del techo.....	68
4.5.4.	Drenajes de emergencia	68
4.5.5.	Poste Guía	68
4.5.6.	Sistema de Sellos del Techo Flotante	68
4.6.	Manholes y Boquillas del Cuerpo.....	68
4.7.	Escaleras y Plataformas	68
4.7.1.	Plataforma perimetral superior – Viga contra viento.....	68
4.7.2.	Escalera en espiral.....	68
4.7.3.	Escalera rodante sobre el techo.....	69
4.8.	Líneas de Contra Incendio y Espuma	69
4.9.	Evaluación de Redondez, Verticalidad y Asentamiento del Tanque.....	69
4.10.	Monitoreo Sistema de Protección Catódica.....	69
4.11.	Evaluación del Revestimiento del Tanque.....	69
4.12.	Ratas de Corrosión y Vida Remanente	69
4.13.	Próximas Inspecciones.....	71
5.	Evaluación RBI.....	71
5.1	Información Básica del Activo.....	72
5.1.1.	Corrosión Interior Adelgazamiento.....	73
5.1.2.	Corrosión Exterior.....	74
5.1.3.	Información Consecuencia.....	76

5.2. Mecanismos de Daño a Evaluar	76
5.3. Evaluación Probabilidad de Falla	77
5.4. Evaluación Consecuencia de Falla	79
5.4.1. Fluido Representativo y Propiedades Asociadas.....	80
5.4.2. Selección del Tamaño de Fuga	81
5.4.3. Calculo Rata de Liberación	81
5.4.4. Calculo Volumen de Liberación	82
5.4.5. Tiempo de Detección de Fuga	82
5.4.6. Duración de Fuga	83
5.4.7. Volumen de la Fuga.....	83
5.4.8. Volumen de Ruptura	83
5.4.9. Consecuencias Financieras.....	83
5.5. Determinación del riesgo (Probabilidad x Consecuencia).....	87
5.6. Análisis de Resultados.....	88
5.6.1. Análisis de Resultados Evaluación de Integridad API STD 653	88
5.6.2. Análisis de Resultados RBI.....	91
5.7. Plan de Acción o Plan de Inspección.....	93
CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFIA.....	99
INFOGRAFIA.....	100
Referencias.....	100

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Tanques de Almacenamiento	12
Ilustración 2 Fondo Plano.....	20
Ilustración 3 Fondo Con Pendiente Hacia Afuera.....	21
Ilustración 4 Fondo con Pendiente Hacia Abajo.....	22
Ilustración 5 Fondo Con Pendiente Simple.....	23
Ilustración 6 Clasificación de Tanques de Almacenamiento	25

Ilustración 7 Selección de tanques	27
Ilustración 8 Tanques térmicos	29
Ilustración 9 Manhole.....	30
Ilustración 10 Válvula Presión – Vacío.....	31
Ilustración 11 Camara de Espuma.....	32
Ilustración 12 Componentes de un Tanque.....	33
Ilustración 13 Generalidades Tanques de Almacenamiento	33
Ilustración 14 Comportamiento de las fugas y derrames	36
Ilustración 15 Matriz de riesgos	51
Ilustración 16 Metodología RBI.....	57
Ilustración 17 Matriz Valoración de Riesgos	58
Ilustración 18 Efectividad planes de inspección	60
Ilustración 19 Identificación laminas del tanque	63
Ilustración 20 Proceso planeación RBI	72
Ilustración 22 Resultados Matriz de Riesgos API RP 581	88
Ilustración 23 Resultados RBI.....	92
Ilustración 24 matriz de Priorización de Actividades	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Tanques de Techo Fijo	16
Tabla 2 Tanques de Techo Flotante Externo.....	18
Tabla 3 Tanques Techo Flotants Interno	19
Tabla 4 Fondo Plano.....	20
Tabla 5 Fondo Con Pendiente Hacia Afuera.....	21
Tabla 6 Fondo con Pendiente Hacia Abajo	22
Tabla 7 Fondo Con Pendiente Simple.....	23
Tabla 8 Causas de fugas y derrames y medidas preventivas	36
Tabla 9 API STD 653.....	47
Tabla 10. Información General del Activo.....	61
Tabla 11 Verificación de Espesores.....	64
Tabla 12 Ratas de Corrosión	70
Tabla 13 Vida Remanente.....	70
Tabla 14. Próximas Inspecciones.....	71
Tabla 15 Información Básica RBI	73
Tabla 16 Información Corrosión Interior Adelgazamiento.....	74

Tabla 17 Información Corrosión Exterior.....	75
Tabla 18 Información Corrosión Lado Producto.....	75
Tabla 19 Información Corrosión Lado Suelo.....	75
Tabla 20 Información Consecuencia de Falla	76
Tabla 21 Calculo Espesor Mínimo Aceptable.....	78
Tabla 22 Evaluación Corrosión Interna.....	78
Tabla 23 Evaluación Corrosión Externa.....	79
Tabla 24 Resultados PoF Total	79
Tabla 25 Características del tanque.....	80
Tabla 26 Fluido Representativo y Propiedades Asociadas.....	81
Tabla 27 Tamaño de Fuga.....	81
Tabla 28 Rata de Liberación	82
Tabla 29 Volumen Liberación.....	82
Tabla 30 Tiempo Detección de Fuga.....	83
Tabla 31 Duración de Fuga	83
Tabla 32 Volumen de la Fuga	83
Tabla 33 Volumen de Ruptura	83
Tabla 34 Consecuencias Financieras.....	87
Tabla 35 Resultados PoF y CoF.....	87
Tabla 36 Resultados RBI por Componente	88
Tabla 37 Plan de Inspección.....	95

RESUMEN DE LA MONOGRAFIA/ INTRODUCCIÓN

Monografía enfocada a la descripción y evaluación paso a paso para la inspección de tanques de almacenamiento basados en el estándar API STD 653, teniendo en cuenta ensayos, cálculo y análisis que puedan llegar a afectar la aptitud de servicio para tanques en y fuera de servicio, con base en información recolectada de las inspecciones en campo teniendo en cuenta los lineamientos para definir las inspecciones necesarias requeridas por el estándar API STD 653 y un procedimiento de inspecciones que permita facilitar la implementación de las diferentes etapas de ejecución. Se describen los tipos de tanques de almacenamiento que existen en la industria, por qué realizar las inspecciones y su planteamiento y finalmente se desarrolla una metodología acorde a los mecanismos de daños encontrados en tanques de almacenamiento, con el fin de determinar la integridad mecánica por medio de inspección basada en riesgos de acuerdo a metodología API RP 580. Lo anterior teniendo en cuenta que el almacenamiento tiene una función importante en la industria del petróleo donde se debe lograr la mayor economía posible considerando las restricciones de seguridad, ecología y calidad de los productos, los tanques se han utilizado en innumerables formas, tanto para almacenar líquidos, vapor, o incluso sólidos y en una serie de aplicaciones interesantes como por ejemplo en la sedimentación, cristalización, separación de fases, en el intercambio de calor etc. Para este caso específico este estudio estará enfocado a tanques de almacenamiento superficiales que tienen la mayor parte de su estructura sobre el suelo. El fondo del tanque es soportado directamente sobre una cimentación de hormigón o de tierra. A veces, estos depósitos se colocan en rejillas, elementos estructurales para que el fondo del tanque pueda ser inspeccionado y que las fugas puedan ser detectadas más fácilmente en la parte inferior. Los tanques superficiales son más fáciles de construir, cuesta menos y se pueden edificar en capacidades mayores que los tanques de almacenamiento subterráneo. En la actualidad el almacenaje de hidrocarburos y sus derivados son conservados en tanques de almacenamientos contruidos en su mayoría bajo API STD 650, estos tanques pueden presentar fugas ya sean por corrosión, reparaciones inadecuadas, facilidades en mal estado, una mala operación por parte del dueño del tanque, entre otros, estas fugas de hidrocarburos conllevan a las empresas a sufrir pérdidas económicas grandes. Por este motivo se recomienda realizar inspecciones mecánicas bajo el estándar API STD 653 complementado con análisis de riesgos la cual dan las pautas necesarias para garantizar que nuestros activos estén dentro de la aceptabilidad para seguir en servicio durante el tiempo de operación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Mediante información recolectada de inspección visual externa, interna, medición de espesores, ensayos NDT, entre otros, determinar el estado actual de un tanque de almacenamiento con una capacidad de 420.000 Bls, se establecerá su condición actual y su aptitud para continuar en operación, mediante metodologías de análisis de riesgos y análisis de integridad mecánica basados en normatividad vigente o prácticas recomendadas tales como API RP 580, API RP 581 y API STD 653.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recolección y análisis de información referente a inspección visual externa, interna, medición de espesores, ensayos NDT, entre otros ejecutadas para el activo a evaluar.
- Análisis de integridad mecánica del activo de acuerdo a información recolectada y su condición actual.
- Modelamiento de análisis de riesgo teniendo en cuenta mecanismos de daño tales como Corrosión Interna y Corrosión Externa, adicionalmente se contemplará la evaluación de consecuencias de falla para tanques de almacenamientos.
- Análisis de resultados de acuerdo a la evaluación de integridad y evaluación del análisis de riesgos con lo cual se determinará su aptitud para continuar en operación.
- Creación plan de inspección o acciones a tener en cuenta de acuerdo a los resultados o categorías de riesgos asociados al activo.

CAPITULO I: MARCO TEORICO / ESTADO DEL ARTE

1. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento son utilizados para almacenar fluidos como crudos, productos intermedios y refinados, gas, químicos, agua, productos mixtos entre otros. Los tanques dependiendo de factores como temperatura, presión y volatilidad se construyen de diversos tipos, tamaños y materiales de construcción. En esta monografía se tendrá en cuenta los tanques sobre tierra (“Aboveground”) y con presión atmosférica menor a 2.5 lbf/in² (18 kPa)¹. No hay forma clara de clasificar los tanques basados en un único criterio, sin embargo, la presión de vapor de la sustancia almacenada o presión de diseño interior es la más amplia y el método más utilizado por los códigos, normas y reglamentos. En gran medida, la presión de vapor determina la forma y, en consecuencia, el tipo de tanque utilizado. El cilindro es una forma económica y fácil de fabricar para la contención de presiones, de hecho, casi todos los tanques son cilíndricos en la parte del casco. El problema con los cilindros es que en los extremos deben estar cerrados. Las esferas son las formas más económicas para contener la presión interna en términos requeridos para espesor, pero es más difícil de construir. En la ilustración 1, se relaciona un ejemplo de tanques de almacenamiento.



Ilustración 1 Tanques de Almacenamiento

Fuente. <https://arvengtraining.com/cursos/curso-online-api-650-tanques-de-almacenamiento/>

1.1. Clasificación de tanques de almacenamiento

La clasificación utilizada por las normas, códigos y estándares se basa en la presión interna del tanque. Este método es útil, ya que depende de una propiedad física

fundamental al que todos los depósitos están sometidos tanto a presiones internas como externas. Los tanques según su presión interna se clasifican en:

1.1.1. Tanques atmosféricos

Siendo estos el tipo más común. Aunque son llamados atmosféricos, estos tanques son usualmente operados a presiones internas ligeramente superior a la presión atmosférica, por lo general por encima unas pocas pulgadas hasta $\frac{1}{2}$ psig. Los códigos contra incendio definen un tanque atmosférico como aquellos que operan $\frac{1}{2}$ psi por encima de la presión atmosférica.

1.1.2. Tanques de baja presión

Irónicamente, en el contexto de tanques, los tanques de baja presión están diseñados para soportar presiones un poco superiores a los tanques atmosféricos. En otras palabras, son relativamente de alta presión. Estos tanques operan hasta una presión de 15psig por encima de la presión atmosférica.

1.1.3. Recipientes a presión (tanque a alta presión)

Los tanques de alta presión que operan por encima de 15psig son realmente los recipientes a presión, el término de tanques de alta presión no es usado por aquellos que trabajan con tanques. Debido a que los recipientes a presión son una forma especializada y se trata por separado en todas las normas, códigos, estándares y regulaciones de tanques, estos tanques no se trataran en detalle en este documento se tendrá en cuenta únicamente los tanques atmosféricos, es decir aquellos recipientes que trabajan por debajo de 15 psig.

Los tanques de almacenamiento también se pueden clasificar de acuerdo a su tipo de techo y se clasifican en:

1.1.4. Techos fijos

Los techos más comunes en tanques atmosféricos, son los techos cónicos los cuales pueden tener un diámetro hasta de 300ft (91.5m) y 64 ft (19.5m) de altura. Normalmente están soportados por vigas estructurales internas, vigas y columnas, pero pueden ser totalmente auto-soportado para diámetros pequeños.

Las ventajas de los techos fijos cónicos auto soportados son:

- Construcciones mínimas internas
- Relativamente económico
- Adecuado para protección por recubrimiento interno.

Sus desventajas son:

- Puede requerir láminas pesadas para la cubierta de los techos
- Solo son adecuados para tanques pequeños.

Las ventajas de los techos cónicos soportados son:

- Diseño estructural simple
- Mínimas construcciones internas
- Relativamente económico
- Adecuado para diferentes diámetros de tanques.

Sus desventajas son:

- Poco recomendable para protección por recubrimiento interno
- Diámetro del tanque limitado por las vigas internas
- Dificulta las inspecciones.

Otro tipo de techo fijo es el tipo sombrilla y techo tipo domo geodésico. Los primeros son laminas radialmente arqueadas normalmente sin columnas de soporte El domo geodésico normalmente está construido de aluminio. Sin embargo, existen domos geodésicos en acero al carbono que están contruidos con láminas curvadas de esta manera ser auto-soportados

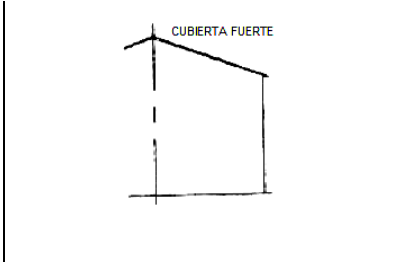

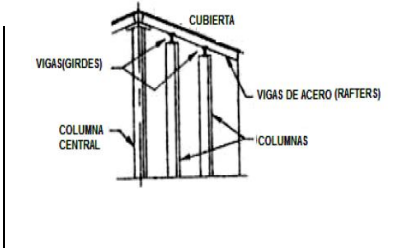
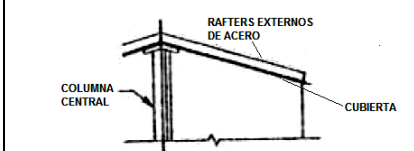
Las ventajas del techo fijo tipo sombrilla son:

- Excelente diseño para recubrimientos internos,
- Excelente diseño para servicios con alta tasa de corrosión por ejemplo el contenido de sulfuros.

Sus desventajas son:

- Es más costoso que un techo cónico,
- Adecuado para tanques pequeños y medianos.
- No adecuado para presiones altas de vapor al menos que tenga sistema de recuperación de este,
- No es frangible.

Techo domo geodésico de aluminio son similares a los techos tipo sombrilla excepto que su superficie es más cercana a una esfera que las secciones segmentadas del techo tipo sombrilla. Ofrecen alta resistencia a la corrosión. A continuación, en la tabla 1, se relacionan los tipos de tanques de techo fijo.

CLASE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p data-bbox="284 510 516 531"><u>TECHO CONICO AUTO-SOPORTADOS</u></p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mínimas obstrucciones internas. 2. Relativamente económico. 3. Adecuado para proteger internamente. 4. Fácil la transformación a tanques de techo flotante. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pueda que requiera para el techo láminas fuertes. 2. solo es adecuado para tanques pequeños.
<p data-bbox="300 852 475 873"><u>TANQUE DE TECHO CONICO SOPORTADO</u></p> <p data-bbox="321 879 454 900">TECHO SOPORTADO EN EL CENTRO</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño estructural simple. 2. Mínimas obstrucciones internas. 3. Relativamente económico. 4. Fácil la transformación a tanques de techo flotante. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. No es ideal para proteger internamente. 2. El diámetro del tanque está limitado por la longitud de la viga (rafters).
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño estructural simple. 2. Relativamente económico. 3. Adecuado para cualquier diámetro. 4. puede tener un veteo de emergencia 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mala protección interna. 2. Demasiadas obstrucciones. 3. Dificulta la inspección. 4. Hace costoso la transformación en tanques de techo flotante
<p data-bbox="243 1404 548 1425"><u>TANQUES DE TECHO CONICO SOPORTADO EXTERNAMENTE</u></p>  <p data-bbox="378 1591 509 1675">LAS COLUMNAS QUE SOPORTAN EL TECHO PUEDEN SER DISEÑADAS IGUAL QUE COMO SOPORTES DE TECHOS CONICOS.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mínimas obstrucciones internas. 2. Buen recubrimiento interno. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Más costosos que los soportado internamente 2. No es frágil.

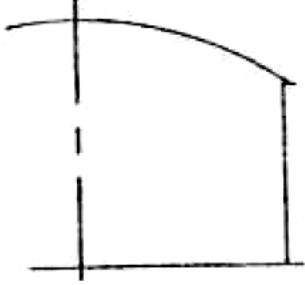
CLASE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p data-bbox="289 310 532 359"><u>TANQUE DE TECHO DE DOMO O SOMBRILLA</u></p> 	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="634 386 932 457">1. Excelente diseño para recubrir internamente <li data-bbox="634 478 932 604">2. Excelente diseño para servicio de alta corrosión como por ejemplo el sulfuro 	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="964 289 1349 317">1. Más costoso que los tanques cónicos. <li data-bbox="964 338 1386 409">2. Adecuados solo para tanques pequeños y medianos. <li data-bbox="964 430 1409 556">3. La cubierta del techo solo se apoya por la estructura interna del techo, excepto cuando el diámetro del tanque es muy grande. <li data-bbox="964 577 1419 648">4. No es adecuado para tanques de alta presión de vapor. <li data-bbox="964 669 1101 697">5. No es frágil.

Tabla 1 Tanques de Techo Fijo

1.1.5. Techos flotantes

Otro tipo de techo común en tanques de almacenamiento atmosféricos son los techos flotantes. Están diseñados para minimizar el llenado y pérdidas por evaporación o minimizar el espacio de vapor por encima del nivel del líquido almacenado. El cuerpo y el fondo son similares a los tanques de techo fijo, pero el techo flotante está diseñado para flotar sobre la superficie del producto almacenado.

Se presentan dos subdivisiones: techos flotantes externos y techos flotantes internos.

1.1.6. Techos flotantes externos

- **Techo con pontones.** Es un tipo de techo común para rangos de 10 m a 30 m de diámetro. Este techo es simplemente una plataforma de acero con un compartimiento anular que proporciona flotabilidad

- **Techo con doble cubierta.** Estos tanques están construidos para diámetros mayores de 30m (100ft). Estos son muy fuertes y duraderos por la doble cubierta, es adecuado para tanques de gran diámetro.

Sus ventajas son:

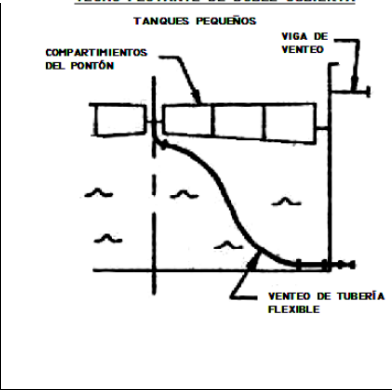
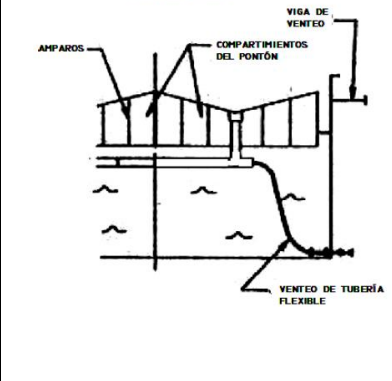
- Fácil de aislar de ser necesarios,
- Estructura fuerte,
- Adecuada para altas presiones de vapor,

- Se puede reparar sus pontones en servicio,
- Excelente flotabilidad.

Sus desventajas son:

- Costoso para pontones de 20´ y hasta 170´ de diámetro,
- Pérdida de capacidad del tanque debido a la altura de francobordo requerida.

- **“Pan roof”**. Están contruidos por una simple hoja de discos en el borde para tener flotabilidad. Estos techos son propensos a hundimiento debido a una pequeña fuga. Se encuentran prohibidos para su uso de acuerdo a API STD 650 Apéndice C. A continuación, en la tabla 2, se relacionan los tipos de tanques de techo flotante externos.

CLASE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>TECHO FLOTANTE DE DOBLE CUBIERTA</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Más económico construir que el de techo de cubierta doble para diámetro entre 20´ a 170´. 2. Adecuado para altas presiones de vapor. 3. Se puede reparar los accesorios cuando está en operación. 4. Buena flotabilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Escaso aislamiento en el diseño del techo. 2. Estructura más débil que el techo de doble cubierta. 3. Una fuga podría provocar peligro de incendio en la cubierta, en el sistema de desagüe del techo y permitir la emisión de hidrocarburo.
<p>TANQUES GRANDES</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fácil de recubrir. (Si se necesita). 2. Estructura muy fuerte. 3. adecuado para altas presiones de vacío. 4. Se puede reparar en servicio sus accesorios. 5. No hay fugas en el techo o en el sistema de drenaje. 6. Buena flotabilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Más costoso que el techo de pontón para diámetros entre 20´-170´. 2. pierde su capacidad debido a la gran cantidad de altura libre requerido para el peso.

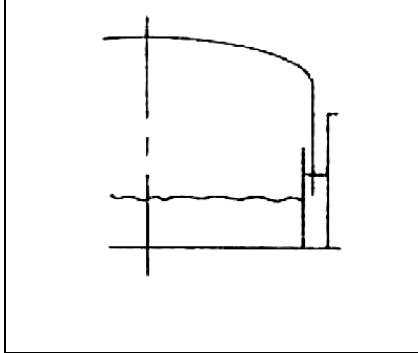
CLASE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>TECHO FLOTANTE DOMO, PARA LA CONSERVACIÓN DE VAPOR</p> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reduce o evita la necesidad de gas extra. 2. Puede ser utilizado como soporte de gas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Costoso en la construcción y mantenimiento. 2. Tiene problemas de corrosión en el área de sello a menos que se recubra.

Tabla 2 Tanques de Techo Flotante Externo

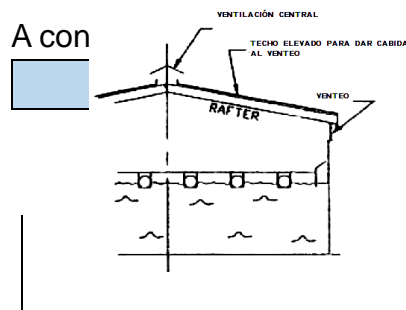
1.1.7. Techos flotantes internos.

- **Techos metálicos flotantes internos.** Este tipo de techo tiene un borde periférico por encima del líquido para flotabilidad. Están en pleno contacto con el producto y por lo general se construyen en acero.

- **Techo metálico flotante interno con pontones.** Tiene compartimientos en la periferia del tanque cerrados para flotabilidad. Estos techos están en pleno contacto con el producto y normalmente construidos en acero.

- **Techo metálico flotante interno doble cubierta con pontones.** Tiene compartimientos distribuidos cerrados para flotabilidad. Estos techos están en pleno contacto con el producto y normalmente construidos en acero.

- **Techos flotantes internos metálicos sobre flotadores.** Estos techos tienen su cubierta por encima del líquido, con el apoyo de compartimientos cerrados para la flotabilidad. Estas cubiertas de techo no están en pleno contacto con la superficie del líquido y por lo general están construidos con aleaciones de aluminio o acero inoxidable.



se relacionan los tipos de tanques de techo flotante internos.

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Techos flotantes internos con ventilación en la parte superior del casco	Buena ventilación maximiza la capacidad del tanque.	Costo elevado

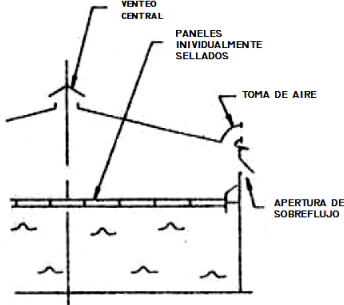
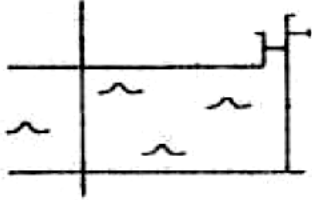
CLASE	TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	Techos flotantes internos con venteo en el techo y vertedero en el casco.	Fácil adecuación. Económico al instalar.	1-1/2' de pérdida en la capacidad del tanque.
	Techo flotantes internos de aluminio suspendido	Diseño interno económico. Puede ser instalado un registro de inspección en el casco. Adecuado para altas presiones de vapor. Instalación rápida sobre el terreno	Estructural muy débil. El aluminio tiene limitaciones de tipo de servicio. No es adecuado para servicio de alta viscosidad. Corta expectativa de vida.
	Techos flotantes de contacto interno de aluminio	Puede ser instalado un registro de inspección en el casco. Adecuado para altas presiones de vapor. Instalación rápida sobre el terreno. Fácil reparación Más fuerte que el de Aluminio suspendido. Menos propenso a hundirse	El aluminio tiene limitaciones de tipo de servicio. Expectativa de vida corta.
	Techo flotante interno tipo bandeja (pan)	Bajo costo	Extremadamente vulnerable a hundirse o volcarse.

Tabla 3 Tanques Techo Flotants Interno

Los tanques de almacenamiento también se pueden clasificar de acuerdo a su tipo de fondo las formas de cierre del tanque cilíndrico (por ejemplo, superior e inferior) son una fuerte función de la presión interna. Debido a las diversas condiciones en que un fondo del tanque puede ser sometido, se han desarrollado varios tipos de fondos. De acuerdo al fondo del tanque se pueden clasificar de la siguiente forma:

1.1.8. Fondo plano.

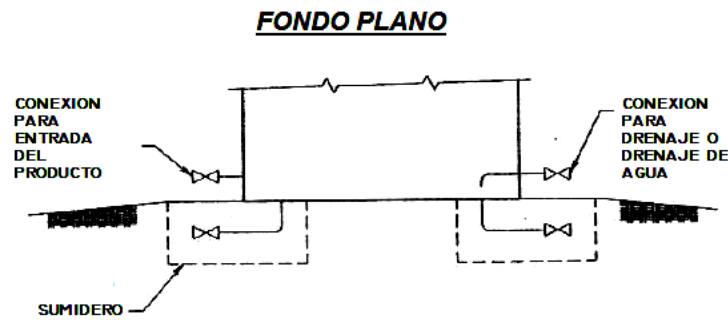


Ilustración 2 Fondo Plano

Fuente MYERS, Philip, Aboveground storage tanks. First edition. USA. McGraw-Hill, 1997

Para los tanques de 6 m hasta 10 m (20 a 30 ft) de diámetro; incluir una pequeña pendiente no proporciona beneficio y por lo tanto se permite un fondo plano como se muestra en la ilustración 2. Son económicos de fabricar e instalar. Difíciles de drenar debidos a los puntos bajos causados por el asentamiento de bases y deformaciones de las placas de fondo.

A continuación, en la tabla 4, se relacionan aplicaciones, ventajas y desventajas de tanques de fondo plano.

APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Generalmente se utiliza para tanques pequeño de dímetro menor de 20 ft, ideal para armar en campo, tanques de medición, tanques de tratamiento y ampliamente usado en la industria Petro-Química.	Fabricación simple y económica e instalación de tamaños pequeños. Las conexiones del fondo son accesibles para realizar mantenimiento e inspección	Dificulta completamente drenar debido a asentamiento de la base y deformación de las láminas del fondo. Un sifón no drenará completamente y se deberá limpiar el fondo.

Tabla 4 Fondo Plano

1.1.9. Fondo cónico hacia afuera.

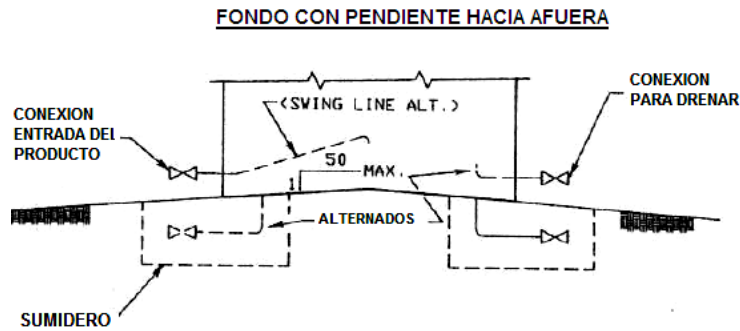


Ilustración 3 Fondo Con Pendiente Hacia Afuera

Fuente MYERS, Philip, Aboveground storage tanks. First edition. USA. McGraw-Hill, 1997

Tiene un punto alto y una pendiente de aproximadamente 25 mm a 50 mm por 3m de diámetro. Esto se logra por diseño de la fundación y la construcción. El agua se dirige hacia el borde por lo cual el tanque puede ser drenado por completo lo cual es una ventaja con respecto a los fondos planos o cónicos hacia adentro, como se puede ver en la ilustración 3, son adecuado para almacenar productos con gravedad especifica más altas que el agua, fáciles de construir. Sin embargo, son tanques de menor capacidad de almacenamiento que los cónicos hacia abajo y no drena bien la periferia del tanque.

A continuación, en la tabla 5, se relacionan aplicaciones, ventajas y desventajas de tanques de fondo con pendiente hacia afuera.

APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Es el más usado excepto para tanques pequeños.</p> <p>Es utilizado en la industria de petróleo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Poco probable recoger agua debajo del fondo que el tanque de fondo plano o fondo de cono hacia adentro. * Tiene mejor drenaje que el fondo plano. * Permite incrementar la pendiente según el fondo del tanque. * Ideal para sustancias con mayor densidad que el agua * Fácil de construir 	<ul style="list-style-type: none"> * Tiene menos capacidad de almacenamiento que el fondo de cono hacia adentro. * No drena la línea periférica baja.

Tabla 5 Fondo Con Pendiente Hacia Afuera

1.1.10. Fondo cónico hacia abajo.

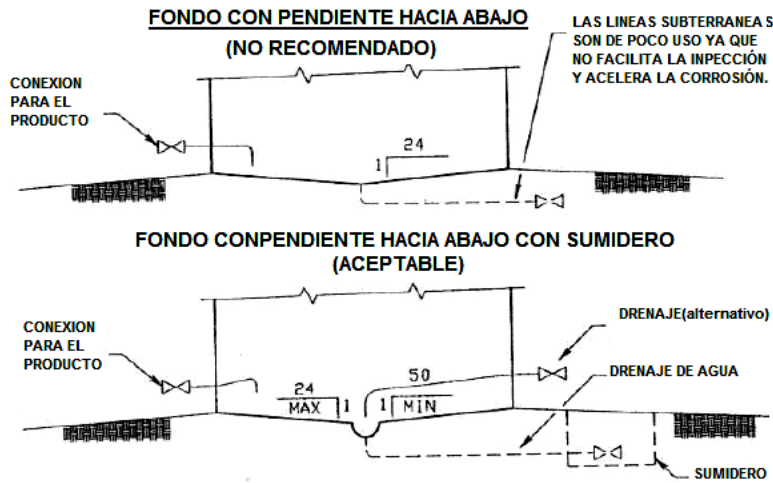


Ilustración 4 Fondo con Pendiente Hacia Abajo

Fuente MYERS, Philip, Aboveground storage tanks. First edition. USA. McGraw-Hill, 1997

Como podemos observar en la ilustración 4, estos activos tienen un punto bajo en el centro del tanque. Tiene un sumidero el cual tiene su tubería de drenaje. Aunque es muy eficaz para la eliminación de agua de los tanques, este diseño es inherentemente más complejo, ya que requiere un sumidero, tuberías subterráneas, y un colector de aceite externo fuera del tanque. También es especialmente propenso a problemas de corrosión si no se presta muy meticulosa atención al diseño y los detalles de construcción, tales como la tolerancia de corrosión y revestimientos o protección catódica.

A continuación, en la tabla 6, se relacionan aplicaciones, ventajas y desventajas de tanques con fondo con pendiente hacia abajo.

APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Ideal para productos refinados donde tiene contacto mínimo el producto con el agua.(tanques con diámetros mayor de 20ft)	<ul style="list-style-type: none"> * Bueno para tanques con frecuente cambio de productos y donde el drenaje completo de agua sea requerido. * El drenado es completo. * El sumidero reduce el área de contacto del agua con el producto y el fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> * Atrae problemas de corrosión debido a la recolección de agua debajo de las láminas del fondo. * Requiere tuberías internas hasta el centro del tanque. * Reducción de Capacidad de almacenamiento debido a los asentamientos diferenciales.

Tabla 6 Fondo con Pendiente Hacia Abajo

1.1.11. Fondo con pendiente única.

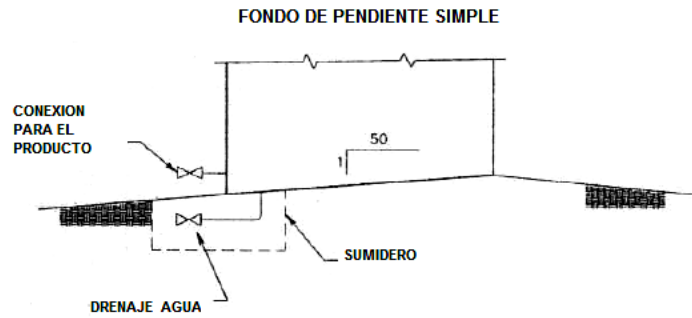


Ilustración 5 Fondo Con Pendiente Simple

Fuente MYERS, Philip, Aboveground storage tanks. First edition. USA. McGraw-Hill, 1997

Como podemos observar en la ilustración 5. Este diseño utiliza una parte inferior plana, pero está inclinada ligeramente hacia un lado. Esto permite el drenaje a ser dirigida al punto más bajo en el perímetro, donde puede ser recogida de manera eficaz. Dado que no hay un aumento constante en todo el diámetro del tanque, la diferencia en elevación de un lado a otro puede ser bastante grande. Por lo tanto, este diseño se limita generalmente a aproximadamente 30 m (100 ft). Sus costos son altos con respecto a los anteriores por diseño y construcción.

A continuación, en la tabla 7, se relacionan aplicaciones, ventajas y desventajas de tanques con pendiente simple.

APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Ideal para tanques de diámetros menor de 100ft.</p> <p>Apto para tanques con cambio frecuente de productos y donde sea requerido el drenaje completo de agua</p>	<p>* El drenaje ha mejorado y el fondo de pendiente hacia arriba como el fondo plano.</p> <p>* Las conexiones del fondo son accesibles para inspeccionar y para realizar mantenimiento.</p>	<p>* La instalación es más costosa que el fondo de pendiente hacia arriba o fondo de pendiente hacia abajo debido al costo de la base y la instalación del casco.</p> <p>* Pendiente de poca profundidad hace que el tanque tenga problemas de sedimentación. Los sedimentos pueden formar paquetes de agua que no se puedan drenar.</p>

Tabla 7 Fondo Con Pendiente Simple

Los tanques de almacenamiento también se pueden clasificar de acuerdo a su sistema de contención y se clasifican en:

1.1.12. Contención simple.

Este sistema incorpora un recipiente para los líquidos y un recipiente para el vapor. Hay varias variantes al concepto de contención único tales como los siguientes.

- **Pared simple.** Estos tanques generalmente son cilíndricos con una orientación vertical u horizontal. Los tanques horizontales son soportados por silletas, ocupan más espacios que los tanques verticales, pero tienen la ventaja que en caso de fuga se pueden evidenciar. El agua puede ser fácilmente drenada.

1.1.13. Contención doble.

Estos han llegado a ser comunes tanto para aplicaciones sobre tierra y subterráneos, desde el tanque exterior puede contener una fuga en el tanque interior y también sirve como medio de detección de fugas. Estos por lo general son tanques cilíndricos con cualquier orientación vertical u horizontal.

1.1.14. Contención completa.

Un interior (acero de baja temperatura o de hormigón) que contiene el líquido frío rodeado por un tanque de contención secundaria de acero o de hormigón que contiene el líquido filtrado y proporciona una liberación controlada de vapor.

Otro criterio sencillo de clasificación de tanques cilíndricos verticales atmosféricos es por observación visual, según la forma del techo ya que la geometría del techo la determina la presión de vapor, esta clasificación se presenta en la Ilustración 6.

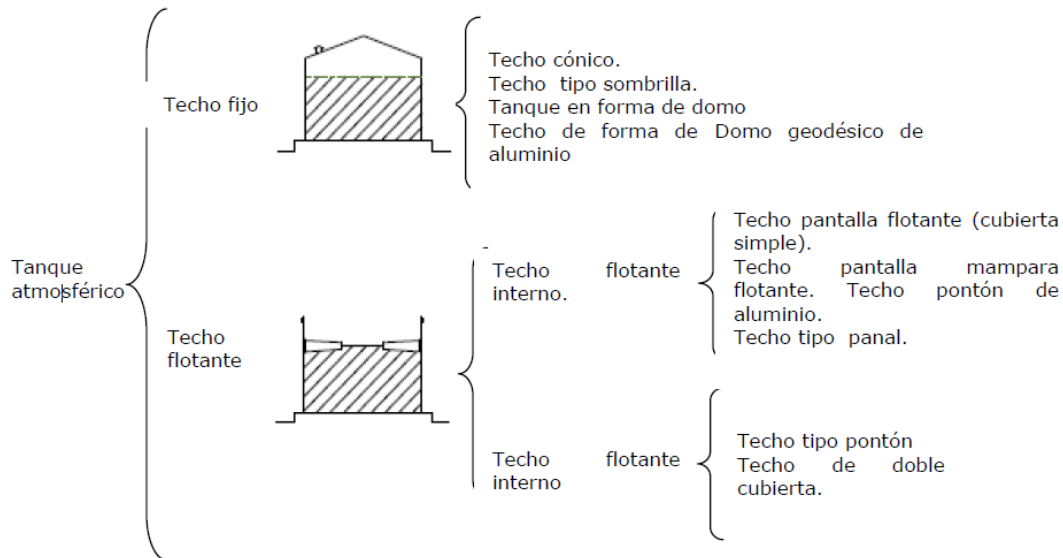


Ilustración 6 Clasificación de Tanques de Almacenamiento

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPETROL

1.2. Generalidades de tanques de almacenamiento

La construcción de tanques de almacenamiento debe estar estrictamente apegada a normas establecidas por el A.P.I. El material del cual están contruidos, debe poseer características como: resistencia a la corrosión, a la tensión, presión, etc. Durante el diseño de un tanque y todos sus accesorios, se deben incluir las condiciones extremas de presión y vacío. Debe destinarse un volumen para líquido y otro para vapores, este último no debe exceder el 20% del volumen total del tanque. Cuando se trata de tanques nuevos y en aquellos en que se ha reparado el fondo y el casco, es recomendable que el tanque sea sometido a una inspección inicial. Debe considerarse un nivel de líquido máximo de llenado y un mínimo de vaciado. Los aditamentos que se encuentran en el techo y pared del tanque, se diseñarán a una presión no menor de aquella a la que se diseñan las válvulas de alivio; esto es, para presión y para vacío. Debe existir una tolerancia en cuanto a la presión existente en el espacio destinado a vapores y la presión de alivio a las válvulas, de manera que puedan contenerse dentro del tanque, los vapores que por temperatura o agitación se desprenden del producto. La presión máxima permisible para el espacio de vapores no debe exceder a 15 lb/pg². Todos los elementos que se encuentran bajo el nivel líquido se diseñarán para operar a condiciones más severas que el resto del equipo, ya que estos están sujetos a la carga hidrostática del fluido y a las variaciones de presión por el efecto de llenado y vaciado. La construcción

y capacidad del tanque depende de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad y su presión de vapor.

Durante el diseño de tanques atmosféricos se debe tener en cuenta factores de fuerzas internas y externas, las cuales se relacionan a continuación:

- Presión interna tanto de llenado como de vaciado.
- El peso del tanque y su contenido, de vacío a lleno, con y sin la presión máxima.
- El sistema de soporte considerando las características y propiedades del material.
- Cargas adicionales; plataformas, escaleras, conexiones de tubería y en ocasiones la carga por depósito de nieve en el techo.
- Cargas de empuje ocasionadas por el viento.
- Cargas ocasionadas por sismos.
- Aislamiento y recubrimiento.
- Esfuerzos a la tensión y a la compresión.
- Esfuerzos de corte.

1.2.1. Materiales de Construcción

Los tanques son construidos de innumerables materiales basados en el costo, fabricación fácil, resistencia a la corrosión, compatibilidad con el fluido almacenado y disponibilidad del material. Los materiales más comunes se relacionan a continuación:

- Acero al carbono, o acero dulce, es el material más común utilizado en la fabricación de tanques y el más recomendado porque es de fácil fabricación, maquinado, formado y soldable de bajo costo.
- Acero inoxidable es otro importante material en la construcción de tanques, usado para almacenar líquidos corrosivos, el acero inoxidable es ligeramente de mayor costo que el acero al carbono, pero tiene la misma facilidad de fabricación y disponibilidad que el de acero al carbono.
- Los tanques de aluminio son ideales para un número limitado de productos. Históricamente son utilizados en aplicaciones como la criogenia porque el aluminio es muy útil a temperatura más baja que el acero al carbono. Sin embargo, el acero niquelado y acero inoxidable han substituido el mercado de los tanques

de aluminio. Los tanques de aluminio todavía se utilizan para almacenamiento de algunos ácidos, fertilizantes.

1.2.2. Criterios para selección de Tanques

La selección de tanques es un complejo proceso de análisis de información lo cual deberá llevar a una optimización del diseño del mismo teniendo en cuenta factores fundamentales como (Estudios de viabilidad, Propiedades físicas, Posibles tipos y diseños de tanques, Requisitos físicos, Problemas de ingeniería, Adecuadas practicas según códigos, regulaciones y estándares, Requisitos ambientales y Requisitos de diseño) con lo cual se obtendrá los detalles de diseño y la selección adecuada del tanque , tal como se muestra en la ilustración 7.

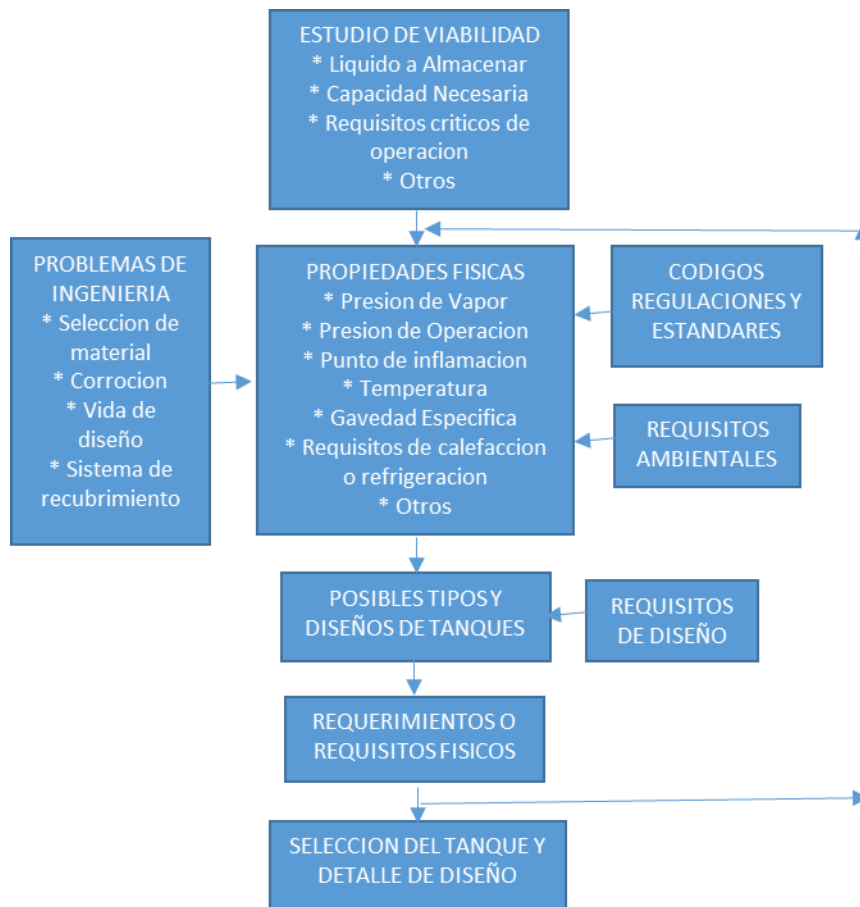


Ilustración 7 Selección de tanques

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPETROL

1.2.3. Consideraciones Especiales de Ingeniería

Los tanques han sido utilizados de diferentes formas, se han desarrollado algunas aplicaciones especiales que se han vuelto bastantes comunes. Algunas de esas aplicaciones se describirán a continuación.

Tanques criogénicos. Tanques de temperatura baja, son usados para almacenar gases licuados del petróleo, gas natural licuado y varios gases licuados tales como aire, nitrógeno, oxígeno y amoníaco y otros líquidos refrigerados. Como regla general, grandes cantidades de líquido almacenado que tienen alta presión de vapor favorecen a bajar la temperatura o almacenamiento criogénico. Aunque el uso final de estos productos es en estado gaseoso, se puede almacenar en mayores cantidades en estado líquido, a veces solo se prefiere almacenar gases por este método. Sin embargo, no se pueden realizar la licuefacción a presión y temperaturas ordinarias. No solo deben ser enfriados por debajo de las condiciones ambientales, sino que también se deben mantener a una presión baja. Estos tanques necesitan accesorios para el sistema de refrigeración. Algunos de estos sistemas enfrían el vapor en el espacio en el depósito y retorno al tanque, mientras que otros enfrían el líquido. Además, para reducir el tamaño del equipo de refrigeración y conservación de la energía, estos tanques deben estar aislados.

La cuidadosa selección de material es necesaria para evitar rotura frágil de los depósitos a bajas temperaturas. Además, para los tanques existentes, cuyo servicio de temperaturas se reducen, es esencial que se realice un análisis de ingeniería para asegurarse de que no están sujetos a rotura frágil a estas temperaturas más bajas.

Tanques térmicos. Muchos compuestos se congelan, solidifican, o espesan hasta el punto en que no pueden ser transferidos a través de tuberías y equipos, a menos que se mantengan a la temperatura mínima. Ejemplos de ello son los aceites pesados, asfaltos, azufre, sal muy concentrada o soluciones de sosa cáustica, o incluso la melaza y productos alimenticios. Los tanques de almacenamiento de estos líquidos se calientan y se mantiene a una temperatura mínima. Hay varias maneras para calentar los tanques, como se muestra en la Ilustración. 8.

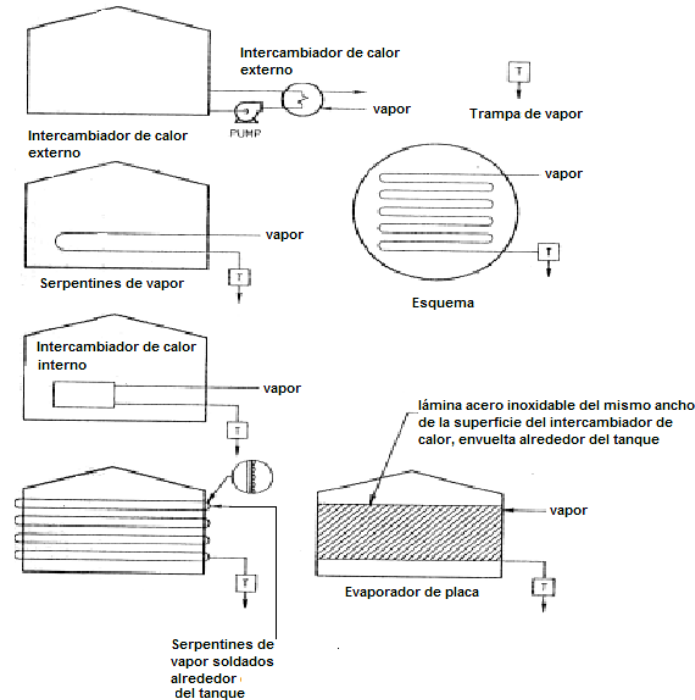


Ilustración 8 Tanques térmicos

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPEPETROL

La Transferencia de calor es un problema de ingeniería de optimización bastante complejo para reducir al mínimo las superficies de transferencia de calor, ya que estos tienden a ser costosas. Esto se hace mediante la mezcla y/o de bombeo de los fluidos, variando las condiciones de aislamiento del tanque, escoger el medio de transferencia de calor adecuado, por ejemplo, en forma de vapor, u optimizar el tipo de superficie de transferencia de calor (o de superficie extendida con aletas en comparación con tubulares). De particular importancia en el establecimiento de la demanda de calefacción es la tasa de llevar un tanque de frío a la temperatura en comparación con el índice de calor necesario para mantener una temperatura mínima de las condiciones de diseño. Si la tasa de calentamiento es demasiado alta, se necesita un sistema de calefacción grande, mientras que, si es demasiado pequeño, el tanque será demasiado largo para calentar o no se puede calentar a sus mínimos de diseño en condiciones adversas. La temperatura del fluido de calentamiento debe mantenerse baja, donde el producto es sensible al calor y no sufre degradación. Además, los niveles de temperatura de la superficie de transferencia de calor deben ser limitados ya que se puede presentar corrosión por baja tensión de acero al carbono, como en algunas de las soluciones de carbonato o cáustica. Otros requisitos de diseño implican la prevención de la

estratificación de las capas frías y calientes y la capacidad de refundición. Estas consideraciones implican generalmente el uso de los mezcladores y aductores o consideración de la circulación térmica que ocurren dentro del tanque. Dado que el área de superficie expuesta de un tanque es relativamente grande, los tanques térmicos son casi siempre aislados. Otra razón para el aislamiento de estos, es el incremento de la corrosión externa del acero debido al aumento de las condiciones atmosféricas con el aumento de la temperatura, si se instalan correctamente el aislamiento, reduce la corrosión externa. Muchos tipos de sistemas de aislamiento están disponibles. La dificultad con la mayoría de ellos es que, si el agua de lluvia se mete en ellos, queda atrapado en el interior y tiende a acelerar la corrosión. Muchas de las mejoras recientes han sido dirigidas a mantener el agua fuera del aislamiento. Una consideración de seguridad muy importante para ambos tanques es que los líquidos de bajo punto de ebullición no deben ser introducidos en el tanque. Estos líquidos pueden hervir y hacer espuma, o una evolución violenta de vapor, causando fallo del tanque.

1.2.4. Componentes de los tanques atmosféricos

Los tanques cuentan con accesorios y elementos estandarizados para su normal funcionamiento, los elementos más importantes se listan a continuación:

1.2.4.1. Manhole

Son accesorios instalados en el primer anillo o techo de los tanques atmosféricos; los cuales van normalmente soldados con tapa bridada y sirven para tener acceso al interior del tanque. Se encuentran en diámetros de 500mm (20in), 600mm (24in), 750mm (30in), 900mm (36in), pero la norma API STD 650 recomienda un diámetro de 600mm (24in). El diseño de este componente se hace basados en la norma API STD 650 sección 3.7.4 relacionado en la ilustración 9.

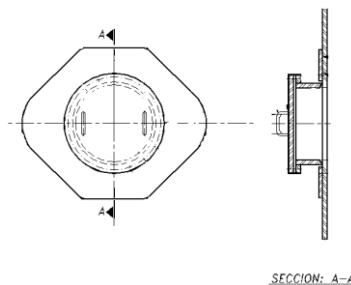


Ilustración 9 Manhole

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPETROL

1.2.4.2. Válvula de presión-vacío (pv).

Es el dispositivo de protección instalado en los tanques atmosféricos con techo fijo, diseñado para ventear vapores de hidrocarburos del tanque durante el llenado y admitir aire durante el vaciado del producto almacenado. El objeto es evitar daños en el tanque por la diferencia de presión positiva o negativa con respecto a la presión atmosférica y reducir pérdidas por evaporación de los líquidos volátiles almacenados en tanques de techo fijo. Estas válvulas deben ser localizadas en el punto más alto del tanque. Pero algunos fabricante y usuarios prefieren que las válvulas de venteo sean instaladas cerca al perímetro del tanque y adyacente a la escalera o plataformas para permitir realizar más fácilmente la inspección y mantenimiento. Ver ilustración 10.

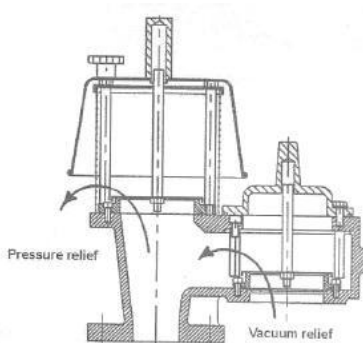
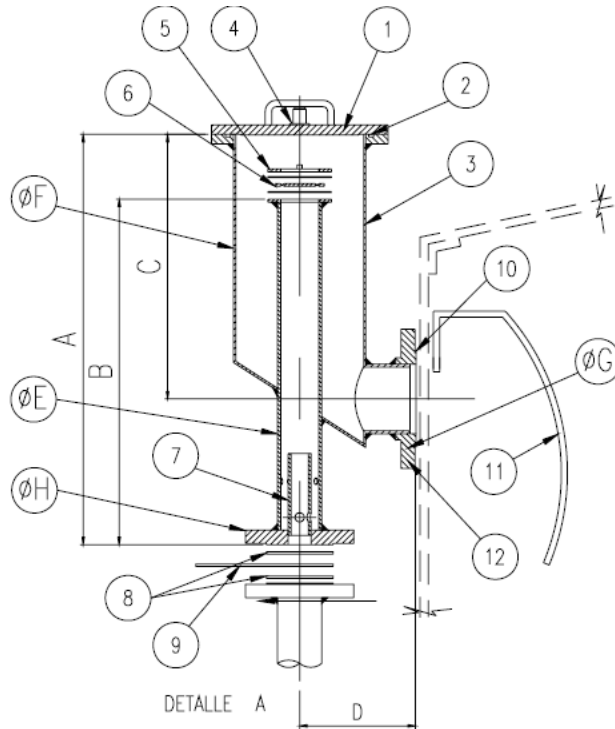


Ilustración 10 Válvula Presión – Vacío

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPETROL

1.2.4.3. Cámara de espuma

Son dispositivos que se instalan permanentemente en los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles, cuya función es la de producir espuma a base de aire-agua-líquido espumante como medio utilizado para el combate de incendios. En el interior de la cámara se forma la espuma antes de depositarse sobre la superficie del líquido; dentro del cuerpo de este dispositivo se encuentra un sello que impide que el líquido y los vapores del producto almacenado entren en la línea de alimentación de la solución. El deflector de la cámara se diseña para dirigir el flujo de espuma horizontalmente sobre las paredes del tanque, con esto se reduce su velocidad de caída, impidiendo que se ocasione un chapoteo, esto provoca que el depósito de la espuma sea suave, aumente la eficiencia y ayude a evitar su destrucción. A continuación, en la ilustración 11, se presenta la representación de una cámara de espuma.



POS.	DESCRIPCION
1	Tapa de Inspección
2	Junta
3	Cuerpo de cámara (Acero)
4	Mariposa de bronce
5	Aro fijación de disco
6	Disco de ruptura
7	Generador de espuma
8	Junta de goma
9	Placa orificio
10	Junta de brida
11	Deflector
12	Brida ASA #150

Ilustración 11 Camara de Espuma

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPEPETROL

1.2.4.4. Escalera acceso al tanque

El acceso al tanque es un importante elemento ya que se debe diseñar para disminuir accidentes, ayuda para responder ante una emergencia y acceder a realizar limpieza, revisiones o reparaciones en su interior. Encontramos varios tipos de escaleras:

- Escaleras verticales: son usadas internamente en tanques de techo flotante y acceso externo en tanques pequeños.
- Escaleras móviles: provee acceso externo al tanque de techo flotante, es un requisito para suministrarse en tanques API STD 650.
- Escalera en espiral: estas escaleras son las más utilizadas para acceder a los tanques externamente, este tipo de escalera es de fácil de fabricación e instalación, se monta en el contorno del casco que va del fondo hasta el nivel del techo.
- Escaleras radiales: son usadas para tanques de gran diámetro

1.2.4.5. Ventana de Limpieza

Acceso al tanque para retirar lodos acumulados en el interior del tanque. A continuación, en la ilustración 12 y 13 podemos evidenciar los componentes y generalidades de los tanques de almacenamiento.

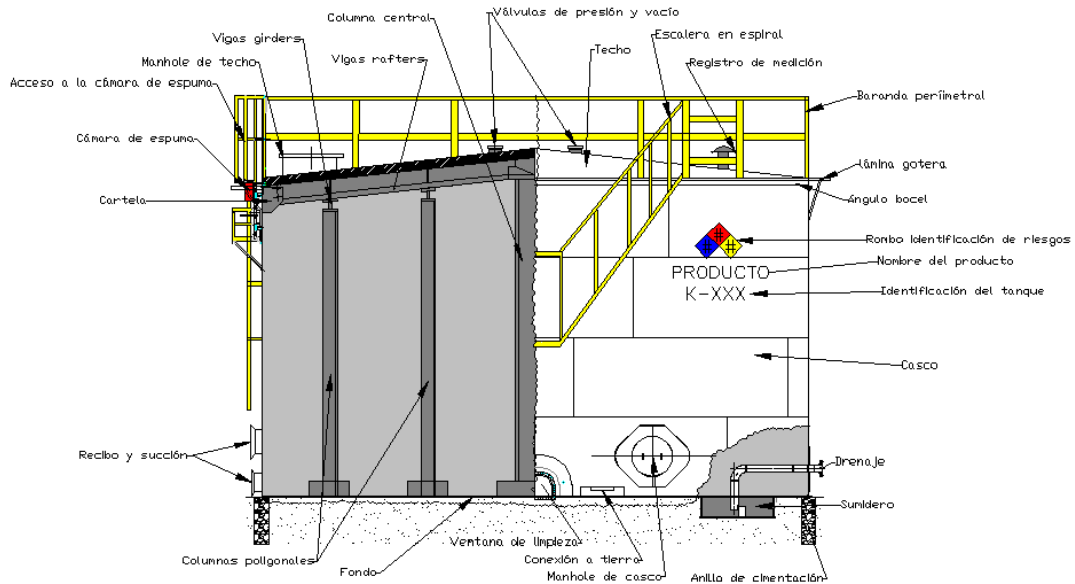


Ilustración 12 Componentes de un Tanque

Fuente. Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos API STD 653 vicepresidencia de servicios y tecnología corporativo de normas y estándares ECOPETROL

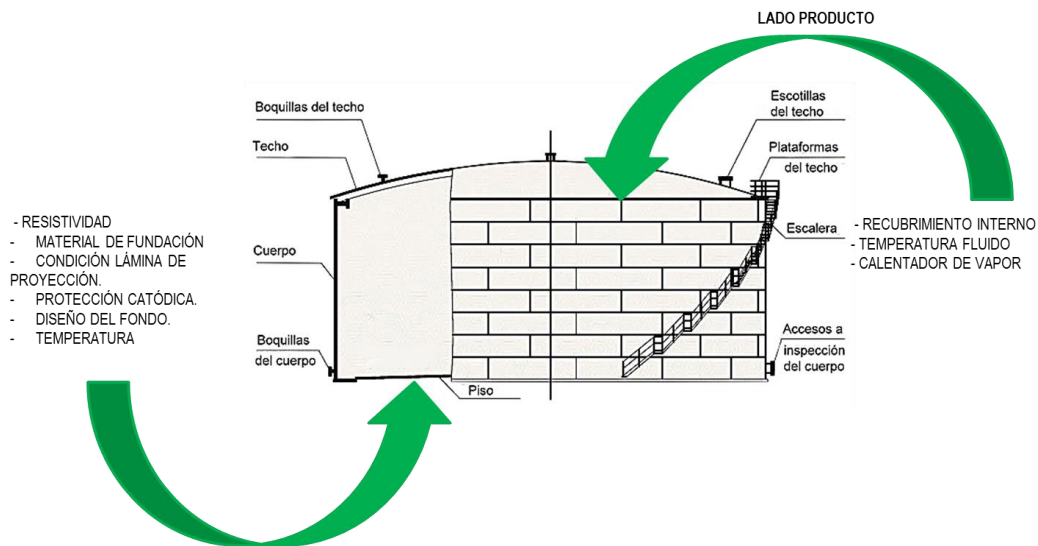


Ilustración 13 Generalidades Tanques de Almacenamiento

Fuente. Autor

1.2.5. Causas comunes de fugas y derrames en tanques de almacenamiento

Las fugas y derrames de los tanques de almacenamiento superficiales (AST) han tenido un mayor impacto en el cambio del rumbo de las regulaciones de los tanques y se registró en el diseño y operación de los mismos. Las Fugas y derrames han tenido un impacto ambiental considerable. No sólo en la salud pública localizada y temas sociales, sino también en la opinión pública, es una reacción natural la poca tolerabilidad a los accidentes ambientales.

Existen numerosas causas de las fugas de los tanques y los derrames. En la tabla 8 muestra algunos factores que pueden causar este daño.

CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES	CARACTERÍSTICA	CAUSA RAÍZ	MEDIDAS PREVENTIVAS
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> * Comúnmente se presenta en el fondo del tanque y en tuberías subterráneas. * Baja tasa de formación. * La falta de alerta puede continuar durante años sin ser detectados. * Grandes volúmenes durante largos períodos * Es común 	<ul style="list-style-type: none"> * Corrosión * La selección de materiales. * Métodos costosos para prevenir la corrosión 	<ul style="list-style-type: none"> * Cuidadoso diseño e ingeniería. * Inspección por API STD 653. * Programa de mantenimiento.
Operación * Sobrellenado y transferencia. * Drenajes en techos. * Fugas.	<ul style="list-style-type: none"> * Grandes cantidades liberadas. * Llenado rápido. * Peligro potencial de incendio. * Relativamente común * Fugas relativamente comunes en las tuberías, válvulas y accesorios, bomba de sellos, 	<ul style="list-style-type: none"> * Error del operador * Instrumentos y equipos dañados. * Falta de capacitación. * Falla del mantenimiento en sistemas de llenado. * Falla en el uso adecuado de contención secundaria 	<ul style="list-style-type: none"> * Programas de gerenciamiento de tanques con procedimientos de operación escritas. * Capacitación. * Periodos de pruebas de los instrumentos.
Fractura del tanque * Fractura frágil * Rotura por sismo	<ul style="list-style-type: none"> * Ocurre en clima frío. * Falla de manera catastrófico * Todo el contenido se puede vaciar. * Extremadamente poco común 	<ul style="list-style-type: none"> * Selección de material * Poco detalle del diseño * Falla en la prueba hidrostática * Movimiento de tierra 	<ul style="list-style-type: none"> * Buen diseño y soluciones rápidas * Evaluación de la fractura y efectos sísmicos después de cada carga de servicio

CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES	CARACTERÍSTICA	CAUSA RAÍZ	MEDIDAS PREVENTIVAS
	<ul style="list-style-type: none"> * Daños a la tubería * Desgarres de parte y accesorios. * Perdida contenido del tanque. * Relativamente raro 		<p>importante.</p> <ul style="list-style-type: none"> * Detalle de la fabricación por API STD 653 * Detalle de todos los diseños e ingeniería realizados en todos los tanques.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> * Fugas por corrosión * Mal funcionamiento de la instrumentación 	<ul style="list-style-type: none"> * Escasos programas * Sin gerenciamiento en tanques 	<ul style="list-style-type: none"> * Establecer un programa de mantenimiento del tanque. * Periódicamente realizar una prueba a los instrumentos * Establecer un programa de acuerdo con API STD 653. * Documentar los trabajos realizados en todos los tanques.
Vandalismo	<ul style="list-style-type: none"> * Daño al abrir las válvulas. * Daño por disparar. * Fuego al contenido del tanque. * Explosiones causadas por bombas 	Mala seguridad	Inapropiado sistema de seguridad
Tubería	<ul style="list-style-type: none"> * Mayor causa de fugas. * Falta proporcionar suficiente capacidad en las áreas de los diques. * Fugas del producto. * Inadecuada selección de materiales, para la prevención de la corrosión * Cambio de servicio 	Diseño inadecuado o periodos de pruebas	Cumplir con la norma API CODE 570
Incendio y explosión	<ul style="list-style-type: none"> * Fugas por encima o por debajo del contenedor secundario. * Propagación del incendio por todas las fugas del tanque. 	Inapropiado diseño y operación	<ul style="list-style-type: none"> * Establecer un programa de mantenimiento. * Garantizar cumplimiento con la norma NFPA. * Registros.

CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES	CARACTERÍSTICA	CAUSA RAÍZ	MEDIDAS PREVENTIVAS
	* Los derrames pueden ser altamente peligrosos si hay fuego.		* Establecer sistemas de emergencia y rescates. * Revisar la revisión del proceso de gestión de seguridad.

Tabla 8 Causas de fugas y derrames y medidas preventivas

Las fugas o derrames de los tanques, van hacia abajo y hacia fuera tal como se muestra en la siguiente ilustración 14. Diversos obstáculos, tales como lentes de arcilla, piedra, o las capas de suelo impermeable simplemente desvían la tendencia a la baja. Una fuga lenta en el fondo del tanque tiende a formar una columna estrecha, mientras que los grandes derrames cubren áreas mucho más amplias, por lo tanto, la regla fundamental de la prevención de derrames y fugas es reducir la posibilidad de contaminación dirigiendo los recursos lo más cercano posible a la fuente

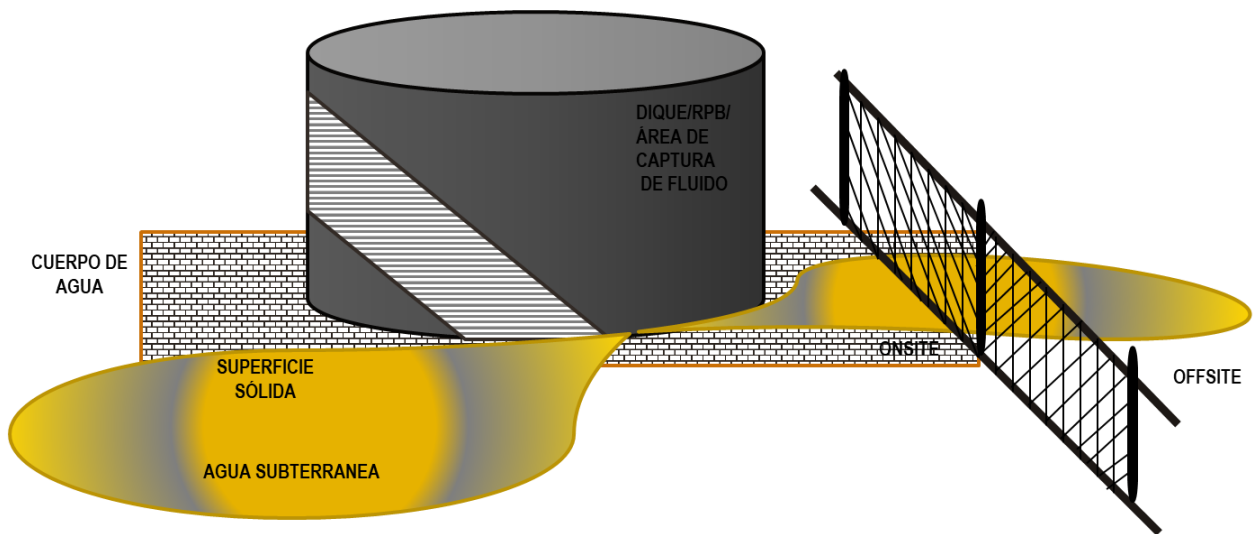


Ilustración 14 Comportamiento de las fugas y derrames

Fuente: Autor

Un programa de prevención de fugas y derrames debe ir enfocada de acuerdo a las siguientes actividades:

- Programa Integral de Inspección y Mantenimientos
- Programas de Inspección (API STD 653 Inspección interna y externa)

- Calidad de Revestimiento
- Prevención Sobrellenado
- Prevención de Corrosión (Recubrimientos, Protección Catódica)
- Sistema Detección de Fugas Instalado en el Tanque.
- Buen Diseño, Selección de Materiales y Códigos Estándares
- Capacitación a Operadores.
- Sistemas de Control Secundarios para Fugas y Derrames
- Monitoreo de Pozos de Aguas Subterráneas
- Detección de Fugas con Equipos Portátiles
 - Georradar
 - Inventario de Instrumentación
 - Otros

Con lo anterior podremos aumentar la efectividad y eficiencia del programa disminuyendo costos de reparación.

Se debe tener presentes los factores de afectación a la integridad de los tanques de almacenamiento, la corrosión es la causa principal en el deterioro de los tanques y sus accesorios, si no se monitorea y controla, la corrosión avanzara progresivamente y puede ocasionar daños a personas, el medio ambiente, daños a la propiedad y altos costos económicos.

Existen diferentes tipos de tanques construidos de materiales distintos, ejemplo de madera, de acero inoxidable, aluminio, concreto y diferente tipo de aleaciones cada uno para propósitos especiales y mecanismos de daños diferentes que pueden ser revisados en la API 571. Los tanques deberían ser inspeccionados para detectar fugas actuales o inminentes que puedan ocasionar daño a las personas, ambiente o infraestructura.

Los tipos de corrosión que pueden presentarse en los tanques son:

1.2.5.1. Corrosión atmosférica

Puede afectar los tanques y sus componentes auxiliares externamente sino se protegen con un recubrimiento. Un ejemplo son los tanques cerca al ambiente marino, estos deberán estar protegidos por recubrimientos que lo protejan de lo contrario su tasa de corrosión es demasiado alta.

1.2.5.2. Corrosión externa

En los fondos de los tanques puede ser significativa. La fundición civil deberá estar construida con materiales que no creen focos de corrosión ya que el tanque estará soportado sobre ésta. Por ejemplo, la presencia de madera, grava o arcilla pueden causar corrosión por picadura (“pitting”) en donde esté presente alguno de estos contaminantes. Un mal drenaje puede causar que el agua se acumule y genere corrosión generalizada. Los tanques soportados en anillos de concreto que no tengan sello flexible entre la lámina del tanque y el anillo de concreto puede generar filtración de agua y generar corrosión.

1.2.5.3. Corrosión interna

Depende del material con el que fue construido y el tipo de producto que maneja. Los tanques principalmente presentan corrosión en sus paredes internas del cuerpo en el espacio que existe entre el producto y el techo, este es causado por vapores de agua, sulfuro de hidrogeno, oxigeno o la combinación de estos. En las secciones donde el producto está en contacto con la lámina del tanque interna presenta corrosión por las sales acidas, sulfuro de hidrogeno u otro componente de sulfuros, acumulación de agua o sedimentos.

1.2.5.4. Otros tipos de defectos

1.2.5.4.1. La fractura frágil

Tiene lugar sin una apreciable deformación y debido a una rápida propagación de una grieta. Normalmente ocurre a lo largo de planos cristalográficos específicos denominados planos de fractura que son perpendiculares a la tensión aplicada. Puede ocurrir en los tanques de almacenamiento por ese motivo es ideal realizar una evaluación para reducir el riesgo por fallo de fractura frágil de acuerdo a API STD 653 Sección 5.3.

1.2.5.4.2. Grietas

Son posiblemente ocasionadas por un mal diseño, fabricación y mantenimiento, suele presentarse en unión cuerpo-fondo, alrededor de las boquillas como manholes, alrededor de agujeros de los pernos o en las cabezas de estos y costuras soldadas. Pueden ser debidas a un mal procedimiento de alivio de tensiones o ausencia de este.

1.2.5.4.3. El asentamiento

El asentamiento de un tanque debido a movimientos de tierras puede provocar un daño mecánico. Un asentamiento uniforme no necesariamente causa un daño estructural o no se consideraría grave. Pero asentamientos graves pueden causar que las boquillas y tuberías sufran estrés y se presenten grietas. El asentamiento en los tanques de almacenamiento causa que los techos flotantes no trabajen de la manera adecuada.

1.2.5.4.4. Falla válvula de presión y vacío

pueden fallar por presencia de material o residuos, corrosión en las partes móviles, depósito de material fecal por insectos o pájaros, presencia de hielo, acumulación de material abrasivo, presencia de pintura en la ventilación, manipulación por personal no autorizado.

Sin embargo, son muchos los mecanismos de daños que se pueden presentar en los tanques de almacenamientos en toda su vida útil de trabajo. Por eso es recomendable realizar las inspecciones en los tiempos establecidos y así minimizar los riesgos de falla.

1.2.6. Fases de ejecución del mantenimiento de tanque de almacenamiento

1.2.6.1. Planeación

Esta fase va desde la identificación de la necesidad de la intervención del tanque hasta el inicio del alistamiento para su intervención. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Definición de alcance de los trabajos
- Compra de materiales
- Estimación de cantidades de obra
- Estimación de recursos (Personal, recursos, consumibles, etc.)
- Definición de cronograma y plan detallado de trabajo
- Plan de descontaminación
- Plan de aislamiento seguro de proceso y eléctrico si aplica
- Identificación de competencia de personal
- Identificación, Evaluación y plan de gestión de riesgos
- Plan de manejo ambiental
- Selección del contratista o ejecutor.
- Plan de manejo de emergencias

- Plan de inspección
- Plan de HSE
- Plan de calidad

El objeto de esta fase es asegurar que se han considerado todos los recursos, evaluados todos los riesgos inmersos en todas las actividades a desarrollar durante el mantenimiento.

1.2.6.2. Alistamiento

Esta fase va desde la movilización de la logística para la intervención hasta la entrega del tanque al ejecutor del mantenimiento por parte de operaciones hasta el inicio de las actividades de aislamiento seguro. Durante su desarrollo se debe tener en cuenta entre otros los siguientes ítems:

- Movilización de contenedores
- Herramientas
- Equipos
- Instalaciones temporales (Baños, subestaciones, carpas, etc)
- Llevar el tanque al remanente mínimo por parte de operaciones.
- Instalación de facilidades temporales para desocupación del tanque (tubería).
- Instalación y operación de bombas portátiles para achique del producto remanente en el tanque.
- Retiro de instrumentación, telemetría.

El objetivo de esta fase es tener todos los preparativos requeridos y definidos en el plan para el inicio de las actividades de mantenimiento de tanques.

1.2.6.3. Aislamiento seguro

Esta fase inicia cuando el tanque está con un remanente mínimo de producto y se puede proceder a instalar los ciegos en los límites de tanque o de batería y termina con la apertura de los manholes del tanque. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Instalación de platinas ciegas y/o bridas ciegas.
- Apertura de manholes de casco y techo.

- Ventilación natural del tanque.
- Instalación de extractores y ventiladores.
- Retiro de válvulas de compuerta y actuadores.
- Retiro de válvulas de presión de vacío.
- Instalación de aislamiento eléctrico (SAES).
- Retiro de agitadores y motores.

El objetivo de esta fase es garantizar la seguridad de las personas involucradas en el mantenimiento asegurando que al equipo no le llegue ninguna corriente de proceso de ningún tipo (Gas, eléctrico, líquido, etc).

1.2.6.4. Descontaminación

El objeto de esta fase es retirar el remanente líquido y sólido en el fondo del tanque y limpiar paredes casco y techo para dejarlo libre de residuos a fin de preparar el tanque para poder ejecutar trabajos en caliente en su interior. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Retiro de remanente mínimo con camión de vacío y/o bomba portátil.
- Actividades de fluidización y tratamiento de lodos.
- Apertura de puerta de barrido
- Retiro de sólidos remanentes
- Lavado de las paredes, fondo y techo con productos biodegradables.

El objetivo de esta fase es entregar un tanque libre de residuos que puede afectar la seguridad de las personas involucradas en el mantenimiento del tanque.

1.2.6.5. Inspección

Esta fase inicia con la limpieza de superficies e instalación de facilidades para la inspección hasta el reporte de final de inspección del tanque. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades a:

- Armado de andamios
- Limpieza de superficies con material abrasivo
- Inspección visual
- Movilización de andamios

- Ensayos destructivos y no destructivos
- Toma de datos topográficos
- Entrega de reportes de inspección

El objetivo de esta fase es identificar las indicaciones o anomalías que puedan comprometer la integridad del tanque y recomendar las acciones de corrección o mitigación para garantizar la integridad del tanque en el siguiente ciclo de operación.

1.2.6.6. Reparaciones metalmecánicas

Esta fase inicia desde la finalización de la descontaminación, su alcance se consolida durante la etapa de inspección y su finalización da entrada a la etapa de las pruebas. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Reparaciones en techo. (ver guía técnica para diseño, construcción y mantenimiento de techos fijos de tanques de almacenamiento).
- Reparaciones en fondo (ver guía técnica para diseño, construcción y mantenimiento de fondos de tanques de almacenamiento).
- Reparaciones en casco. (ver guía técnica para diseño, construcción y mantenimiento de casco de tanques de almacenamiento).
- Reparaciones de accesorios al tanque (Escaleras, sellos, tuberías, válvulas, cámaras de espuma, venteos, etc). (ver guía técnica mantenimiento de accesorios a los tanques de almacenamiento).

El objetivo de esta fase es corregir o mitigar los hallazgos de las inspecciones con el fin de garantizar la integridad del tanque en el siguiente ciclo de operaciones.

1.2.6.7. Pruebas

En esta fase se ejecutan todos los ensayos requeridos que garantizan la calidad de los trabajos ejecutados y suministran información del comportamiento del tanque durante la operación. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Prueba de estanqueidad
- Estudios de asentamientos diferenciales
- Estudios de verticalidad

- Pruebas de calidad de soldadura (RX, phase array, caja de vacío, tintas penetrantes, prueba de calidad, u otros ensayos no destructivos END)
- Pruebas de flotación (Membranas internas flotantes, techos externos flotantes)
- Pruebas de accesorios (Telemetrías, válvulas, instrumentos, etc)
- Prueba de sistemas de contraincendios (sistemas de rociadores, cámaras de espuma, monitores, detectores etc)
- Pruebas del sistema de puesta a tierra

El objetivo de esta fase es verificar la integridad del tanque y dejar registro documental de estos ensayos, como requisito para liberar el tanque para la fase de recubrimiento.

1.2.6.8. Recubrimiento

En esta fase se realiza todo lo referente al recubrimiento interno y externo del tanque, así como sus partes y accesorios anexos. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Armado y desarmado de andamios
- Limpieza y/o Preparación de superficie
- Aplicación de las diferentes capas que compone el recubrimiento
- Pruebas de calidad a cada capa aplicada.
- Marcación del tanque
- Identificación de líneas

El objetivo es proveer al tanque de un recubrimiento para proteger la laminas del tanque de los fenómenos de corrosión tanto interna como externamente. Adicionalmente este recubrimiento busca evitar la contaminación de los líquidos almacenados en el tanque por los productos de corrosión (óxidos).

1.2.6.9. Alistamiento de Entrega

Una vez finalizada la etapa del recubrimiento se inicia la instalación de todos los accesorios retirados en la fase de alistamiento y termina la firma de las actas de recibo por parte de las autoridades técnicas. Durante su desarrollo se debe llevar a cabo entre otros las siguientes actividades:

- Desmovilización de contenedores, herramientas, equipos e instalaciones temporales.

- Aforo del tanque
- Instalación de instrumentación, telemetría, válvulas, actuadores, etc.
- Cierre de manholes y puertas de barrido
- Retiro de SAS y SAES.

El objetivo de esta fase es dejar el tanque listo para operar y dejar registro formal de entrega a satisfacción del operador.

1.2.6.10. Puesta en servicio

Va desde la firma del retiro de SAS hasta el primer llenado del tanque con producto de almacenamiento, en esta etapa el ejecutor acompaña a operaciones para corregir posibles fugas o fallas por las juntas bridadas, manholes o instrumentos.

2. INTEGRIDAD DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La evaluación de integridad de tanques de almacenamiento, esta soportada bajo el estándar API STD 653 el cual describe los requisitos reglamentarios y limitaciones aplicables para realizar esta evaluación a continuación se relaciona en la tabla 9, el contenido general del estándar.

API STD 653	
CAPITULO/NUMERAL	CONTENIDO
1	Alcance
1.1	Introducción
1.2	Cumplimiento de esta norma
1.3	Jurisdicción
1.4	Prácticas de trabajo seguras
2	Referencias
2.1	Publicaciones de referencia
2.2	Otras referencias
3	Definiciones
4	Idoneidad para el servicio
4.1	General
4.2	Evaluación del techo del tanque
4.3	Evaluación de la carcasa del tanque
4.4	Evaluación del fondo del tanque

API STD 653	
CAPITULO/NUMERAL	CONTENIDO
4.5	Evaluación de la base del tanque
5	Consideraciones sobre fracturas frágiles
5.1	General
5.2	Consideraciones básicas
5.3	Procedimiento de evaluación
6	inspección
6.1	General
6.2	Consideraciones de frecuencia de inspección
6.3	Inspecciones desde el exterior del tanque
6.4	Inspección interna.
6.5	Alternativa a la inspección interna para determinar espesores del fondo
6.6	Trabajo preparatorio para la inspección interna
6.7	Listas de verificación de inspección
6.8	Registros
6.9	Informes
6.10	Inspecciones no destructivas (NDE)
7	Materiales
7.1	General
7.2	Nuevos materiales
7.3	Materiales originales para tanques reconstruidos
7.4	Consumibles de soldadura
8	Consideraciones de diseño para tanques reconstruidos
8.1	General
8.2	Nuevas juntas de soldadura
8.3	Juntas de soldadura existentes
8.4	Diseño de carcasa
8.5	Penetraciones de carcasa
8.6	Vigas de viento y estabilidad de la carcasa
8.7	Techos
8.8	Diseño sísmico
9	Reparación y alteraciones de tanques
9.1	General
9.2	Remoción y reemplazo del material de la placa de la carcasa

API STD 653	
CAPITULO/NUMERAL	CONTENIDO
9.3	Reparaciones de la carcasa utilizando placas de parche soldadas por solape
9.4	Reparación de defectos en material de placa de carcasa
9.5	Alteración de los depósitos para cambiar la altura del depósito
9.6	Reparación de soldaduras defectuosas
9.7	Reparación de penetraciones en la carcasa
9.8	Adición o reemplazo de penetraciones de la carcasa
9.9	Alteración de las penetraciones de la carcasa existente
9.10	Reparación de fondos de tanques
9.11	Reparación de techos fijos
9.12	Reparación de techos flotantes
9.13	Reparación o reemplazo de sellos de perímetro de techo flotante
9.14	Hot Taps
10	Desmontaje y reconstrucción
10.1	General
10.2	Limpieza y liberación de gas
10.3	Métodos de desmantelamiento
10.4	Reconstrucción
10.5	Tolerancias dimensionales
11	soldadura
11.1	Calificaciones de soldadura
11.2	Identificación y registros
11.3	Métodos de soldadura de precalentamiento o deposición controlada como alternativas a la soldadura por tratamiento térmico (PWHT)
11.4	Seguridad de soldadura
12	Inspecciones y pruebas
12.1	NDT
12.2	Radiografías
12.3	Pruebas hidrostáticas
12.4	Pruebas de fugas
12.5	Medida de asentamiento durante las pruebas hidrostáticas
13	Marcado y mantenimiento de registros
13.1	Placas de identificación
13.2	Mantenimiento de registros

API STD 653	
CAPITULO/NUMERAL	CONTENIDO
13.3	Certificación
Anexos	
Anexo A	(informativo) Antecedentes sobre ediciones anteriores de estándares de tanques soldados de almacenamiento API
Anexo B	(normativo) Evaluación del asentamiento del fondo del tanque
Anexo C	(informativo) Listas de verificación para la inspección de tanques
Anexo D	(normativo) Certificación de inspector autorizado
Anexo E	En blanco
Anexo F	(normativo) Resumen de requisitos de NDE
Anexo G	(informativo) Calificación de los procedimientos y personal para examen del fondo del tanque
Anexo H	(informativo) Evaluación de servicios similares
Anexo I	(informativo) Consultas y sugerencias de cambio
Anexo S	(normativo) Tanques de almacenamiento de acero inoxidable austenítico
Anexo SC	(normativo) Tanques de almacenamiento de materiales mixtos de acero inoxidable y acero al carbono
Anexo X	(normativo) Tanques de almacenamiento de acero inoxidable dúplex

Tabla 9 API STD 653

El API STD 653 proporciona criterios para la inspección y la programación basadas en condiciones de los tanques utilizando resultados de inspección visual interna y externa y datos de varias técnicas de ensayos no destructivos. También reconoce el uso de metodologías alternativas de inspección. Por ejemplo, la inspección robótica es una aproximación posible para realizar una evaluación del fondo del tanque y otros componentes internos sin entrada del personal. Las inspecciones visuales en servicio deben realizarse con mayor frecuencia para la detección temprana de cambios o deficiencias, y deben realizarse en tanques cubiertos por el API STD 653. Las inspecciones en servicio deben incluir la comprobación de la corrosión, fugas, asentamiento, distorsión y estado de la cimentación, sistemas de aislamiento y sistemas de pintura. Las observaciones, especialmente de un cambio en la condición, deben ser documentadas e informadas a personal cualificado, tal como un especialista en tanques, para una evaluación adicionales. Por ejemplo, las indicaciones del producto a almacena, pueden provocar un análisis formal del producto y/o un programa de supervisión estructurado. El intervalo de una inspección en servicio debe basarse en la experiencia, el riesgo y debe ser determinado por alguien conocedor del tanque y su funcionamiento.

En ningún caso el intervalo de inspecciones visuales en servicio debe ser inferior al prescrito por API STD 653.

El API STD 650 fomenta la protección contra fugas en el fondo de nuevos tanques, incluyendo el uso de sistemas de barrera contra la liberación, protección catódica, pruebas de fugas, etc. Existen varias tecnologías o enfoques de detección de fugas diferentes, tales como:

- Métodos de detección de fugas volumétricas / masivas
- Métodos de detección de fugas por emisiones acústicas
- Métodos de detección de fugas de monitoreo del suelo
- Métodos de detección de fugas de control de inventario

Cuando sea aplicable, los inspectores deben intentar coordinar inspecciones mientras los tanques están fuera de servicio para asuntos operacionales. Esta programación a menudo requiere el conocimiento de los intervalos de inspección internos, los horarios de operación y la experiencia de operación para el tanque o tanques involucrados. Los intervalos de inspección internos también pueden basarse en la experiencia y el riesgo, según lo determinado por alguien que conozca el (los) tanque (s) y su funcionamiento. En ningún caso la frecuencia de estas inspecciones será inferior a la prescrita en el API STD 653. Esta coordinación requiere el conocimiento de los intervalos de inspección internos y la experiencia operativa de los tanques involucrados. Para minimizar el costo y reducir la generación de desechos, se debe hacer todo lo posible por considerar completar todo el mantenimiento necesario cuando los tanques están fuera de servicio para su inspección.

Para determinar si un tanque es apto para servicio se pueden evaluar los datos de las inspecciones y los límites de corrosión aceptables. Para el adelgazamiento, se puede establecer la vida útil restante del componente del tanque (por ejemplo, el fondo, el casco o el cuello de la boquilla) utilizando el espesor actual, la velocidad de corrosión medida estimada y el espesor mínimo aceptable. Las siguientes ecuaciones:

$$\text{Vida remanente (años)}: \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}}}{\text{rata de corrosión}}$$

Dónde:

t actual: es el espesor medido en el momento de la inspección para un equipo para determinar el espesor mínimo aceptable (mm) o (in).

t mínimo: es el espesor mínimo aceptable para un equipo (mm) o (in).

Rata de corrosión: En pulgadas o mm por año

$$\frac{t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}}}{\text{tiempo entre } t_{\text{previo}} \text{ y } t_{\text{actual}}}$$

Dónde:

t previo: es el espesor en la misma ubicación donde se mide el espesor actual en un equipo, en (mm) o (in).

El espesor mínimo aceptable es determinado por API STD 653 sección 4. Sin embargo, el espesor mínimo aceptable depende de los análisis realizados por el ingeniero de tanques o especialista de acuerdo al tipo de corrosión presente en la inspección.

En caso de presentarse un espesor mínimo aceptable este puede comprometer la integridad del tanque por lo cual se deben tomar medidas. Se deberá siempre conocer los espesores mínimos para cada tanque y los métodos utilizados para su cálculo.

El espesor mínimo aceptable se calcula para soportar la carga del producto, más cualquier presión interna (o externa) en el tanque, más una tolerancia de diseño. Los métodos para determinar el espesor de los componentes en los nuevos tanques de almacenamiento se dan en las normas o códigos a los que se construyó el tanque. Los tanques nuevos construidos bajo API STD 650 y superiores pueden tener un espesor de lámina de acuerdo a la gravedad específica del producto a almacenar o de acuerdo a la prueba hidrostática el que resulte mayor. La presión ejercida por el producto almacenado es mayor en el fondo y primer anillo por ese motivo pueden ser de mayor espesor y disminuye hacia arriba del cuerpo del tanque, estos datos deben ser verificados por cálculos.

Normalmente los tanques se diseñan con una gravedad específica deseada, básicamente se diseñan con agua, sin embargo, un producto con gravedad específica menor el diseño puede estar sobredimensionado, para una gravedad específica mayor a la de agua, se deberá reconsiderar nuevos cálculos para espesores de cuerpo nuevos.

Las partes incluyen pontones, líneas de oscilación, sistemas de drenaje de techo flotante, boquillas, válvulas y elementos estructurales secundarios. Los soportes de techo, vigas de viento, plataformas y escaleras están cubiertos por las reglas API STD 650 para tanques de almacenamiento atmosférico y API STD 620 para tanques de baja presión.

Para elementos estructurales y partes, como soportes de techo y plataformas, se puede usar la práctica normal aceptada para el diseño estructural (como los métodos proporcionados en el Manual de Construcción de Acero del Instituto Americano de Construcción de Acero) para calcular las cargas permisibles de miembros en la nueva condición.

3. ANALISIS DE RIESGOS RBI TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La Inspección Basada en Riesgos (RBI, por sus siglas en inglés: “Risk Based Inspection”) es una estrategia de gestión que identifica, evalúa y realiza un tamizaje de riesgos de los activos evaluados partiendo del estudio de integridad, condiciones operacionales, sistemas y estructuras entre otros. Teniendo en cuenta proyecciones de tiempo de vida media y falla de los mismos, la Inspección Basada en Riesgos induce a diseñar estrategias de inspección que coinciden de la manera más eficiente con los mecanismos de degradación proyectados. Esta metodología responde de manera proactiva a las preguntas sobre el qué, el cuándo y el cómo inspeccionar, dando prioridad a los elementos con alta probabilidad y consecuencia de falla (elementos de alto riesgo), esta estrategia permite una inversión racional de los recursos de inspección y mantenimiento.

Las utilidades fundamentales del RBI son:

- Permite identificar el riesgo debido a probabilidad y consecuencia de falla.
- Mejora la relación costo beneficio en las actividades de inspección y mantenimiento.
- Proporciona una base administrativa para la transferencia de recursos de equipos de menor riesgo a equipos de riesgo mayor.
- Permite cuantificar la reducción del riesgo como consecuencia de las buenas prácticas de inspección.
- Permite evaluar el efecto de los cambios en operaciones y procesos que afectan la integridad de los equipos.
- Proporciona una metodología sistemática para identificar los factores críticos que contribuyen a la ocurrencia del riesgo.
- Permite establecer niveles de “riesgo aceptable”.
- Establece Planes de inspección priorizando los niveles no tolerables de riesgo.

En términos generales el riesgo es una combinación de probabilidad de falla y consecuencia de falla. El cual puede ser calificado por medio de una matriz de criticidad

del riesgo en donde se establecen niveles de criticidad tal como se presenta en la ilustración 15.

(E) Extremo, (A) Alto, Medio, (B) Bajo y (D) Despreciable.

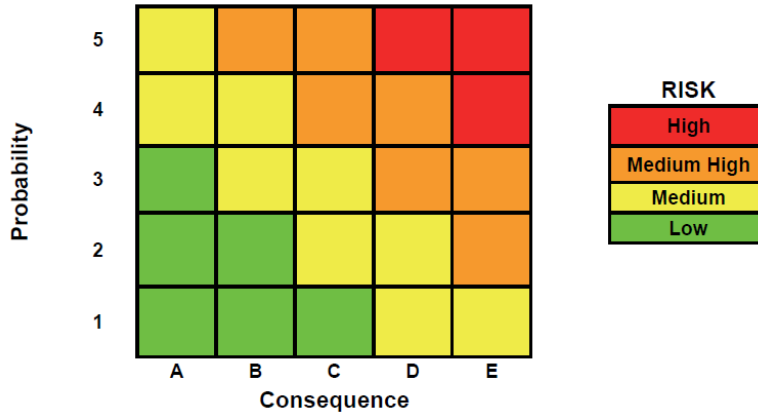


Ilustración 15 Matriz de riesgos

Fuente; API RP 581

La metodología para la aplicación del RBI se fundamenta en las normativas API RP-580 y API RP-581 que permiten caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas. La Inspección Basada en Riesgo tiene la siguiente metodología:

- Recolección de datos e información.
- Análisis del riesgo.
- Evaluación de consecuencias.
- Evaluación de la probabilidad de falla (veces/año).
- Evaluación del riesgo (mediante matriz de riesgos).
- Clasificación de los riesgos.
- Elaboración del plan de inspección.
- Revaluación del plan de inspección.

La Inspección basada en riesgo "RBI" se puede utilizar para determinar los intervalos de inspección, el tipo y la extensión de la inspección y exámenes futuros. API RP 580 detalla

la evaluación sistemática tanto de la probabilidad de falla como de la consecuencia de la falla para el establecimiento de planes de “RBI”.

La identificación y evaluación de posibles mecanismos de daño, la condición del tanque actual y la efectividad de las inspecciones pasadas son pasos importantes para evaluar la probabilidad de una falla del tanque. La evaluación de probabilidad debería considerar todas las formas de degradación que razonablemente se podría esperar que afecten a los tanques en cualquier servicio en particular. Ejemplos de estos mecanismos de degradación incluyen: pérdidas de metal internas o externas por una forma identificada de corrosión (localizada o general), todas las formas de agrietamiento, incluyendo el agrietamiento por corrosión por tensión (“SCC”) (desde las superficies interiores o exteriores de un tanque) y cualesquiera otras formas de degradación metalúrgica, corrosión o mecánica, tales como fatiga, fragilización, fluencia, entre otros.

A continuación, se relacionan los equipos cubiertos por esta metodología.

- Recipientes a presión: todos los componentes que contienen presión
- Tubería de proceso: tubería y componentes de tubería
- Tanques de almacenamiento: atmosféricos y presurizados
- Equipos rotativos: componentes que contienen presión
- Calderas y calentadores: componentes presurizados
- Intercambiadores de calor (carcasas, cabezas flotantes, canales)
- Dispositivos de alivio de presión

El RBI es un estudio con un enfoque cualitativo, semi-cuantitativo y/o cuantitativo. Los datos típicos necesarios para un análisis por RBI son:

- Tipo de equipo.
- Materiales de construcción.
- Historial de inspección, reparación y reemplazo.
- Composición del fluido procesado.
- Inventario de fluidos.
- Condiciones de operación.
- Sistemas de seguridad.
- Sistemas de detección.
- Mecanismos de deterioro, tasas y severidad.
- Densidades de personas.
- Datos de revestimiento y aislamiento.

- Costo por interrupción.
- Costo por equipo reemplazado.
- Costo por reparación ambiental.

Después de realizar una evaluación de “RBI”, los resultados se pueden utilizar para establecer el plan de inspección y definir mejor lo siguiente:

- Los métodos, herramientas y técnicas de inspección de ensayos no destructivos más apropiados.
- La extensión de los ensayos no destructivos (por ejemplo, el porcentaje o la ubicación de la superficie del tanque a examinar);
- El intervalo de inspecciones internas, externas y en curso;
- Las medidas de prevención y mitigación para reducir la probabilidad y la consecuencia de una falla (por ejemplo, reparaciones, procedimientos operativos, protección catódica, recubrimientos, etc.).

CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO

Con el propósito de establecer para un tanque de almacenamiento con una capacidad de 420.000 Bls condición actual y aptitud para continuar en operación, mediante metodologías de análisis de riesgos y análisis de integridad asociado a las pérdidas de integridad mecánica del activo basados en normatividad vigente o practicas recomendadas tales como API RP 580, API RP 581 y API STD 653. Seguiremos las siguientes etapas básicas para el desarrollo e implementación del proceso:

- Recolección de información.
- Validación de Información.
- Verificación de condiciones operacionales del activo a evaluar.
- Evaluación Integridad mecánica bajo estándar API STD 653
 - Evaluación de resultados de inspección del activo (inspección visual externa, interna, medición de espesores, ensayos NDT, entro otros)
 - Cálculos Espesores Mínimos Requeridos
 - Cálculos Vida Remanente
- Evaluación RBI
 - Validación de mecanismos de daño probable, propios del ambiente y la operación.
 - Análisis de información requerida para la estimación de cada mecanismo de daño e históricos de inspección.
 - Evaluación de la probabilidad de falla.
 - Evaluación de la consecuencia de falla.
 - Determinación del riesgo (Probabilidad x Consecuencia).
- Análisis de Resultados.
- Desarrollo Plan de Inspección Programa de Inspección Basada en Riesgos.
- Validación de resultados y recomendaciones.

1. Recolección y validación de información.

En esta etapa se recopilará toda la información relacionada con las fallas, las características de diseño, las condiciones operacionales, las propiedades de los fluidos transportados, los programas de mantenimiento, los programas de inspección y

monitoreo, los tratamientos químicos y de limpieza y los hallazgos relacionados con el activo a evaluar. Posteriormente se validará la información relevante para el desarrollo de las evaluaciones de integridad y análisis de riesgo de acuerdo a metodología RBI.

2. Verificación de condiciones operacionales del activo a evaluar.

En esta etapa se validarán condiciones operacionales y filosofía de operación sobre la cual se rigüe el activo y el proceso del cual hace parte dentro de la prestación de su servicio. Se tomará como un conjunto de reglas que establecen límites de los parámetros de la operación y los niveles de la capacidad funcional y del comportamiento tanto del tanque como del personal operador, lo anterior bajo los lineamientos de la autoridad reguladora para el funcionamiento seguro del activo. Por ejemplo, cuando la capacidad de operación de los tanques es menor que la capacidad nominal de los mismos, deberá preverse niveles mínimos de operación para evitar efectos de vórtice en las boquillas de salida, así como niveles máximos para evitar reboses en la operación de llenado

3. Evaluación de Integridad Mecánica bajo estándar API STD 653

Dentro de esta etapa se realizará la evaluación de los resultados de inspecciones del activo (inspección visual externa, interna, medición de espesores, ensayos NDT, entre otros) con los cuales se efectuarán los cálculos de espesores mínimos requeridos y vidas remanentes actuales del tanque.

El estándar API STD 653 da los requerimientos mínimos para el manejo de la integridad de los tanques luego de haber sido puesto en servicio, posterior a una inspección, reparación, alteración, reubicación y reconstrucción. El alcance de este estándar es limitado a la fundación del tanque, fondo, cuerpo, estructuras, techo, accesorios adjuntos y conexiones. Básicamente la inspección de un tanque de almacenamiento en servicio incluye sin limitarse a

- Techo: Inspección Visual y medición de espesores por UT Scan A.
- Cuerpo: Inspección Visual, medición de espesores por UT Scan B, medición de espesores Scan A de refuerzos, conexiones, boquillas y compuertas, medición de espesores por UT Scan A lámina de proyección y dimensionamiento de su ancho. Monitoreo de topografía, estado de asentamiento y redondez y verticalidad del cuerpo.
- Fondo: Inspección Visual.
- Dique y Fundación: Inspección Visual.

- Sistema Contra-incendio: Inspección Visual y medición de espesores por UT Scan A.
- Sistema de Protección Catódica: Monitoreo de URPC, medición de potenciales de polarización y potenciales naturales.
- Sistema de recubrimiento: Inspección Visual, medición de espesor de película seca y pruebas de adherencia.

La implementación del plan de inspección en servicio difiere, de un plan de inspección fuera de servicio en la evaluación del fondo del tanque, Inspección Visual, medición de espesores de lámina de fondo y anillo anular, inspección por MFL y validación de áreas con pérdida por UT Scan C.

El resultado de la inspección de tanques comprenderá la evaluación de aptitud para el servicio, desde el análisis de la información de las inspecciones y los límites de corrosión y demás formas de deterioro, para determinar estado de integridad del tanque e intervalo de próxima inspección, así como las rutinas y fechas de las próximas inspecciones que se proponen de acuerdo con los requisitos establecidos por API STD 653, sección 6.

4. Evaluación metodología RBI

El cálculo del riesgo con la metodología RBI comprende la determinación de la susceptibilidad de falla combinada con la consecuencia de falla; el análisis de la susceptibilidad de falla inicia con una etapa de revisión y análisis de información de integridad de los activos (diseño, inspección, monitoreo, histórico de fallas, entre otros). Las causas de las fallas de los componentes y la revisión cuidadosa de la información lo cual permite identificar cuáles pueden ser los principales mecanismos de daño más probables que llegarían a afectar el activo comprometiendo su integridad mecánica.

Posteriormente se evalúan los impactos que pueden ocasionar las posibles fallas analizadas (entendidas como pérdidas de contención) se tiene en cuenta la consecuencia de falla para cuantificar en términos económicos las pérdidas de producción, los costos por reparación del equipo, costos por reparación/reemplazo de los equipos cercanos afectados, costos por lesiones/fatalidades al personal y los costos por limpieza de los fluidos liberados.

A continuación, en la ilustración 16, se relaciona la metodología RBI recomendada de acuerdo a prácticas recomendadas tales como API RP 580 y API RP 581.

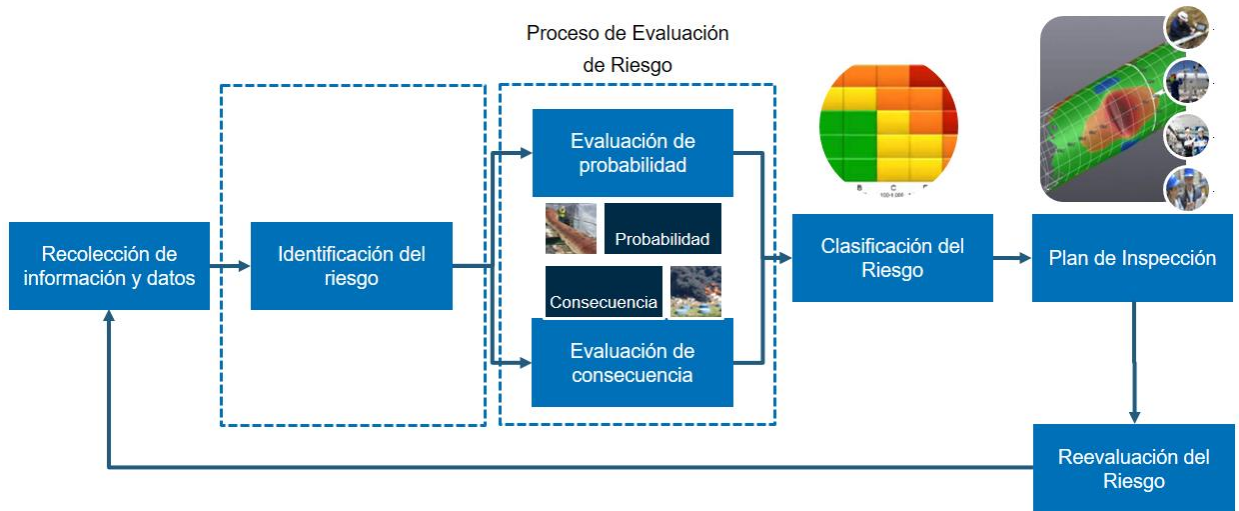


Ilustración 16 Metodología RBI

Fuente: Autor

- Determinación de probabilidad de falla:** Un programa de RBI es realizado para estimar la probabilidad de una falla (perdida de contención) debida a uno o varios mecanismos de daño. Este análisis debe involucrar todos los mecanismos de daño a los que los activos puedan ser susceptibles.

$$P_f = gff * D_f(t) * F_{MS}$$

Donde,

Pf: Probabilidad de Falla total

gff: Frecuencia Genérica de Falla

Df(t): Factor de Daño total

FMS: Factor de Sistema de Gerenciamiento

- Determinación de consecuencia de falla:** Un programa de RBI es realizado para estimar las consecuencias en caso de presentarse una falla. Las consecuencias se categorizaron según la matriz de valoración de riesgo y de acuerdo con el impacto a personas, económicos, al medio ambiente y la reputación.

Para el desarrollo de la presente monografía donde se presentará una evaluación de consecuencia se realizará mediante un análisis cuantitativo; con base en lo anterior, la consecuencia financiera de una pérdida de contención y que conlleva a la liberación de materiales peligrosos puede ser determinada por la suma de los costos individuales de:

$$FC = FC_{environ} + FC_{environ} + FC_{cmd} + FC_{prd}$$

Donde:

FC : Consecuencia financiera total, (\$)

$FC_{environ}$ por ruptura: Consecuencia financiera por ruptura, (\$)

$FC_{environ}$: Consecuencia financiera ambiental, (\$)

FC_{cmd} : Consecuencia financiera de daño a componentes, (\$)

FC_{prd} : Consecuencia financiera por interrupción al negocio, (\$)

- **Determinación de nivel de riesgo:** El riesgo es determinado por la combinación de los resultados de la probabilidad y la consecuencia de falla.

$$Risk = P_{of} * C_{of}$$

Donde:

P_{of} : Probabilidad de falla

C_{of} : Consecuencia de falla

- **Matriz de valoración de riesgo y Priorización del riesgo:** Para la valoración de consecuencia, para el impacto económico y la definición del tiempo de atención de los niveles de priorización del riesgo se realizará mediante el uso de la matriz de riesgos recomendada por estándar API RP 581 como se muestra en la ilustración 17.

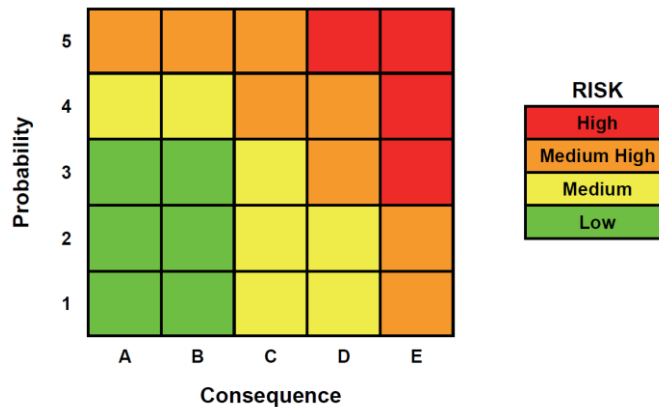


Figure 4.2 – Unbalanced Risk Matrix Example

Ilustración 17 Matriz Valoración de Riesgos

Fuente: API RP 581

5. Análisis de Resultados.

En esta etapa del desarrollo analizaremos los resultados de la evaluación de integridad y del análisis de riesgos teniendo en cuenta información inicial de evaluación tal como condiciones de diseño, operación, monitoreos incluyendo seguimiento a corrosión interna y controles al sistema de protección catódica, revisión de resultados de inspecciones en servicio y fuera de servicio que se han implementado en el tanque y análisis RBI, comparación de la proyección del riesgo de acuerdo a niveles establecidos en años anteriores, se debe tener en cuenta que la incertidumbre de información inicial podría generar niveles de riesgo altos debidos a la incertidumbre de la misma.

Adicionalmente se sustentarán los resultados obtenidos como una evaluación crítica de los mismos desde la perspectiva de integridad teniendo en cuenta normatividad vigente y experiencias propias. En este análisis de resultados se tratará de entrelazar los datos y resultados que se encontraron en las evaluaciones con los datos o información de la base teórica y antecedentes.

6. Desarrollo Plan de Inspección Programa de Inspección Basada en Riesgos.

Basados en los resultados obtenidos de la evaluación de integridad y la evaluación por RBI se establecerán los lineamientos básicos para determinar el correspondiente plan de inspección. Este procedimiento puede usarse para determinar el tiempo y el tipo de inspección a realizar en función del fluido del proceso, condiciones de diseño, tipo de componente y materiales de construcción, y los mecanismos de daño activos.

Este procedimiento considerará fechas para el plan de inspección el cual cubrirá períodos definidos y uno o más mantenimientos futuros. Dentro de este período del plan, son posibles tres casos según el riesgo previsto y el objetivo del mismo.

- **Caso 1:** El objetivo de riesgo se excede durante el período del plan, el plan de inspección se basará en la efectividad de la inspección requerida para reducir el riesgo y mantenerlo por debajo del objetivo de riesgo a través del período del plan.
- **Caso 2:** El riesgo excede el objetivo de riesgo en el momento de la fecha del RBI, el riesgo a la hora de inicio del análisis RBI, o la fecha RBI, excede el objetivo de riesgo. Se recomienda una inspección para reducir el riesgo por debajo del target de riesgo para la fecha del plan.
- **Caso 3:** El riesgo en la fecha del plan no excede el target de riesgo, el riesgo a la hora de la fecha del plan no excede el target del riesgo y, por lo tanto, no se

requiere inspección durante el período del plan. En este caso, la fecha de vencimiento de la inspección para fines de programación de la inspección puede establecerse en la fecha del plan para que en un próximo análisis de riesgo se realizará al final del período del plan.

Adicionalmente se presentarán las diferentes técnicas de inspección con diferentes niveles de efectividad las cuales pueden reducir el riesgo tal como lo evidencia la ilustración 18.

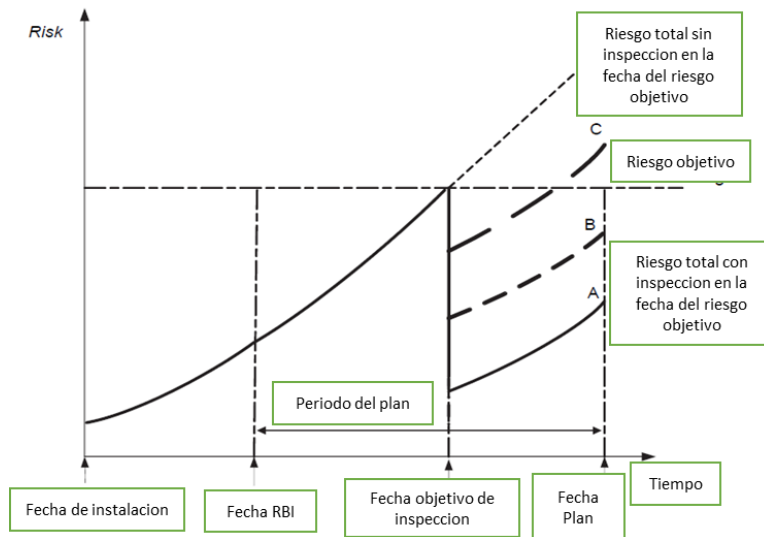


Ilustración 18 Efectividad planes de inspección

Fuente: API RP 581

7. Validación de resultados y recomendaciones.

Esta etapa final de la monografía se desarrollará en el capítulo IV de este documento donde se presentarán las observaciones finales acerca del trabajo previamente realizado, constituye la última parte del contenido de la monografía contemplando los elementos necesarios y suficientes para dejar claros los resultados obtenidos, el procedimiento seguido para su desarrollo, el cumplimiento de los objetivos y en general, se dejara claridad sobre las características generales del desarrollo de los análisis de evaluación de integridad mecánica y RBI para tanques de almacenamiento desarrollados.

CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA

De acuerdo con la metodología presentada en el capítulo anterior, a continuación, se presenta el desarrollo paso a paso del objeto de esta monografía.

1. Recolección de información.

A continuación, en la tabla 10, se presenta información general referente del activo a evaluar.

Ítem	Descripción
Activo	Tanque de Almacenamiento
Identificación	TK-12020
Capacidad Nominal	420,000 Bls
Producto Almacenado	Crudo
Fabricante	CBI
Fecha de Fabricación	1996
Diámetro	248 Pies
Altura	55 Pies
Altura Max de Llenado	48 Pies
Calidad de Lamina	Anillos: 1-4 (A-573 70) Anillos: 5-6 (A 36 C)
Espesores Cuerpo	1: 1.125"; 2: 1"; 3: 1"; 4: 0.75"; 5: 0.5"; 6: 0.375" (1 Anillo del fondo)
Código de Construcción	API Std 650 9Th Edition
Techo	Flotante Doble Cubierta
Fondo	Cónico Levantado hacia el centro

Tabla 10. Información General del Activo

2. Validación de Información y Verificación de condiciones operacionales del activo a evaluar.

Toda la información recopilada fue extraída de reportes de inspección y fichas técnicas del activo, con el fin de evaluar la inspección interna y externa del tanque fuera de servicio, de acuerdo con los lineamientos del estándar API STD 653 para este tipo de inspecciones, las actividades principales se listan a continuación:

- Inspección visual externa del cuerpo desde el nivel del suelo.
- Inspección visual detallada de la soldadura cuerpo – fondo y de la pestaña de proyección exterior del fondo, en condición de recubrimiento.
- Inspección visual detallada de la superficie exterior del techo flotante (láminas superiores del pontón), en condiciones de recubrimiento.
- Inspección visual por el interior de las bahías de los pontones.
- Inspección visual general por el interior del tanque del fondo con recubrimiento.
- Inspección visual general del cuerpo, por el lado interior, desde el nivel del fondo hasta la lámina inferior de los pontones del techo, con recubrimiento.
- Inspección visual general del techo (lámina inferior de los pontones, vigas y láminas de separación de bahías) por el interior del tanque.
- Inspección visual de conexiones por el interior y el exterior del tanque.
- Medición de espesores en láminas de primer anillo del cuerpo en doce (12) ejes verticales (cada treinta grados a partir del clean out norte).
- Medición de espesores en láminas del fondo tomando 5 lecturas en cada lámina.
- Medición de espesores a láminas anulares tomando 15 lecturas (seis lecturas a pestaña exterior y nueve en el interior del tanque).
- Inspección con líquidos penetrantes a las soldaduras de los sumideros del fondo del tanque.
- Inspección con cámara de vacío a la soldadura de unión cuerpo-fondo por el interior y a las soldaduras traslapadas del fondo.
- Mapeo de corrosión en la zona crítica del tanque, mediante ultrasonido con representación Scan B (se realizará scan C donde se detecte reducción de espesores).
- Prueba neumática a los refuerzos de los accesorios del primer anillo.
- Medición de espesores de pintura.
- Prueba de adherencia para evaluación de revestimiento en fondo y en el cuerpo.

3. Resultados de Inspección con Ensayos No Destructivos y Topografía.

A continuación, se relacionan los ensayos no destructivos realizados en el activo. En la ilustración 19 se relaciona la identificación de las láminas del tanque.

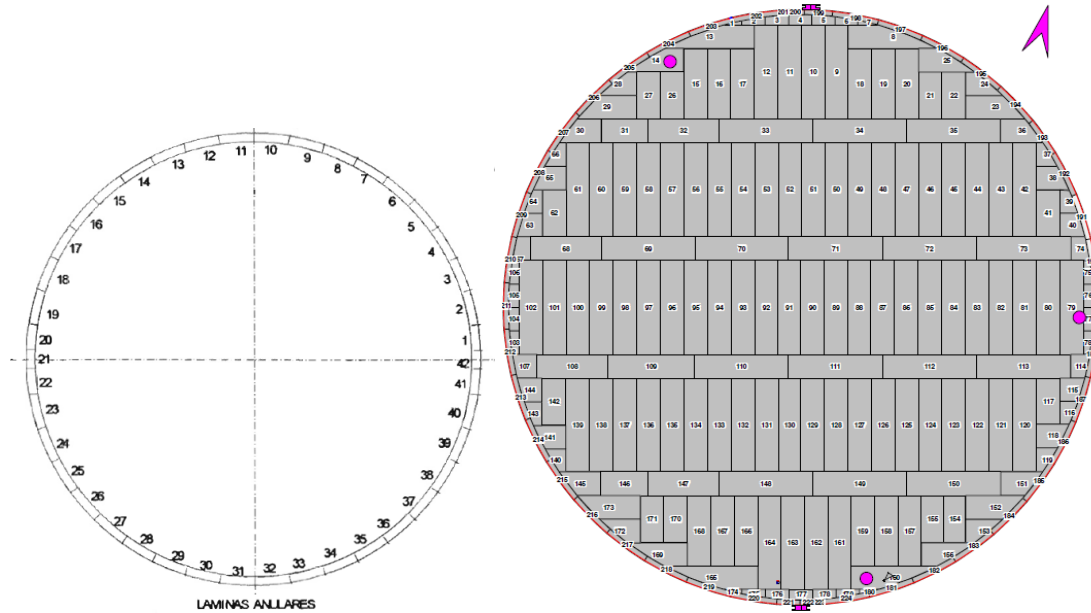


Ilustración 19 Identificación laminas del tanque

Fuente: Autor

3.1. Medición de Espesores

Los resultados obtenidos en el cuerpo muestran valores de espesor de lámina cercanos a los nominales, de acuerdo al estándar API 653 numeral 4.3.3 la fórmula del inciso 4.3.3.1 no aplica y lo remite al API 650 numeral 6.6.4.4 para el cálculo de espesor mínimo requerido del primer anillo en tanque con diámetro mayor de 200 pies. El valor mínimo obtenido con ultrasonido a 1 pie del fondo del tanque para el primer anillo fue de 26.04 mm. Valor mínimo permitido Según API 650 = 23.11 mm. Para el cálculo de estos valores se utiliza la siguiente formula:

$$t_{\min} = \left[1.06 - \frac{0.463D}{H} \sqrt{\frac{HG}{S}} \right] \left[\frac{2.6HDG}{S} \right] + CA$$

Donde:

H = Altura del nivel del líquido en pies.

D = Diámetro del tanque en pies.

G = Gravedad específica del producto

S = Valor relacionado con la resistencia mecánica del material en psi.

CA = Corrosión Admisible.

H = 48.23 pies (14.63 m), Altura de operación del tanque

D = 248 pies (75.59m)

G = 0.845

S = ASTM A - 573-70 para 1º al 2º anillo es 30000 psi, según tabla 4.1 del API 653.)

C.A = Se asume una tolerancia de corrosión de 1/16”.

Se realizó verificación de los espesores de las láminas del fondo incluyendo el anular plate por ultrasonido obteniéndose los valores mínimos y máximos relacionados en la tabla 11.

LÁMINAS	VALORES MÍNIMOS (mm)	VALOR NOMINAL (mm)	PORCENTAJE DE REDUCCIÓN
LÁMINAS DEL FONDO DE TANQUE	8.26	9.52	13.23 %
LÁMINAS ANULARES DE TANQUE	10.80	11.20	3.57 %

Tabla 11 Verificación de Espesores

3.2. Mapeo de Corrosión

3.2.1. Scan B

Se realizaron Scan B de 11700 mm que corresponde a la longitud de dos láminas anulares En algunos puntos reportados se presentan saltos en la continuidad de lectura detectada, esto es debido al sobre espesor del recubrimiento y a la soldadura de división de las láminas que causa falsas indicaciones producidas por la interfase acoplante – metal base. No se encontró pérdida de espesor relevante en la evaluación.

3.2.2. Scan C

verificación de la tendencia de los espesores en la lámina anular No. 40 el cual inicia a 500 mm de la soldadura a tope de las láminas 39 y 40, con un área de 100 mm x 100 mm. Sin observar pérdida de espesor por corrosión interna. se realizó Scan C en los sectores que reportó la técnica MFL como pérdida de material en las láminas 50, 59. En la lámina 176. En Lámina No 50 se realizó Scan C de 100 mm x 100 mm encontrando espesor menor de 7.2 mm con un área de 2 mm x 2 mm corresponde a la pérdida de espesor reportada por MFL. En Lámina No 59 se realizó Scan C de 100 mm x 100 mm, no se reporta el valor del espesor, ya que en el maltrato mecánico se pierde la señal, mostrando una zona de color negro.

3.3. Prueba Neumática a los Refuerzos.

Se realizó prueba neumática a los refuerzos de las boquillas soldadas al cuerpo, con resultado satisfactorio.

3.4. Prueba de Vacío

Se realizó la prueba de vacío al 100% de las uniones soldadas en el fondo del cuerpo y a la unión cuerpo - fondo, con resultado satisfactorio, no se detectaron fugas.

3.5. Prueba de Adherencia de Pintura

Se realizó prueba de adherencia a cinco puntos espaciados cada 50 m en el cuerpo, obteniendo resultados entre 497.4 psi y 1094.2 psi con desprendimiento parcial de pintura sin mostrar el sustrato. Para el recubrimiento del fondo del tanque se obtuvieron resultados entre 199 psi y 298.4 psi, estos resultados son bajos debido a la falta de cohesión entre capas del recubrimiento aplicado.

Para el cálculo del esfuerzo de adherencia se utilizó la siguiente fórmula propuesta por el estándar ASTM D 4541:

$$X = 4F/d^2 \pi$$

Donde:

X: Máximo esfuerzo de adherencia aplicado en el ensayo en psi.

F: fuerza aplicada a la superficie.

d: diámetro equivalente de la superficie a ensayar. (0.8")

3.6. Medición de Espesor de Pintura

Se realizaron mediciones de espesores de pintura en el primer anillo exteriormente, tomando 5 lecturas, cada 30 grados, encontrando espesores entre 5-10 mils.

Se realizaron mediciones de espesores de pintura en el cuerpo interior primer anillo, tomando 5 lecturas, cada 30 grados, encontrando espesores entre 12 - 25 mils

Se realizaron mediciones de espesores de pintura en las láminas anulares 7, 11, 22, 27, 37 tomando lecturas en el centro de las láminas y a 20 centímetros del cuerpo, encontrando espesores entre 18 - 30 mils

3.7. Partículas Magnéticas

Se realizaron partículas magnéticas negras internamente en la soldadura vertical V24 no registrándose discontinuidades

Se realizaron partículas magnéticas coloreadas internamente a un metro de la soldadura circunferencial cuerpo fondo a partir de la vertical V2, no registrándose indicaciones relevantes.

3.8. Tintas Penetrantes

Se realizó inspección por líquidos penetrantes a los sumideros tres (3) en total, sobre las soldaduras circunferenciales de las ollas parte interna no registrándose indicaciones relevantes

3.9. Topografía

Debido a las deformaciones que presenta la lámina perimetral, es importante sellar la junta lámina anillo de cimentación para prevenir corrosión debida al paso del aire a través de los espacios dejados en cada deformación. Es importante anotar que el aire, debido a su cercanía al mar contiene cloruros u otros compuestos o elementos que pueden fomentar la corrosión.

Se recomienda realizar una revisión periódica, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante o de API 653, para determinar posibles variaciones en la geometría del tanque. Esto aplica también para el fondo del tanque. Se recomienda realizar mediciones periódicas, respecto a puntos fijos externos al dique del tanque, para monitorear posibles asentamientos uniformes. Para las deformaciones en las láminas de los anillos del tanque es importante verificar que no presenten ningún obstáculo para el techo flotante o que alteren el funcionamiento de los sellos del techo.

4. Evaluación Integridad mecánica bajo estándar API STD 653

A continuación, se relaciona los resultados obtenidos de acuerdo a la lista de chequeo conforme API 653 Apéndice C, que fue utilizada para la inspección del tanque en servicio en campo del año 2014.

4.1. Preparación del Tanque

El nivel de llenado permaneció al mínimo nivel durante la inspección visual del tanque.

4.2. Fundación

- El tanque descansa sobre un anillo de concreto y un relleno de grava con capa asfáltica.
- El anillo de concreto presenta buenas condiciones.
- El sello entre la pestaña exterior del fondo y el anillo de concreto presenta inicios de deterioro.

- Se encuentra presencia de vegetación sobre la superficie del dique de contención y sedimentos en las cunetas.

4.3. Cuerpo

4.3.1. Superficie Exterior

- Las láminas y soldaduras del cuerpo se encuentran en muy buenas condiciones.
- Se midió el espesor de pared de la proyección del fondo en el exterior del cuerpo del tanque (pestaña), encontrándose espesores de 12mm muy superiores al espesor mínimo requerido por API 653 (4.3mm), su proyección exterior está entre 2.0" y 3".

4.3.2. Superficie Interior

- No hay evidencias de corrosión interna.
- Todos los espesores de pared actuales están por encima de los mínimos espesores requeridos (t_{min}) para cada uno de los anillos del cuerpo del tanque conforme a 4.3.3 de API STD 653.

4.4. Techo

4.4.1. Superficie exterior cubierta superior del techo flotante

- Las láminas exteriores (cubierta superior) del tanque se encuentran en buenas condiciones, sin embargo, el deterioro de la pintura permite el inicio de oxidación y corrosión de la superficie metálica; se observan zonas donde el agua no drena adecuadamente quedando estancada y deteriorando la pintura.

4.4.2. Inspección de pontones

- Se presenta inicio de fuga por soldadura entre láminas de la cubierta inferior, por el pontón # 20.

4.5. Accesorios Del Techo Flotante

4.5.1. Manholes del techo

- Se presenta corrosión por los espárragos de los manholes, en general la condición de los manholes es satisfactoria.

4.5.2. Venteos automáticos y venteo del sello perimetral

- El venteo del sello anular se encuentra libre de taponamientos y opera adecuadamente. Los venteos automáticos presentan condición aceptable.

4.5.3. Drenaje del techo

- La caja recolectora (sumidero) de aguas lluvias del sistema de drenaje sobre el techo se encuentra en buenas condiciones.

4.5.4. Drenajes de emergencia

- Los drenajes de emergencia presentan un nivel de reboce de 4 pulg, condición aparentemente conveniente.

4.5.5. Poste Guía

- El techo flotante cuenta con dos tubos o postes guía, se encuentran sin corrosión, los rodillos guías en bronce se encuentran bien instalados y funcionan adecuadamente.

4.5.6. Sistema de Sellos del Techo Flotante

- El sistema de sello secundario se encuentra en buenas condiciones, a excepción de los raspadores que se encuentran completamente deteriorados.

4.6. Manholes y Boquillas del Cuerpo

- En general las boquillas se encuentran sin deformaciones, sin corrosión externa. Las dimensiones, espesores de los refuerzos y distancias entre soldaduras están conformes con API STD 650.
- Dos de los tres drenajes del tanque cuentan solamente con una válvula de corte, condición insegura, dado el caso si la válvula falla.
- La tubería conduit de instrumentación presenta corrosión.

4.7. Escaleras y Plataformas

4.7.1. Plataforma perimetral superior – Viga contra viento

- La viga contra viento se encuentra en buenas condiciones.

4.7.2. Escalera en espiral

- La escalera en espiral está construida por escalones en piso de lámina tipo alfajor en buenas condiciones, y por pasamanos en tubo de 2" con corrosión por desprendimiento de la pintura; en general el estado de la escalera es bueno.

4.7.3. Escalera rodante sobre el techo

- La escalera rodante se encuentra alineada y no hay evidencias de mal funcionamiento, se observa puntos de corrosión en pasamanos por deterioro de la pintura.
- La plataforma de medición presenta corrosión puntual en la base.

4.8. Líneas de Contra Incendio y Espuma

- Las líneas de contra incendio y espuma presentan corrosión en sitios puntuales.

4.9. Evaluación de Redondez, Verticalidad y Asentamiento del Tanque

- El tanque conserva sus características dimensionales de redondez y verticalidad dentro de los rangos admisibles por API STD 653.
- No hay asentamientos de cuerpo que afecten la integridad del tanque o el buen funcionamiento del techo flotante.

4.10. Monitoreo Sistema de Protección Catódica

- Los valores de los potenciales del sistema de protección catódica medidos están dentro los rangos admisibles por API RP 651.
- Se evidencia la presencia de kits de aislamiento eléctrico en las líneas de salida y entrada al tanque, sin embargo, su condición es deficiente, permitiendo continuidad eléctrica entre las boquillas del tanque y las líneas de tuberías.

4.11. Evaluación del Revestimiento del Tanque

- El revestimiento externo del techo presenta alto grado de deterioro con desprendimiento en zonas que dejan la superficie metálica expuesta a la intemperie.
- El revestimiento del cuerpo se encuentra en buen estado, los espesores y la adherencia son adecuadas

4.12. Ratos de Corrosión y Vida Remanente

- De acuerdo con los espesores actuales referidos en la tabla 12 y teniendo en cuenta los espesores de construcción hace 18 años, prácticamente la corrosión es cero.

Shell #	T. Design (Sd) in	T. Test (St) in	T. External in	T. Required in	T. Actual in
6	0,0923	0,0316	0	0,1625	0,375
5	0,2538	0,2047	0	0,277	0,375
4	0,365	0,3245	0	0,3916	0,5
3	0,5086	0,4788	0	0,5334	0,625
2	0,7098	0,6948	0	0,7098	0,75
1	0,9091	0,9086	0	0,9091	1

Tabla 12 Ratas de Corrosión

- La vida remanente del cuerpo del tanque es mayor a 50 años, si se conservan las mismas condiciones de servicio y mantenimiento

En la tabla 13 se relaciona el resumen del cálculo de la Vida Remanente del Cuerpo (API STD 653 4.3.3).

$Ca = t_{act} - t_{min} =$ Corrosión Admisible Remanente (mm)

$Cr = t_{prev} - t_{act} / Y =$ Rata de Corrosión (mm/año)

$RL = Ca / Cr =$ Vida Remanente (años)

$Y =$ Edad del Tanque (años) = 18 Años Año construcción tanque 1996

Donde:

$Ca =$ Corrosión admisible remanente del anillo bajo consideración, mm.

$Cr =$ Rata de Corrosión del anillo bajo consideración, mm/año

$t_{act} =$ Espesor mínimo medido del anillo bajo consideración en el momento de la inspección, mm

$t_{min} =$ Mínimo espesor requerido del anillo a la máxima altura de llenado, mm

$t_{prev} =$ Mínimo espesor del anillo en la última inspección o espesor nominal original, mm

$RL =$ Vida remanente estimada del anillo, años.

$Y =$ Tiempo transcurrido entre t_{prev} y t_{act} , años

Anillo	T Prev	T Act	T Min	Ca	Cr	RL
1	25,4	26,0	23,1	2,9	-0,033	>50
2	19,1	19,1	18,0	1,1	-0,033	>50
3	15,5	15,9	13,0	2,9	-0,023	>50
4	11,3	11,4	9,9	1,5	-0,003	>50
5	10,0	10,5	7,0	3,5	-0,026	>50
6	10,0	10,4	4,1	6,2	-0,019	>50

Tabla 13 Vida Remanente

- La rata de corrosión es 0.000 mm/año
- El espesor mínimo requerido se realizó conforme API STD 653 y por el método de diseño del punto variable y teniendo en cuenta las cargas de viento y sismo.
- La vida remanente de las láminas del cuerpo es mayor a 50 años, bajo las mismas condiciones de servicio y mantenimiento del tanque.
- Los espesores actuales se tomaron como el promedio de los ejes para cada anillo, y medidos con el equipo de ultrasonido Crawler OmniScan MX (Scan B).

4.13. Próximas Inspecciones

De acuerdo a la evaluación bajo API STD 653 a continuación en la tabla 14, se relaciona los resultados de las próximas inspecciones a programar.

TIPO DE INSPECCION	PROXIMAS INSPECCIONES	EJECUTOR
Inspección de Rutina	Una por mes	Operador
Inspección Externa	5 años	Inspector Autorizado API 653
Medición de Espesores Techo y Cuerpo	15 Años	Nivel II UT

Tabla 14. Próximas Inspecciones

5. Evaluación RBI

La inspección basada en riesgo puede definirse como una metodología, que tiene como fin la determinación del riesgo y definición del plan de inspección mecánico y de mantenimiento para disminuir riesgos de fallas de los equipos estáticos de planta. Evalúa los riesgos tanto cualitativa como cuantitativamente.

La inspección basada en riesgos se usa para definir, medir y utilizar el riesgo para la gestión de elementos importantes de instalaciones o equipos; gestionar los riesgos asociados a la seguridad, medioambiente y del negocio de forma íntegra y rentable; y reducir de manera sistemática el riesgo general en las instalaciones permitiendo un buen uso de los recursos de inspección y una acción de seguimiento oportuna

La Inspección Basada en Riesgo (RBI) puede definirse como una técnica de toma de decisiones para la planificación de la inspección basada en riesgo, tiene en cuenta la probabilidad y consecuencia de falla, ver ilustración 20; está enfocada en mejorar el desarrollo de inspecciones optimizadas, ayudar con recomendaciones a los planes de prueba y monitoreo para los sistemas de producción, y enfoca la inspección en afrontar las amenazas a la integridad del activo

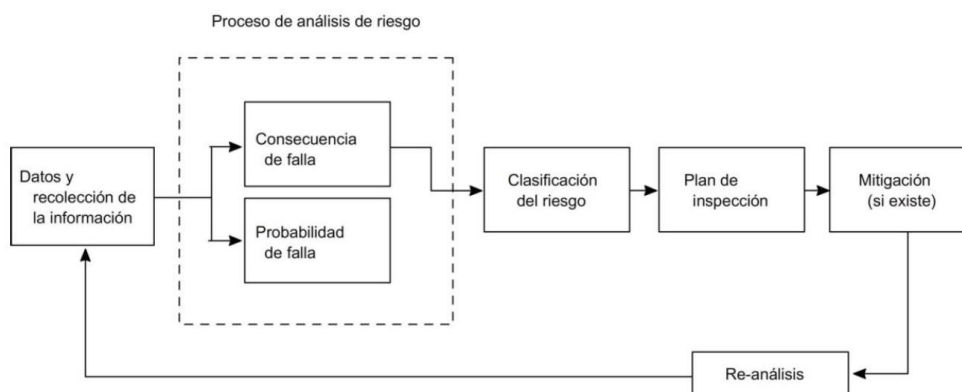


Ilustración 20 Proceso planeación RBI

Fuente ASME 2007

5.1 Información Básica del Activo

Teniendo en cuenta que la información de entrada del activo es de vital importancia y genera la veracidad de los resultados mediante la evaluación del riesgo, a continuación, se relaciona información relevante del activo a evaluar. Este activo se relaciona con 8 componentes (fondo, anillo 1, anillo 2, anillo 3, anillo 4, anillo 5, anillo 6 y techo) se contemplará información y realizará la evaluación para cada uno de ellos. A continuación, se relaciona información relevante a tener en cuenta dentro de la valoración de riesgos ver tabla 15.

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Fecha de Evaluación	1/06/2020	1/06/2020	1/06/2020	1/06/2020	1/06/2020	1/06/2020	1/06/2020	1/06/2020
Fecha de Instalación del Componente	1/01/1996	1/01/1996	1/01/1996	1/01/1996	1/01/1996	1/01/1996	1/01/1996	1/01/1996
Tipo de Componente	TANKBOTTOM	COURSE-1	COURSE-2	COURSE-3	COURSE-4	COURSE-5	COURSE-6	COURSE-7
Diámetro TK (ft)	248,00	248,00	248,00	248,00	248,00	248,00	248,00	248,00
Altura del anillo (ft)	0	9,124	9,124	9,124	9,124	9,124	9,124	0
Fluido	crudo	crudo	crudo	crudo	crudo	crudo	crudo	crudo
Número del anillo	0	1	2	3	4	5	6	7
Fluido Representativo	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil
¿Dique de protección?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
¿Fundación de Hormigón o asfalto?	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Tipo de Suelo	Arcilla	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
¿Tiene RPB?	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Máxima altura de llenado en el tanque (ft)	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99
Altura del líquido en cada anillo (ft)	47,99	48,0	38,9	29,7	20,6	11,5	2,4	2,4
Factor de Gerenciamiento	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462
Frecuencia de Falla Genérica (failure/yr)	7,20E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04
Especificación del Material	A573-70	A573-70	A573-70	A573-70	A573-70	A36	A36	A36
Allowance Product Stress, S (Ksi)	42	30	30	33	33	27,4	27,4	27,4
Linning	No	No	No	No	No	No	No	No
Specific Gravity	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Joint Efficiency E	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Espesor Nominal (in)	0,314	1,000	0,760	0,586	0,421	0,377	0,377	0,250

Tabla 15 Información Básica RBI

5.1.1. Corrosión Interior Adelgazamiento

Los mecanismos de daño y modos de falla identificados en equipos metálicos de presión se incluyen en el análisis RBI; estos pueden identificarse con la ayuda de normas como: API RP 571 y ASME PCC-3. Los mecanismos de daño incluyen corrosión, grietas, daños mecánicos y metalúrgicos; es importante conocerlos detalladamente para realizar el análisis de POF, definir las características apropiadas de inspección (selección de intervalos, lugares y técnicas apropiadas), tomar decisiones que eliminen o disminuyan la probabilidad del mecanismo de daño en estudio. En cuanto a los modos de falla, estos permiten identificar de qué manera fallará el componente o equipo (fuga o ruptura) para tener en cuenta en el análisis COF, tomar decisiones de ejecución o reconstrucción y seleccionar técnicas de reparación (API, 2009).

Como mecanismo de daño para este activo, se evaluará corrosión interior y exterior Adelgazamiento, donde se tendrá en cuenta la siguiente información, recopilada en la tabla 16.

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Rata de Corrosión Ins/Estimada(mpy)	2,73540	0,00000	0,70138	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Espesor de Mínimo medido (in)	0,275	1,023	0,750	0,625	0,448	0,413	0,409	0,269
Espesor de Retiro fondo/anillo (in)	33000,000	33000,000	33000,000	33000,000	33000,000	0,187	0,161	27400,000
Corrosion Allowance inicial (in)	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,226	0,248	0,063
Fecha de Ultima Inspección	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010
Número de Inspecciones	2	3	3	3	3	3	3	3
¿Componente Soldado?	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
¿Mantenimiento de acuerdo con API653?	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Asentamiento de acuerdo con API 653	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS	DENTRO DE CRITERIOS
Efectividad de Inspección	ALTAMENTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA
Edad (Años)	14,258	14,258	14,258	14,258	14,258	14,258	14,258	14,258

Tabla 16 Información Corrosión Interior Adelgazamiento

5.1.2. Corrosión Exterior

Como mecanismo de daño se evaluará corrosión exterior, donde se tendrá en cuenta la siguiente información recopilada en la tabla 17.

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Temperatura de Operación (°F)	95	95	95	95	95	95	95	95
Espesor Mínimo de inspección(in)	0,275	1,023	0,750	0,625	0,448	0,413	0,409	0,269
Fecha de aplicación del Recubrimiento	1/01/2010	1/01/2009	1/01/2009	1/01/2009	1/01/2009	1/01/2009	1/01/2009	1/01/2010
Fecha de Ultima Inspección	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010	1/04/2010
Número de Inspecciones	2	3	3	3	3	3	3	3

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Promotores de Corrosión Externa	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino
Velocidad de Corrosión base (mpy)	5,08	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35
Calidad del Recubrimiento	Media	Media	Media	Media	Media	Media	Media	Media
Edad (Años)	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18
Efectividad de Inspección	ALTAMENTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA	BASTANTE EFECTIVA

Tabla 17 Información Corrosión Exterior

A continuación, se relaciona la Información relevante para la evaluación de la corrosión lado producto, ver tabla 18.

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Condición lado Producto	HUMEDO	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Temperatura Lado Producto (°F)	95	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Serpentín de Vapor	NO	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Extracción de Agua	NO	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla 18 Información Corrosión Lado Producto

A continuación, en la tabla 19, se relaciona la Información relevante para la evaluación de la corrosión lado suelo.

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Tipo de corrosión	General	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Temperatura lado suelo (°F)	95	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Terreno base del tanque	Arena Grado Construcción	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
resistividad del Suelo (Ω -cm)	TANQUE CON RPB	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Drenaje del tanque	El agua lluvia se colecta en la base del tanque	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Protección Catódica	Si pero no por API651	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Tipo de Fondo	RPB por API650	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla 19 Información Corrosión Lado Suelo

5.1.3. Información Consecuencia

A continuación, en la tabla 20, se relaciona información asociado con la consecuencia de falla del activo.

ITEM	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Costo Perdida de Producción (Usd/Dia)	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44	\$ 17.944,44
distancia del fondo del tanque al agua subterránea (in)	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
% de fluido que sale del dique (Plvdike)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
% de fluido que sale del dique, pero permanece en la planta (Ponsite)	50	50	50	50	50	50	50	50
% de fluido que sale del dique y no permanece en la planta (Poffsite)	50	50	50	50	50	50	50	50
Costo ambiental para el producto dentro del dique (cindike)	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Costo ambiental para el producto sobre superficie de la planta (css-onsite)	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Costo ambiental para el producto sobre superficie fuera de la planta (css-offsite)	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Costo ambiental para el producto en aguas superficiales (cwater)	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Costo ambiental para el producto en el subsuelo(csubsoil)	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA
Costo ambiental para el producto en aguas subterráneas (cgroundwater)	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA	MEDIA

Tabla 20 Información Consecuencia de Falla

5.2. Mecanismos de Daño a Evaluar

Los mecanismos de deterioro y falla son definidos como el tipo de deterioro que puede hacer perder el contenido almacenado. En términos generales se evidencian cuatro

RESULTADO	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Date (años)	NA	31/12/2013	31/12/2013	31/12/2013	31/12/2013	31/12/2013	31/12/2013	31/12/2014
age coat	NA	6,422	6,422	6,422	6,422	6,422	6,422	5,422
age	NA	6,422	6,422	6,422	6,422	6,422	6,422	5,422
ART	0,19	0,03	0,05	0,06	0,077	0,08	0,08	0,11
INSPECCIÓN	A	C	C	C	C	C	C	C
EFICIENCIA DE INSPECCIÓN	2A	3C	3C	3C	3C	3C	3C	3C
DF	1	1	1	1	1	1	1	1
Pof Cualitativa	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 23 Evaluación Corrosión Externa

A continuación, en la tabla 24, se relacionan los resultados de factor de daño y probabilidad de falla total, teniendo en cuenta que para el factor de daño se toma la sumatoria de los factores de daño por adelgazamiento por corrosión externa y corrosión interna. Para el caso de las probabilidades de falla se toma el valor máximo entre los resultados de la evaluación por corrosión externa e interna.

RESULTADO	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
DF TOTAL	6	6	6	6	6	6	6	6
POF TOTAL API 580	2	2	2	2	2	2	2	2
Factor de Gerenciamiento	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,3155005
Frecuencia Genérica de Falla	7,20E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04	1,00E-04
Probabilidad Cuantitativa de falla	1,36E-03	1,89E-04	1,89E-04	1,89E-04	1,89E-04	1,89E-04	1,89E-04	1,89E-04

Tabla 24 Resultados PoF Total

5.4. Evaluación Consecuencia de Falla.

El análisis de consecuencias COF se puede considerar como una estimación de consecuencias a causa de una falla; contribuye con la clasificación del riesgo relativo de los equipos y debe comprender los modos de falla creíbles a los que es susceptible el equipo en revisión. Es importante seleccionar un método de análisis de consecuencias que permita separar los equipos de alta y baja consecuencia. Una de las consecuencias usuales de evaluación es la pérdida de contención en la que se determina impactos

respecto a la seguridad y salud, ambiental, pérdida de producción y costos de mantenimiento y reconstrucción (API, 2009).

Aunque las consecuencias a causa de pérdida de contención se expresan por área afectada o costos económicos, emplea métodos de análisis de dispersión de nubes para cuantificar emisiones de tipo inflamable y establece alcance y duración de las emisiones tóxicas. Usa árboles de eventos para ponderar las consecuencias y metodologías para dos niveles de análisis de consecuencias (API, 2016).

A continuación, en la tabla 25, se relaciona información relevante, características del tanque, para el cálculo de la consecuencia de falla.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
DIAMETRO(ft)	248,000	248,000	248,000	248,000	248,000	248,000	248,000	248,000
Altura máxima de llenado (ft)	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99	47,99
hliq / Altura del líquido (ft)	0,25	47,99	38,866	29,742	20,618	11,494	2,37	2,37
ALTURA DEL ANILLO	NA	9,124	9,124	9,124	9,124	9,124	9,124	0
RPB	SI	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
¿Fundación de Hormigón o asfalto?	SI	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla 25 Características del tanque

5.4.1. Fluido Representativo y Propiedades Asociadas

A continuación, en la tabla 26, se relaciona información referente con el fluido representativo e información tenida en cuenta para cada uno de los componentes del tanque, con lo cual se realiza los cálculos tanto de probabilidad de falla como de consecuencia de falla.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
FLUIDO REPRESENTATIVO	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil	Crude Oil
DENSIDAD (Lb/ft3)	48,383	48,383	48,383	48,383	48,383	48,383	48,383	48,383
VISCOSIDAD (lbf-s/ft2)	0,0007706	0,0007706	0,0007706	0,0007706	0,0007706	0,0007706	0,0007706	0,0007706
TIPO DE SUELO	Arcilla	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA DEL AGUA (Kh,water) (in/s)	2,167E-08	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA DEL PRODUCTO (Kh,prod) (in/s)	1,94056E-08	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
POROSIDAD DEL SUELO	0,5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
VELOCIDAD DE FILTRACION (in/s)	3,88113E-08	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla 26 Fluido Representativo y Propiedades Asociadas

5.4.2. Selección del Tamaño de Fuga

A continuación, en la tabla 27, se relacionan los cálculos referentes con el tamaño de fuga probables de cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
dn (in)	SMALL (in)	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
	MEDIUM (in)	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	LARGE (in)	0	2	2	2	2	2	2
	RUPTURE (in)	744	744	744	744	744	744	744

Tabla 27 Tamaño de Fuga

5.4.3. Calculo Rata de Liberación

A continuación, en la tabla 28, se relacionan los cálculos referentes con la tasa o rata de liberación del fluido si se llegara a presentar cualquier tipo de liberación estos cálculos se deben realizar para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO	
An	Área asociada a orificio pequeño (in ²)	NA	0,012271846	0,012271846	0,012271846	0,012271846	0,012271846	0,012271846	NA
	Área asociada a orificio mediano (in ²)	NA	0,196349541	0,196349541	0,196349541	0,196349541	0,196349541	0,196349541	NA
	Área asociada a orificio grande (in ²)	NA	3,141592654	3,141592654	3,141592654	3,141592654	3,141592654	3,141592654	NA
	Área asociada a ruptura (in ²)	NA	434746,1578	434746,1578	434746,1578	434746,1578	434746,1578	434746,1578	NA
nrh,n	Numero de orificios de liberación como función del diámetro del tanque N	6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Wn	Tasa de descarga en el cuerpo orificio pequeño (bbl/día)	0,00	44,53	40,07	35,06	29,19	21,79	9,90	NA
	Tasa de descarga en el cuerpo orificio mediano (bbl/día)	NA	712,46	641,17	560,88	466,99	348,68	158,33	NA
	Tasa de descarga en el cuerpo orificio grande (bbl/día)	NA	11399,39	10258,68	8974,11	7471,88	5578,82	2533,26	NA
	Tasa de descarga en el cuerpo por ruptura (bbl/día)	0,00	1577493846,43	1419636712,87	1241873567,45	1033988161,70	772018833,67	350563318,89	NA

Tabla 28 Rata de Liberación

5.4.4. Calculo Volumen de Liberación

A continuación, en la tabla 29, se relacionan los cálculos referentes con el volumen de liberación del fluido si se llegara a presentar cualquier tipo evento, estos cálculos se deben realizar para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Altura del líquido por arriba	LHT above,i (ft)	NA	47,99	38,866	29,742	20,618	11,494	0	NA
Volumen	Lvolabove,i (ft3)	2318163,124	2318163,124	1877427,13	1436691,136	995955,1423	555219,1486	0	NA
Bblavail,n(anillos) Bbltotal (fondo)	VOLUMEN DEL TANQUE A LIBERAR (Bbls)	412633,036	412633,036	334182,0291	255731,0222	177280,0153	98829,00845	0	NA

Tabla 29 Volumen Liberación

5.4.5. Tiempo de Detección de Fuga

A continuación, en la tabla 30, se relacionan los tiempos de detección de fuga en días, de acuerdo con el tamaño de fuga que se pueda presentar para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
(tld)	SMALL	7	7	7	7	7	7	7	NA
Días	MEDIUM	NA	1	1	1	1	1	1	NA

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
LARGE	NA	1	1	1	1	1	1	NA

Tabla 30 Tiempo Detección de Fuga

5.4.6. Duración de Fuga

En relación con el numeral 5.4.5, a continuación, en la tabla 31, se relacionan los tiempos de duración de una fuga en días, de acuerdo con el tamaño de fuga que se pudiera presentar para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
(Ldn) Días	SMALL	7	7	7	7	7	0	NA
	MEDIUM	NA	7	7	7	7	0	NA
	LARGE	NA	7	7	7	7	0	NA

Tabla 31 Duración de Fuga

5.4.7. Volumen de la Fuga

A continuación, en la tabla 32, se relaciona el volumen de fuga y el tamaño de fuga para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO	
Bbllleak,n Barriles	SMALL	8,49891E-08	311,7022009	280,5106903	245,3858854	204,3091239	152,5457422	0	NA
	MEDIUM	NA	4987,235214	4488,171045	3926,174166	3268,945982	2440,731875	0	NA
	LARGE	NA	79795,76342	71810,73672	62818,78665	52303,13571	39051,70999	0	NA

Tabla 32 Volumen de la Fuga

5.4.8. Volumen de Ruptura

A continuación, en la tabla 33, se relaciona el volumen de derrame en modo de falla por ruptura para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Bbllruptura	412633,04	412633,04	334182,03	255731,02	177280,02	98829,01	0,00	NA

Tabla 33 Volumen de Ruptura

5.4.9. Consecuencias Financieras

A continuación, en la tabla 34, se relacionan los cálculos de consecuencia financiera para cada componente del tanque de almacenamiento.

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
% DE FLUIDO QUE SALE DEL DIQUE (PLvdike)		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	NA
% DE FLUIDO QUE SALE DEL DIQUE, PERO PERMANECE EN LA PLANTA (PONsite)		50	50	50	50	50	50	50	NA
% DE FLUIDO QUE SALE DEL DIQUE Y NO PERMANECE EN LA PLANTA (POFFsite)		50	50	50	50	50	50	50	NA
(Cindike)	COSTO AMBIENTAL PARA EL PRODUCTO DENTRO DEL DIQUE (USD)	10	10	10	10	10	10	10	NA
(C _{ss-onsite})	COSTO AMBIENTAL PARA EL PRODUCTO SOBRE SUPERFICIE DE LA PLANTA (USD)	50	50	50	50	50	50	50	NA
(C _{ss-offsite})	COSTO AMBIENTAL PARA EL PRODUCTO SOBRE SUPERFICIE FUERA DE LA PLANTA (USD)	250	250	250	250	250	250	250	NA
(C _{water})	COSTO AMBIENTAL PARA EL PRODUCTO EN AGUAS SUPERFICIALES (USD)	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	NA
(C _{subsoil})	COSTO AMBIENTAL PARA EL PRODUCTO EN SUBSUELO (USD)	1500	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
(C _{groundwater})	COSTO AMBIENTAL PARA EL PRODUCTO EN AGUAS SUBTERRANEAS	5000	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
(Sgw)	DISTANCIA DEL AGUA SUBTERRANEA DEBAJO DEL TANQUE	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
(tgl)	TIEMPO PARA INICIAR LA FUGA AL AGUA SUBTERRANEA (DIAS)	3578,56896 2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Bbl (groundwater) leak	Barriles de Fluido en Aguas subterráneas	0,00	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Bbl (subsoil) leak	Barriles de Fluido en Subsuelo	0,00	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Bbl releaseleak	Barriles totales ponderados de fluido liberado en una fuga	NA	5454,79	4908,94	4294,25	3575,41	2669,55	0,00	NA
Bbl (indike)	Volumen de producto en el dique debido a una fuga	NA	5427,51	4884,39	4272,78	3557,53	2656,20	0,00	NA
Bbl (onsite)	Volumen de producto derramado en area localizada dentro de la planta	NA	13,64	12,27	10,74	8,94	6,67	0,00	NA
Bbl (offsite)	Volumen de producto derramado en area localizada fuera de la planta	NA	6,82	6,14	5,37	4,47	3,34	0,00	NA

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
Bbl (water)	Volumen total en el agua debido a una fuga	NA	6,82	6,14	5,37	4,47	3,34	0,00	NA
(FCenviron) leak	CONSECUENCIA FINANCIERA POR FUGA	-0,15	66889,34	60195,84	52658,28	43843,46	32735,36	0,00	NA
Bbl (Rupture)	Barriles totales ponderados de fluido liberado en una ruptura	1146,20	412633,04	334182,03	255731,02	177280,02	98829,01	0,00	NA
Bbl (Indike)	Volumen de producto en el dique debido a una ruptura	1140,47	410569,87	332511,12	254452,37	176393,62	98334,86	0,00	NA
Bbl (ss-onsite)	Volumen de producto derramado en area localizada dentro de la planta	2,87	1031,58	835,46	639,33	443,20	247,07	0,00	NA
Bbl (ss-offsite)	Volumen de producto derramado en area localizada fuera de la planta	1,43	515,79	417,73	319,66	221,60	123,54	0,00	NA
Bbl (water)	Volumen total en el agua debido a una ruptura	1,43	515,79	417,73	319,66	221,60	123,54	0,00	NA
(FCenviron) Rupture	CONSECUENCIA FINANCIERA POR RUPTURA	14055,31	5059912,60	4097907,13	3135901,66	2173896,19	1211890,72	0,00	NA
(FCenviron)	CONSECUENCIA AMBIENTAL	14055,16	5126801,95	4158102,97	3188559,94	2217739,65	1244626,08	0,00	NA

COMPONENTE		FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
(FCcmd)	CONSECUENCIA EN DAÑO A COMPONENTES USD	5333,33	7532,47	7532,47	7532,47	7532,47	7532,47	7532,47	7532,47
	TIEMPO REQUERIDO PARA REPARAR (días)	5,14	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
(FCprod)	CONSECUENCIA POR INTERRUPCION AL NEGOCIO USD	92214,51	41356,48	41356,48	41356,48	41356,48	41356,48	41356,48	41356,48
(FCTotal)	CONSECUENCIA FINANCIERA TOTAL USD	111603,00	5175690,89	4206991,92	3237448,82	2266628,53	1293515,03	48888,94	41356,47
			9	2	8	9	2	4	8
CONSECUENCIAS		3	4	4	4	4	4	2	2

Tabla 34 Consecuencias Financieras

5.5. Determinación del riesgo (Probabilidad x Consecuencia).

A continuación, en la tabla 35, se relacionan los resultados generados tanto de probabilidades de falla como consecuencia de falla de acuerdo a los cálculos relacionados anteriormente.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
DF TOTAL	6	6	6	6	6	6	6	6
POF TOTAL API 580	2	2	2	2	2	2	2	2
Factor de Gerenciamiento	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,315500462	0,3155005
Frecuencia Genérica de Falla	0,00072	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Probabilidad Cuantitativa de falla	0,001362962	0,0001893	0,0001893	0,0001893	0,0001893	0,0001893	0,0001893	0,0001893
Consecuencia financiera USD	111603,0011	5175690,892	4206991,917	3237448,882	2266628,593	1293515,023	48888,94439	41356,477

Tabla 35 Resultados PoF y CoF

El riesgo puede definirse como la probabilidad de que un evento cause una pérdida y la magnitud potencial de esta pérdida; matemáticamente puede expresarse así:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de falla} * \text{Consecuencia de falla}$$

Para determinar el riesgo de falla se empleará la matriz de riesgo relacionada como ilustración 22, con base en la norma API RP 581.

MATRIS DE RIESGOS							RIESGO
PROBABILIDAD	>=0.01	5					ALTO
	0.001	4		FONDO			MEDIO ALTO
	0.0001	3	Anillo 6 y Techo		ANILLOS 1,2,3,4,5		MEDIO
	0.00001	2					BAJO
	<= 0.00001	1					
RIESGO			A	B	C	D	E
			<10.000	<100.000	<1.000.000	<10.000.000	>10.000.000
			CONSECUENCIA				

Ilustración 21 Resultados Matriz de Riesgos API RP 581

Fuente. Autor

A continuación, en la tabla 36, se relaciona las categorías de riesgo por componente.

COMPONENTE	FONDO	ANILLO 1	ANILLO 2	ANILLO 3	ANILLO 4	ANILLO 5	ANILLO 6	TECHO
RIESGO	MEDIO ALTO	MEDIO ALTO	MEDIO ALTO	MEDIO ALTO	MEDIO ALTO	MEDIO ALTO	MEDIO	MEDIO

Tabla 36 Resultados RBI por Componente

La evaluación de riesgos se determina de acuerdo a la categoría de riesgo más crítica de sus componentes, por lo anterior se determina que el activo identificado como Tanque de almacenamiento TK 420 KBLS se encuentra en categoría de riesgo Medio Alto.

5.6. Análisis de Resultados.

A continuación, se relaciona los resultados obtenidos inicialmente en la evaluación de integridad por API STD 653, posteriormente se presentarán los resultados del análisis de riesgos RBI del activo, tanque de almacenamiento TK 420 KBLS.

5.6.1. Análisis de Resultados Evaluación de Integridad API STD 653

La evaluación de integridad para el tanque de almacenamiento TK 420 KBLS. Se realizó de acuerdo a la lista de chequeo conforme API STD 653 Apéndice C., de lo anterior se pudo evidenciar que:

- De acuerdo al cálculo realizado se obtuvo que la rata de corrosión es 0.000 mm/año.
- El espesor mínimo requerido se realizó conforme API STD 653 y por el método de diseño del punto variable y teniendo en cuenta las cargas de viento y sismo.
- La vida remanente de las láminas del cuerpo es mayor a 50 años, bajo las mismas condiciones de servicio y mantenimiento del tanque.
- Los espesores actuales se tomaron como el promedio de los ejes para cada anillo, y fueron medidos con el equipo de ultrasonido Crawler Omnican MX (Scan B).
- Se recomienda una inspección de rutina mensual efectuada por el operador.
- Se recomienda inspección Externa cada 5 años efectuada por un Inspector certificado API 653.
- De acuerdo a la inspección visual detallada realizada se encuentra que se presenta decoloración de la pintura en un 70% de la superficie, adicionalmente se presenta desprendimiento y ampollamiento en un 10%
- Se realizaron mediciones de espesores de revestimiento en el primer anillo exterior tomando cinco lecturas cada 30 grados encontrando espesores entre 5-10 mils.
- La pestaña exterior de proyección del fondo se encuentra levantada en la base de concreto en todas las conexiones pequeñas del cuerpo de 3-6" que fueron tomadas con el parche tomstone a tope, el valor máximo medido es de 7/16" en conexión marcada.
- No hay material de sello en la pestaña exterior del fondo que minimice la entrada de agua por lo cual se evidencia corrosión en la parte inferior de la pestaña, el borde de la pestaña presenta inicio de corrosión.
- Para la pestaña exterior de proyección del fondo se recomienda la instalación del sello de asfalto para prevenir y evitar la corrosión de la pestaña.
- De la inspección visual interna del cuerpo se observa decoloración por efectos térmicos en zona adyacente posterior a la ubicación de los tubos de aforo, así mismo se observa abombamiento de la lámina donde se ubica el sello.
- Con relación al techo se establece que este se encuentra formado por 60 pontones donde se evidencia deformaciones en varias laminas divisorias de aproximadamente 70 a 80 cm de longitud.
- Se tomaron mediciones de espesores por ultrasonido a las láminas que conforman los pontones en la primera bahía obteniendo los siguientes valores:
 - Lamina exterior (sello): 6.58 y 7.95 mm
 - Lamina divisoria de bahía o posterior: 5.54 y 5.79 mm

- Lamina adyacente pontón lado izquierdo: 5.63 y 5.80 mm
- Lamina adyacente pontón lado derecho: 5.40 y 5.82 mm
- Lamina inferior: 7.76 y 7.87 mm
- Lamina superior: 6.94 y 6.50 mm.

No se evidencia presencia de corrosión interna en los pontones.

- Dentro de la inspección visual del techo parte superior no se evidencia apariencia de deformación y posibles efectos térmicos sobre el total de las láminas que conforma la sección del techo.
- La pintura del recubrimiento se encuentra deteriorada por desprendimiento y zonas con presencia de corrosión en un área aproximada de 30% del total de esta sección.
- La escalera interna de desplazamiento hacia el techo, así como el sistema de rieles de desplazamiento no presenta alteración física ni daños por efectos térmicos sin embargo se observa indicios de corrosión localizada en el pasamanos.
- Para el caso del fondo no se evidencia presencia de corrosión localizada, sin embargo, se observa ampollamiento localizado del recubrimiento en una superficie de aproximadamente 5% de la superficie total del fondo.
- Se realizaron pruebas de adherencia del revestimiento del fondo tomando cinco lecturas que oscilan entre 150 y 250 psi obteniendo resultados de desprendimiento parcial del revestimiento.
- Se recomienda aplicar proceso de pintura a todas las zonas que presentan desprendimiento, ampollamiento y entizamiento de la pintura.
- Se recomienda tomar mediciones más detalladas sobre la verticalidad de los postes.
- Se recomienda cambiar el sistema de cubiertas de las carcasas de paso, utilizando cubiertas en láminas de bronce o cobre con rodillos de bronce para eliminar posibles chispas que se puedan generar al deslizar el techo a lo largo de los pontones.
- Las tolerancias existentes entre los diámetros de los postes y las dimensiones interiores de las carcasas de paso pueden absorber la falta de verticalidad de los postes.
- En el caso más crítico, se recomienda una reparación total que tendría como alcance el cambio total de los postes actuales (poste guía, poste de radar y poste de medición), para lo cual sería necesario intervenir la plataforma superior de las

escaleras, los puntos de fijación en el fondo y la modificación de las carcasas de paso.

Como se evidencia anteriormente la evaluación de integridad basada en API STD 653, enfocado a la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques que han sido puestos en servicio y que fueron construidos bajo los códigos API 650, API 12C u otro código de construcción. Busca mantener el tanque bajo parámetros de operación segura estableciendo recomendaciones para cada uno de los componentes del tanque que se evalúan o inspeccionan uno a uno.

De acuerdo a la evaluación bajo API STD 653, cálculos de tasa de corrosión y vida remanente las próximas inspecciones a programar se sugieren con la siguiente frecuencia.

- Inspección de rutina, una por mes ejecutada por el operador.
- Inspección externa, cada 5 años ejecutada por un inspector autorizado API 653.
- Medición de espesores techo y cuerpo entre los próximos 15 años ejecutado por un inspector nivel II UT.

5.6.2. Análisis de Resultados RBI

Un análisis de riesgo entrega en primera medida el plan de inspección por equipo, en el que se encuentra el riesgo relativo a la operación y elementos del equipo antes de la ejecución de las actividades de mitigación; cuando los análisis entregan resultados de riesgo inaceptables, el plan se enfocara en las medidas de mitigación que pueden reducir dicho riesgo a niveles aceptables. Y si la inspección de los elementos del equipo representa un medio rentable de gestión de riesgo, el plan debe contener la descripción del tipo, alcance y momento de inspección. Debe tenerse en cuenta que la clasificación de los equipos por riesgo permite priorizar las actividades de inspección, donde el nivel de riesgo se usa para conocer la importancia de la realización de la inspección.

En el numeral 5.5 determinación del riesgo (probabilidad x consecuencia), ilustración 21 se presentan los resultados del análisis de riesgos realizado para el activo tanque de almacenamiento TK 420 KBLs mediante la metodología RBI, de este análisis podemos resaltar que:

- Los mecanismos evaluados probables de deterioro para el tanque de almacenamiento fueron Adelgazamiento por Corrosión Interna y Adelgazamiento por Corrosión Externa.
- El mecanismo de daño Adelgazamiento incluye la corrosión general, corrosión localizada, picaduras y otros mecanismos que causan la pérdida de material de las superficies internas o externas.
- La evaluación de adelgazamiento por corrosión interna genero un valor de factor de daño mayor que la generada por el factor de daño por corrosión externa.
- La evaluación de adelgazamiento por corrosión interna genero un valor de probabilidad de falla mayor que la generada por la probabilidad de falla de corrosión externa.
- El valor de factor de daño total se obtiene de la sumatoria de los factores de daño por adelgazamiento tanto por corrosión externa como por corrosión interna
- La probabilidad de falla total se toma del valor máximo entre los resultados de la evaluación por corrosión externa e interna.
- De acuerdo con los resultados obtenidos por el cálculo de riesgo según la matriz de riesgo evaluada, los componentes del tanque con el nivel más alto de riesgo es el fondo y los anillos 1, 2, 3, 4 y 5 seguido de los componentes anillo 6 y techo.
- De acuerdo con la evaluación de riesgos la mayor categorización de riesgo se encuentra en nivel de riesgo Medio Alto, tal como se muestra en la siguiente ilustración 23.

MATRIS DE RIESGOS							
PROBABILIDAD	>=0.01	5					
	0.001	4		TK 420 kbls			
	0.0001	3					
	0.00001	2					
	<= 0.00001	1					
RIESGO			A	B	C	D	E
			<10.000	<100.000	<1.000.000	<10.000.000	>10.000.000
			CONSECUENCIA				

RIESGO
ALTO
MEDIO ALTO
MEDIO
BAJO

Ilustración 22 Resultados RBI

Fuente. Autor

- El nivel de riesgo Muy Medio Alto, se encuentra generado por una probabilidad de falla de 1.36E-03 y una consecuencia de falla de 111.603 USD.

De acuerdo a los resultados obtenidos por la evaluación API STD 653 y Análisis de riesgo RBI a continuación se relaciona el plan de inspección propuesto para el activo tanque de almacenamiento TK 420 KBLs.

5.7. Plan de Acción o Plan de Inspección.

De acuerdo con lo establecido en la norma API STD 653 se elaboró el plan de inspección del tanque en servicio, tal como se indica en la siguiente tabla 37:

Componente del tanque	¿Qué Identificar?	Técnica de Inspección							
		Inspección Visual	Medición de espesores de película seca	Scan A	Scan B	Medición de espesores por UT	Medición de potenciales	Monitoreo del SPC y URPC	Monitoreo por topografía
Techo	Estado del recubrimiento	x	x						
	Evidencias de oxidación, corrosión, o deformaciones	x	x						
	Estado mecánico del techo flotante en general, accesorios y conexiones	x	x						
	Estado de mecánico y de operación de PVVs y venteos	x	x						
	Estado mecánico y de recubrimiento de baranda, plataformas y escaleras	x	x						

Componente del tanque	¿Qué Identificar?	Técnica de Inspección							
		Inspección Visual	Medición de espesores de película seca	Scan A	Scan B	Medición de espesores por UT	Medición de potenciales	Monitoreo del SPC y URPC	Monitoreo por topografía
	Estado mecánico y de corrosión al interior de los pontones	x	x						
	Medición de espesor de láminas del techo					x			
	Medición de espesor de conexiones y refuerzos			x					
	Evaluación de asentamiento, redondez y verticalidad				x				x
Cuerpo	Estado del recubrimiento del cuerpo	x	x						
	Evidencias de oxidación, corrosión, o deformaciones en el cuerpo.	x	x						
	Estado de cordones de soldadura en el cuerpo.	x	x						
	Estado da la junta cuerpo-techo	x	x						
	Estado mecánico y de recubrimiento de escalera y baranda	x	x						
	Medición de espesores de lámina del cuerpo, de refuerzos conexiones y boquillas			x		x			

Componente del tanque	¿Qué Identificar?	Técnica de Inspección							
		Inspección Visual	Medición de espesores de película seca	Scan A	Scan B	Medición de espesores por UT	Medición de potenciales	Monitoreo del SPC y URPC	Monitoreo por topografía
Fondo	Verificar estado de sello elástico que impida el ingreso de agua entre el fondo del tanque y la fundación de concreto	x							
	Estado mecánico y de recubrimiento de la pestaña	x							
	Medición de ancho de proyección y espesor de la pestaña			x		x			
Dique y fundación	Estado del anillo de concreto y del dique.	x							
	Presencia de vegetación o basuras	x							
	Correcta operación de drenaje de aguas lluvias.	x							
	Residuos de producto	x							
SPC y URPC	Estado de operación del SPC y de las URPC	x					x		
	Potenciales del SPC con respecto al fondo del tanque	x					x		
SCI	Estado mecánico y de recubrimiento del SCI (Enfriadores y sistema de Espuma)	x							

Tabla 37 Plan de Inspección

De acuerdo a la evaluación bajo API STD 653, cálculos de tasa de corrosión y vida remanente las próximas inspecciones a programar se sugieren con la siguiente frecuencia.

- Inspección de rutina, una por mes ejecutada por el operador.
- Inspección externa, cada 5 años ejecutada por un inspector autorizado API 653.
- Medición de espesores techo y cuerpo entre los próximos 15 años ejecutado por un inspector nivel II UT.

Como complemento e integración con la valoración de riesgos realizada y teniendo en cuenta que este activo se encuentra en categoría de riesgo Medio Alto, se sugiere utilizar una matriz de priorización de actividades tal como se describe a continuación en la ilustración 24.

MATRIS DE PRIORIZACION DE ACTIVIDADES						RIESGO	
PROBABILIDAD	5	3 Años	2 Año	2 Año	< 1 Año	< 1 Año	ALTO
	4	3 Años	3 Años	2 Año	2 Año	< 1 Año	MEDIO ALTO
	3	4 años	4 Años	3 Años	2 Año	2 Año	MEDIO
	2	5 años	5 años	4 Años	3 Años	2 Año	BAJO
	1	5 años	5 años	4 años	4 Años	3 Años	
RIESGO		A	B	C	D	E	
		CONSECUENCIA					

Ilustración 23 matriz de Priorización de Actividades

Fuente. Autor

Teniendo en cuenta lo anterior y de acuerdo con los resultados de la valoración de riesgos, las actividades descritas en la tabla 36 Plan de inspección, se realizarán durante el siguiente lapso de tiempo.

- Actividades para el **FONDO**: Máximo hasta un periodo de 2 años.
- Actividades para los **ANILLOS 1,2,3,4 Y 5**: Máximo hasta un periodo de 2 años.
- Actividades para los **ANILLOS 6 Y TECHO**: Máximo hasta un periodo de 4 años

CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron durante el desarrollo de esta monografía.

- La evaluación de integridad de tanques de almacenamiento, esta soportada bajo el estándar API STD 653 el cual describe los requisitos reglamentarios y limitaciones aplicables para realizar esta evaluación, utilizando resultados de inspección visual interna y externa y datos de varias técnicas de ensayos no destructivos buscando incluir y contemplar todos componentes del activo.
- Las inspecciones visuales en servicio deben realizarse con mayor frecuencia para la detección temprana de cambios o deficiencias, y deben realizarse en tanques cubiertos por el API STD 653. Las inspecciones en servicio deben incluir la comprobación de la corrosión, fugas, asentamiento, distorsión y estado de la cimentación, sistemas de aislamiento y sistemas de pintura.
- La evaluación de integridad para el tanque de almacenamiento TK 420 KBLs. Se realizó de acuerdo a la lista de chequeo conforme API STD 653 Apéndice C con lo cual se generó el plan de acción o inspección preliminar del activo para realizar las actividades recomendadas según la evaluación de los resultados obtenidos.
- De acuerdo con la evaluación bajo API STD 653, cálculos de tasa de corrosión y vida remanente las próximas inspecciones a programar estarían sugeridas por inspección de rutina, una por mes ejecutada por el operador, Inspección externa, cada 5 años ejecutada por un inspector autorizado API 653 y medición de espesores techo y cuerpo entre los próximos 15 años ejecutado por un inspector nivel II UT.
- A partir de la metodología de Inspección Basada en Riesgos RBI, se concluyó de manera concreta la categorización de riesgo del tanque de almacenamiento TK 420 KBLs mediante la matriz de riesgos recomendada por API RP 581, donde los componentes del tanque con el nivel más alto de riesgo es el fondo y los anillos 1, 2, 3, 4 y 5 seguido de los componentes anillo 6 y techo categorizados en nivel de riesgo Medio Alto.

- De acuerdo con la evaluación de riesgos RBI el tanque de almacenamiento TK 420 KBL5 se encuentra en nivel de riesgo Medio Alto, generado por una probabilidad de falla de $1.36E-03$ y una consecuencia de falla de 111.603 USD.
- De acuerdo con los resultados de la valoración de riesgos, y la matriz de priorización de actividades, es recomendable ejecutar dichas actividades del plan durante un periodo máximo de 2 años para los componentes fondo, anillos 1,2,3,4,5 y las actividades para los anillos 6 y techo, máximo hasta en un periodo de 4 años.
- De acuerdo a los resultados obtenidos por la evaluación de integridad y el análisis de riesgos, es recomendable programar las actividades del plan de inspección o acción con menor tiempo recomendado por las dos metodologías.
- Es recomendable monitorear los sistemas de protección catódica en los tanques que tengan instalados este sistema, debido a que es un factor que puede afectar la degradación del fondo de los tanques si no es monitoreado frecuentemente.
- Las observaciones, especialmente de un cambio en la condición, así como todas las inspecciones realizadas deberán estar disponibles como información en bases de datos y ser documentadas e informadas a personal cualificado con el fin de llevar trazabilidad que apoyen a inspecciones basadas en riesgos ("RBI"), o un "fitness for service" ya sean por niveles I, II y III que soporten la integridad mecánica de los tanques o su aptitud para el servicio o evaluaciones adicionales.
- Es recomendable elaborar formatos adecuados para documentar la inspección, que sean manejados a través de Bases de Datos compatible con la plataforma como ("SAP" u otro). La gestión documental es una de las claves de éxito en la evaluación de tanques por condición, evaluación de integridad, estimación de vida útil remanente y análisis de riesgos.
- Es recomendable involucrar las altas gerencias de las empresas con el estado de sus activos y el manejo administrativo y logístico para que a través de las metodologías de valoración de riesgos se logre implementar las actividades de mitigación de una forma más óptima y fluida.

BIBLIOGRAFIA

- PHILIP E. Myers; Aboveground Storage Tanks, McGraw-Hill USA, 1997, Capitulo 1
- PULLARCOT, Sunil, Aboveground storage tanks. First edition. USA.: Taylor & Francis Group, LLC, 2015.
- BOB Long, Guide Storage Tanks And Equipment, professional engineering publishing 2003, chapter 12
- Manual de construcción y reparación de tanques (ECOPETROL S.A).
- PULLARCOT, Sunil, Aboveground storage tanks. First edition. USA.: Taylor & Francis Group, LLC, 2015.
- Pierre R, R. (2007). Corrosion, Inspection and Monitoring. Ontario, Canadá: John Wiley & Sons.
- Pierre. R, R. (1999). Handbook of Corrosion Engineering. Estados Unidos: Mc Graw Hill.
- MORA, Gutiérrez Luis Alberto. Mantenimiento. Planeación y ejecución y control. Primera Edición, México, 2009
- PAS55:2008 Asset Management. Part 1: Specification for the optimized management of physical assets
- API RP 575 Inspection practices for atmospheric and low-pressure storage tanks, 3 ed. April 2014
- API RP 571 American Petroleum Institute (API). (2011). Damage Mechanisms Affecting fixed Equipment in the Refining Industry. American Petroleum Institute.
- API RP 580. Risk Based Inspection. 2016.
- API RP 581. Risk-Based Inspection Technology. 2016.
- API STD 650: Welded tanks for oil storage, 12 ed. September 2014
- API RP 651 Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks
- API RP 652 Linings of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms
- API STD 653: Tank Inspection, repair, alteration and reconstruction, 5 ed. November 2014,
- API STD 2015 Requirements for Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks
- API RP 2016, Guidelines and Procedures for Entering and Cleaning Petroleum Storage Tanks
- ASME SECTION V Nondestructive Examination

INFOGRAFIA

Referencias

Aboveground storage tanks. Editorial CRC Press.2015. Sunil Pullarcot. (s.f.).

Tanque almacenamiento (s.l.) [On line] (s.f.) [Consultado el 18 de febrero de 2015.]. Disponible en internet en: <http://www.disaster-info.net/desplazados/documentos/saneamiento01/1/05tanal.htm>

RELIARISK Integridad Mecánica (s.l.) [On line] (s.f.) [Consultado el 18 de febrero de 2015.]. Disponible en internet en: [http://www.reliarisk.com/r2m/mariangela/\(Microsoft%20Word%20-%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc\).pdf](http://www.reliarisk.com/r2m/mariangela/(Microsoft%20Word%20-%20Inspecci_363n%20Basada%20en%20Riesgo%20_IBR_-Contenido.doc).pdf)

REMOTTI Marcelo. American Petroleum Institute (s.l.) [On line] (s.f.) [Consultado el 18 de febrero de 2015.]. Disponible en internet en: http://www.cnh.gob.mx/_docs/eventos_cnh/presentacion_2_1130_1200_normas_api_cnh.pdf

SISBIB Inspección Basada en Riesgo (s.l.) [On line] (s.f.) [Consultado el 18 de febrero de 2015.]. Disponible en internet en: http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/publicaciones/geologia/v13_n26/pdf2/a05v13n26.pdf

SISTENDCA. Ensayos no Destructivos (s.l.) [On line] (s.f.) [Consultado el 18 de febrero de 2015.]. Disponible en internet en: <http://www.sistendca.com/DOCUMENTOS/Manual%20Introduccion%20a%20los%20END.pdf>

SLIDESHARE. Bases de diseño opcional para tanques pequeños (s.l.) [On line] (s.f.) [Consultado el 18 de febrero de 2015.]. Disponible en internet en: <http://es.slideshare.net/wioc78/api-650enespanol>