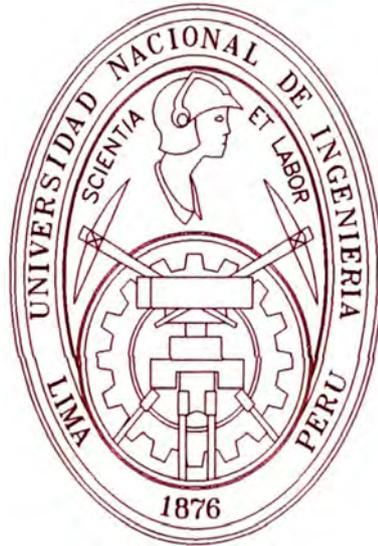


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**PLAN DE INSPECCION BASADO EN RIESGO PARA
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE
HIDROCARBUROS**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO**

MARCO ANTONIO YURIVILCA POMA

PROMOCION 2006-I

LIMA-PERU

2010

PROLOGO

El presente informe de suficiencia desarrollará el estudio del riesgo asociado a cada uno de los tanques que componen el patio de almacenamiento de una Refinería de Petróleo siguiendo la metodología descrita en "Technical Module Aboveground Storage Tanks" de la DET NORSKE VERITAS y teniendo como referencia los estándares API 580 y API 581, así como otros estándares asociados tales como el API 650 y API 653.

Capítulo I: este capítulo inicial describe las bondades del informe de suficiencia como lo son los antecedentes, el planteamiento del problema, objetivos (generales y específicos), justificación, alcance y limitaciones.

Capítulo II: en este capítulo encontrará el desarrollo del marco teórico de los aspectos constructivos de tanques de almacenamiento, relevantes para el fin del estudio.

Capítulo III: en este capítulo se describirá los principales tipos de falla relacionados a los tanques de almacenamiento, los cuales servirán de base para formar un criterio a emplear durante el estudio.

Capítulo IV: en este capítulo se desarrollará algunos aspectos teóricos sobre las técnicas de inspección existentes y aplicables en tanques de almacenamiento.

Capítulo V: en este capítulo se describen los fundamentos en los cuales se basa la metodología de Inspección Basada en Riesgo,

Capítulo VI: este capítulo trata de forma histórica sobre la evolución de la inspección de los tanques de almacenamiento.

Capítulo VIII: en este capítulo se desarrolla la primera parte del estudio de riesgo que viene a ser el Análisis Cualitativo del riesgo asociado a cada equipo.

Capítulo IX: en este capítulo se desarrolla el análisis de riesgo cuantitativo asociado a los equipos seleccionados en el análisis previo.

Capítulo X: en este capítulo se entrega el resultado del estudio realizado, es decir se describe el Plan de Inspección Basado en Riesgo.

INDICE

PROLOGO	01
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	03
1.1 ANTECEDENTES	03
1.2 OBJETIVOS	05
1.3 ALCANCE	05
CAPITULO II: TANQUES DE ALMACENAMIENTO	07
2.1 GENERALIDADES	07
2.2 TIPOS DE TANQUES	07
CAPITULO III: TIPOS DE FALLAS EN TANQUES	13
3.1 CORROSION EXTERNA	13
3.2 CORROSION INTERNA	16
CAPITULO IV: TECNICAS DE INSPECCION DE TANQUES	20
4.1 ENSAYO MECANICO-VISUAL	21
4.2 ENSAYO POR LIQUIDOS PENETRANTES	24
4.3 ENSAYO POR PARTICULAS MAGNETICAS	26
4.4 ENSAYO POR ULTRASONIDO	29
4.5 EMISION ACUSTICA	36
4.6 PERDIDA DE FLUJO MAGNETICO	40

CAPITULO V: INSPECCION BASADA EN RIESGO	41
5.1 ASPECTOS NORMATIVOS	42
5.2 IMPLEMENTACION DEL SISTEMA BASADO EN RIESGO	43
CAPITULO VI: LA INSPECCION DE TANQUES DE PETROLEO	45
6.1 ISPECCION EN PARADAS	46
6.2 INSPECCION A TIEMPO FIJO	47
6.3 INSPECCION BASADA EN CONDICION	48
6.4 INSPECCION BASADA EN RIESGO	51
CAPITULO VII: METODOLOGIA API 581 PARA ANALISIS DE RIESGO	52
7.1 PLAN DE INSPECCION: CONSIDERACIONES	53
CAPITULO VIII: ANALISIS DE RIESGO CUALITATIVO	56
CAPITULO IX: ANALISIS DE RIESGO CUANTITATIVO	65
9.1 ANALISIS DE FRECUENCIAS DE FALLA	65
9.2 ANALISIS DE CONSECUENCIAS DE FALLA	86
9.3 CALCULO DEL RIESGO	94
CAPITULO X: PLAN DE INSPECCION BASADO EN RIESGO	98
CONCLUSIONES	107
RECOMENDACIONES	110
BIBLIOGRAFIA	112
ANEXOS	113

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

La planta industrial materia de estudio es una Refinería de petróleo ubicada en Lima, tiene 40 años de antigüedad y cuenta dentro de sus instalaciones con 94 tanques de almacenamiento de petróleo y productos derivados.

Los tanques con que cuenta esta Planta tienen capacidades de almacenamiento que varían entre 2000 BBL (22.1 m³) y 144000 BBL (1591.6 m³); estos tanques se pueden clasificar según el producto que almacenan, ya sean productos sin procesar (crudo), productos semi-elaborados (residuales, gasóleos) o productos terminados (gasolina, kerosene, turbo A1, diesel, etc.).

De acuerdo a su configuración mecánica, se tienen tanques de tres tipos: Tipo techo fijo, techo fijo con sábana flotante interior y techo flotante. Algunos tanques son de construcción rusa (según norma GOST) y otros de construcción japonesa o nacional (según norma API) y se encuentran distribuidos en distintas zonas geográficas del complejo industrial.

Operativamente, los tanques del complejo cumplen con distintas funciones, estas funciones pueden ser: Alimentación a planta, almacenamiento de productos intermedios para preparación o mezclas y almacenamiento de productos terminados (certificados) para venta.

En la actualidad y desde hace mucho tiempo, el programa de inspección de los tanques de planta contempla frecuencias basadas en la condición de tiempo de operación de cada equipo en función del producto que almacenan. Las técnicas de inspección normalmente empleadas en estos casos básicamente son la inspección visual (incluye verificación dimensional y uso de instrumentos manuales), medición de espesores por ultrasonido y el escaneo de las planchas con ondas electromagnéticas de baja frecuencia.

De la experiencia acumulada en todo este tiempo, el estado del arte de la inspección de los tanques, principalmente de los fondos de estos, por su concepción, resulta ser menos efectivo que lo deseado por la Cía. en el marco de la globalización y la competitividad del negocio en que se desenvuelve. Esto debido entre otras razones a que se han venido registrando fallas imprevistas en algunos equipos, lo cual genera costos excesivos no presupuestados y demanda mayores recursos para la ejecución de los trabajos de reparación.

En ese sentido, con la finalidad de mejorar la confiabilidad de los equipos, garantizar la operación segura de las instalaciones, elevar la productividad de los equipos y hacer más competitiva la operación, es necesario plantear

un nuevo enfoque para la elaboración de los planes de inspección y mantenimiento preventivo de estos equipos que nos permita optimizar el uso de los recursos destinados a la inspección asignando actividades en función de la criticidad de cada equipo y el riesgo asociado a una falla de este.

Como metodología para la ejecución del estudio se aplicará la metodología descrita en el "Technical Module Aboveground Storage Tanks" de la DET NORSKE VERITAS y teniendo como referencia los estándares API 580 y API 581, así como otros estándares asociados tales como el API 650 y API 653. La metodología que emplea el API 581 contempla dos fase del estudio, una primera fase donde se efectúa el análisis cualitativo donde se define el nivel de riesgo asociado a cada grupo de tanques y otra donde se efectúa el análisis cuantitativo para determinar las acciones a desarrollar y las frecuencias de estas según los posibles modos de falla a los que pueda estar sometido cada equipo.

1.2 OBJETIVOS

Elaborar un estudio basado en las condiciones de riesgo asociado a cada equipo comprendido en este proyecto plantear un nuevo Plan de Inspección que tenga como característica la asignación de actividades de inspección a cada equipo según el riesgo que representa la falla de este.

1.3 ALCANCE

Elaborar un estudio basado en las condiciones de riesgo asociado a cada equipo comprendido en este proyecto plantear un nuevo Plan de Inspección

que tenga como característica la asignación de actividades de inspección a cada equipo según el riesgo que representa la falla de este.

CAPITULO II

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

2.1 GENERALIDADES

La expansión de la industria petrolera en nuestro país ha exigido la construcción de tanques de almacenamiento atmosférico tipo cilíndrico, en los que se reciben los diferentes productos derivados del petróleo así como las materias primas que se procesan en refinerías o complejos petroquímicos, requiriendo de una avanzada tecnología que permita garantizar una operación confiable, eficiente y segura durante el tiempo de servicio para el cual ha sido diseñado.

Para lograr lo anterior se requiere que el diseño, montaje y mantenimiento de estos equipos cumplan las normas y códigos aplicables que permita llevar un control de la integridad de los tanques de almacenamiento que asegure el correcto funcionamiento durante su vida útil.

2.2 TIPOS DE TANQUES

Los tanques de almacenamiento se usan para contener en su interior algún producto o materia prima durante un tiempo determinado hasta que sean comercializados o procesados. Los tanques de almacenamiento se clasifican en:

- **Tanques cilíndricos horizontales**
- **Tanques cilíndricos verticales**

Los tanques cilíndricos horizontales se usan generalmente para volúmenes bajos, debido a que presentan fallas por corte y/o flexión. Este tipo de tanques no serán estudiados en este informe.

Los tanques cilíndricos verticales permiten almacenar grandes cantidades de producto a bajo costo con la limitación de que sólo se pueden emplear a presiones atmosféricas o sometidas a presiones internas relativamente pequeñas.

Este tipo de tanques se clasifican en:

2.2.1 Tanques de Techo Fijo.

Se emplean para almacenar productos no volátiles o de bajo contenido de compuestos ligeros como son: Diesel, residuales, asfaltos, etc. Debido a que al disminuir el nivel del líquido en el interior del tanque, se va generando una masa de aire por encima del nivel del líquido que facilita la evaporación del fluido, lo cual es muy peligroso.

Este tipo de tanques generalmente tiene un fondo plano, un cuerpo cilíndrico y un techo cuya forma depende del diseño establecido. Estos tanques pueden clasificarse por el tipo de techo que tienen, como sigue:

- a) **Tanques con techo soportado**, los cuales cuentan con una estructura interna de suptación del techo, compuesta por vigas, columnas y arriostres. Este tipo de techo normalmente tiene forma cónica.

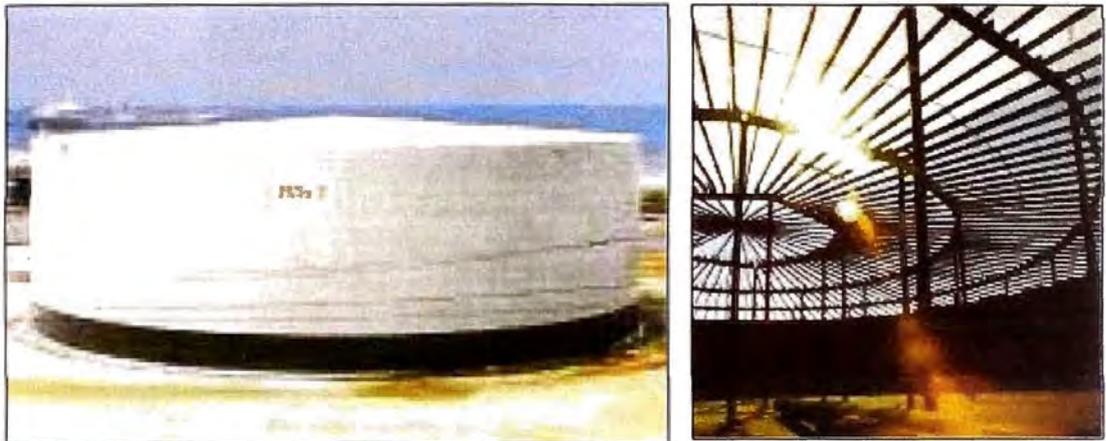


Figura 2.1 – Tanques de techo fijo soportado

- b) **Tanques con techo auto soportado**. Tiene forma de un casquete esférico, y está formado por segmentos de planchas curvadas y unidas de tal forma que se convierten en una estructura auto soportada. También cuentan con vigas de refuerzo del techo pero que en este caso no se apoyan en el piso a través de columnas sino que descansan sobre el cilindro del tanque.



Figura 2.2 – Tanques de techo auto soportado

2.2.2 Tanques de Techo Fijo con membrana flotante interior.

Son del tipo techo fijo, generalmente auto-soportados, y llevan en su interior una membrana flexible que flota sobre el líquido reduciendo su evaporación. Se usa para productos de alta presión de vapor.



Figura 2.3 – Membrana interior para tanques de techo fijo

2.2.3 Tanques de Techo Flotante.

Este tipo de tanque se emplea para almacenar líquidos con alto contenido de volátiles como la gasolina por ejemplo. Su diseño responde a la necesidad de reducir pérdidas mediante la eliminación de la cámara de vapores sobre el líquido y por ende la evaporación del producto.

El fondo y el cuerpo de estos tanques se construyen igual que los de techo fijo. En cambio el techo se construye para que flote sobre el líquido deslizándose dentro del tanque y siguiendo al líquido en los distintos niveles. Un sello especial entre el techo y el cuerpo del tanque asegura la estanqueidad del recipiente.



Figura 2.4 – Tanques de techo flotante

2.2.4 Tanques sin Techo.

Son empleados para productos de poca peligrosidad o importancia, como es el caso del agua. Solamente cuentan con un fondo plano y un cuerpo cilíndrico.

CAPITULO III

TIPOS DE FALLAS EN TANQUES

Uno de los principales modos de falla en los tanques es el que se da debido a la corrosión, ya sea debido al medio ambiente o al producto almacenado.

La corrosión es un proceso electroquímico y, por lo mismo, asume la presencia de agua en alguna forma. En el caso de los tanques de almacenamiento, se tiene dos fuentes de agua muy bien identificadas, el medio ambiente y el producto almacenado. Es por esto que a fin de estudiar los fenómenos de corrosión que se dan en tanques de almacenamiento, clasificaremos los mecanismos de corrosión como, corrosión externa y corrosión interna.

3.1 CORROSIÓN EXTERNA

Es ampliamente conocido que los tanques de almacenamiento cuentan en su gran mayoría con un recubrimiento exterior (en techo y cuerpo) que evita que estas partes estén sometidas a los efectos corrosivos del medio ambiente. Por este motivo el mecanismo de corrosión que se abordará en este punto es al que está sometido el fondo del tanque al estar en contacto con el suelo o base del tanque. Dentro de los procesos corrosivos que se dan en el fondo de un tanque está el conocido como corrosión por aireación diferencial y la corrosión por cloruros del terreno.

3.1.1 Corrosión por Aireación Diferencial

Es aquella que se debe a la diferencia de potencial electroquímico que se produce entre dos piezas del mismo metal cuando una de estas presenta mayor concentración de oxígeno en su superficie que la segunda pieza. Como consecuencia de la diferencia de oxígeno derivada de la aireación diferencial mencionada, la parte menos oxigenada actuará como ánodo, y la más oxigenada como cátodo, generándose un flujo electrónico unidireccional provocado por la diferencia de potencial electroquímico existente entre la zona anódica y la zona catódica, con la consecuente corrosión en la zona anódica.

3.1.2 Corrosión por Cloruros del Terreno

Este proceso corrosivo, al igual que la gran mayoría, tiene sus causas principales en la diferencia de concentraciones de oxígeno y humedad presentes en distintas áreas del fondo del tanque. Sin embargo, la existencia de una alta concentración de cloruros libres en el medio actúa como desencadenante y acelerador del proceso, tornándolo más agresivo.

Los iones cloruro son capaces de "romper" el film pasivante que se forma de la oxidación de la superficie del acero y dejarlo sin protección, dado que forman un compuesto soluble, el cloruro ferroso (FeCl_2) con los óxidos de hierro que constituyen el film. Una vez que se ha perdido la pasivación, el acero es susceptible de corroerse si están presentes todos los elementos necesarios: oxígeno, humedad y un medio (el hormigón) de baja resistividad eléctrica.

3.1.3 Corrosión por Picado

El ataque por picado (del inglés "pitting") es una forma de corrosión extremadamente localizada que produce cavidades (pits) en el metal. Estas cavidades pueden estar aisladas o próximas entre si, dando a la superficie un aspecto rugoso (Fig. 1). El picado es una de las formas más destructivas e insidiosas de corrosión, y produce la perforación de equipos con sólo una pequeña pérdida de peso. Se presenta como un ataque muy intenso en áreas del orden de los milímetros cuadrados, en tanto que el resto del material permanece pasivo. La velocidad del ataque en la picadura puede ser de 30.000 a 1 millón de veces mayor que en el resto de la superficie. Se ha observado, dentro de las picaduras densidades de corriente 0,1 a 10 A/cm², en tanto que en la superficie pasiva, en el exterior de la picadura, la densidad de corriente no supera los microamperios por centímetro cuadrado.

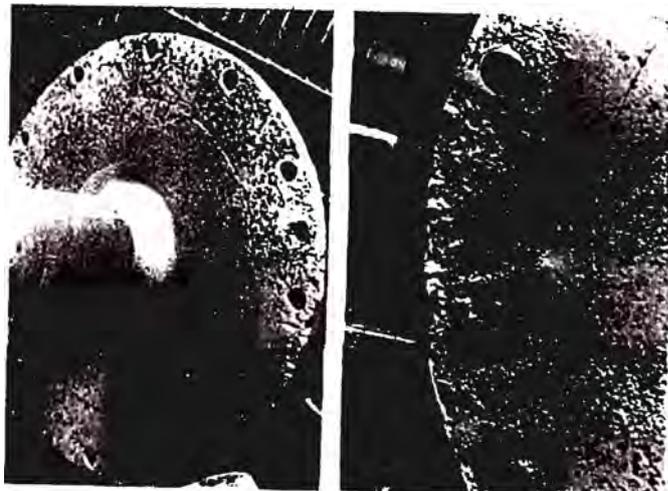


Figura 3.1 – Corrosión por picadura

El picado es un tipo de corrosión frecuentemente observado. Algunas formas de picados son objeto de la experiencia diaria: las picaduras de ollas de aluminio y el picado de cañerías de acero que conducen agua potable, El picado se presenta en muchos metales toles como hierro, níquel, magnesio, cobre, circonio, estaño, titanio, tantalio, cadmio, etc, como así también sobre aleaciones de gran importancia tal como el acero inoxidable.

Para que ocurra el picado se necesita que el medio contenga ciertos aniones que suelen clasificarse como "agresivos". El anión que aparece con más frecuencia como el causante de picado es cloruro. Esto se debe a su amplia distribución en la naturaleza. Sin embargo, también causan picado otros aniones, como bromuro, yoduro, perclorato, etc. Aún ciertos aniones en apariencia no agresivos producen picado. Por ejemplo, el aluminio presenta picado en nitratos y en sulfocianuros, y el hierro puede mostrar picado en sulfatos. En general se observa que los iones agresivos son aniones de ácidos fuertes. Como se verá más adelante, esto está relacionado con el mecanismo del proceso de picado.

3.2 CORROSION INTERNA

En el caso de los mecanismos de corrosión interna, estos tienen que ver principalmente con el comportamiento del líquido almacenado. Es así que en el manejo de hidrocarburos, la corrosión sólo toma lugar ante la presencia de agua como contaminante del hidrocarburo. La presencia de agua puede presentar diversas formas: como una fase separada, como

gotas en una mezcla agua-aceite o como una película delgada de agua sobre el acero. Los principales efectos corrosivos asociados al agua de crudo se explican a partir de especies agresivas como son el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S). Ambas especies actúan como catalizadores de las reacciones de corrosión, es decir, facilitan las reacciones de oxidación del acero y de reducción de hidrógeno y oxígeno del agua. Además, en los tanques de almacenamiento de hidrocarburos el problema se puede ver agravado por la presencia de otros agentes agresivos como el oxígeno, la acción de bacterias y el alto contenido de cloruros que hacen inestables los productos de corrosión que podrían actuar como barreras protectoras.

La corrosión interior de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos se puede dividir en tres zonas: (a) el techo del tanque, (b) la pared y (c) el fondo. En el caso del techo o domo del tanque, la corrosión se genera en el espacio entre éste y la fase de hidrocarburo y tiene su origen en un mecanismo de condensación del agua en forma de una película delgada de la misma, en la que se disuelven y actúan los agentes agresivos. En el caso de la pared del tanque, ocurre por el contacto de la fase acuosa contenida en el crudo en forma de gotas; este proceso generalmente es mitigado por el crudo mismo, que forma una fase continua que dificulta el mojado de la pared por el agua. Un caso muy diferente es el del fondo del tanque que es mojado directamente por la fase acuosa por períodos prolongados de tiempo, en tanto el agua es drenada.

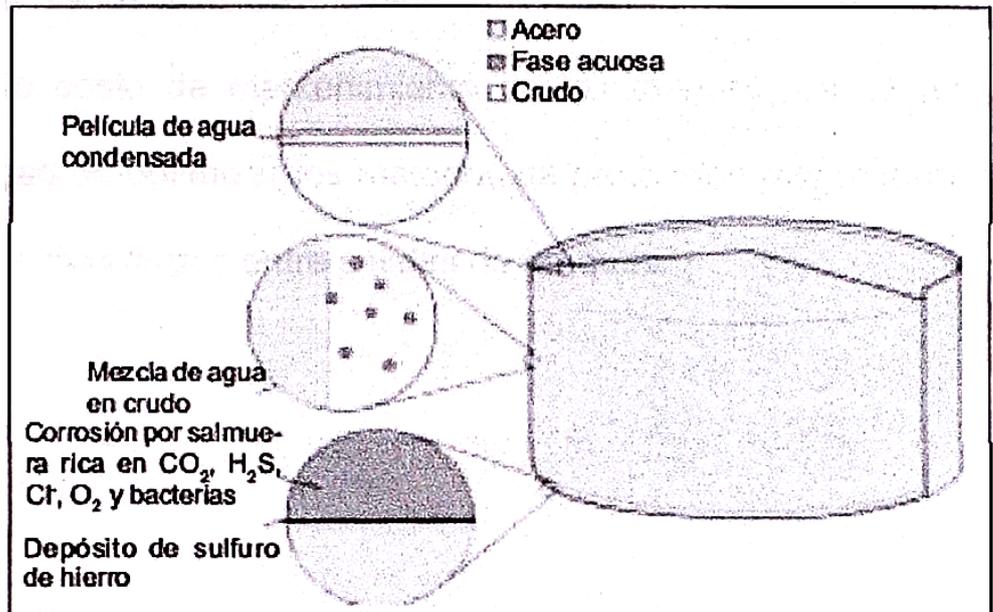


Figura 3.2 – Mecanismo de corrosión interna en tanques

Las principales formas de control de corrosión en tanques de almacenamiento consisten en aplicar barreras protectoras, es decir recubrimientos, que aíslan al acero del medio acuoso. Al envejecer, los recubrimientos desarrollan defectos, siendo éstos sitios susceptibles de corrosión cuya gravedad radica en la función de la agresividad natural del agua de crudo. Una estrategia de control de la corrosión adicional consiste en el drenado periódico de agua de los tanques, sin embargo, existe la preocupación de que el sistema de protección catódica se impregne de crudo al retirarse el agua y bajar el hidrocarburo hasta el fondo.

Hoy en día no se cuenta con métodos de inspección que permitan determinar el estado del fondo del tanque por lo que típicamente se retiran de operación cada 5 años. Si se consideran las dimensiones de los 14 tanques de almacenamiento de la TMDB (80 m de diámetro y 14

m de alto) y los altos costos del vaciado, la interrupción de la operación y el alto costo de mantenimiento de los tanques, se comprende la necesidad de optimizar los métodos de protección que redundarían en periodos más largos entre salidas de tanques.

CAPITULO IV

TECNICAS DE INSPECCION DE TANQUES

Desde hace mucho tiempo la inspección de los tanques se ha venido efectuando empleando técnicas tradicionales de END y la inspección visual.

Por lo general se prefieren los ensayos no destructivos (NDT, por sus siglas en inglés) a los destructivos. Incluso si una pieza pudiese ser compuesta y vuelta a poner en servicio después de un ensayo destructivo, como se hacía comúnmente hace algunos años en el caso de la perforación y verificación de las paredes de los tanques de almacenamiento, el equipo tenía que ser parado y vaciado de los fluidos de proceso antes de que el ensayo pudiese comenzar. El ensayo no destructivo permite la inspección mientras el equipo está en uso o en operación, y no se necesitan reparaciones luego de la inspección.

Una aplicación adecuada de un ensayo no destructivo puede ayudar a la Empresa a lograr varios objetivos importantes:

- Menos oportunidades de que el personal pueda lastimarse.
- Menores costos de mantenimiento.
- Menores costos de operación.
- Mejor y más uniforme calidad del producto.

- Productividad aumentada.

En los últimos 30 años, el mayor uso de las técnicas de NDT y el progreso de las mismas han contribuido a aumentar el tiempo promedio entre las principales paradas de mantenimiento de las unidades de proceso de las refinerías de uno a tres años.

Si bien se han desarrollado docenas de técnicas no destructivas a través de los años, esta sección se ocupará sólo de aquellas que han resultado útiles o muestran un buen potencial para ser usadas en el monitoreo de los fenómenos de corrosión en la industria petrolera.

Se considerarán primero los principios de las técnicas y luego se tratará la aplicación de la técnica en la detección y monitoreo de la corrosión. Se tratarán las ventajas y desventajas del método y la experiencia de la Empresa se incluirá cuando se estime conveniente.

4.1 ENSAYO MECANICO - VISUAL

La inspección visual es el método más comúnmente usado para examinar los daños por corrosión en el equipo y seguirá siendo una herramienta indispensable para la inspección.

Como rutina, los tanques se controlan a fin de detectar señales externas de filtración; se dejan agujeros testigos en las chapas de refuerzo para que las filtraciones que de otra manera no podrían detectarse se observen con facilidad; con frecuencia, las cañerías o recipientes tienen manchas de

óxido, aislación defectuosa, abollada o agrietada y puntos calientes que indican daño por corrosión. La inspección de la parte externa de los recipientes o cañerías puede revelar corrosión excesiva y detectar áreas donde se necesitan mediciones de espesor.

Una inspección visual efectiva requiera una buena limpieza de la superficie. Puede ser necesario limpiar con un cepillo de alambre o descascarador para eliminar la cascarilla que enmascara la condición de la superficie de un componente.

La observación a simple vista es una herramienta de inspección limitada por dos razones principales. En primer lugar, muchos sitios que requieren inspección no son accesibles, como el diámetro interior de las tuberías pequeñas. En segundo lugar, en muchas instancias, el ojo no puede brindar una evaluación cuantitativa adecuada de la extensión del daño por corrosión. Para compensar esto, se han desarrollado muchos instrumentos que ayudan a la inspección visual de los lugares menos accesibles y se usan dispositivos de medición mecánicos para medir con precisión el daño por corrosión. A continuación se tratan varios de los instrumentos más comunes usados para ayudar a la inspección visual.

a) Instrumentos visuales

Se han desarrollado muchas herramientas para la inspección de los lugares menos accesibles. Los instrumentos visuales van desde los simples (espejos, lupas) hasta los complejos (televisión, telescopios, introskopios y aparatos de fibra óptica).

El uso de tal equipamiento es tan variado como los equipos mismos. Los espejos y lupas son herramientas de inspección de uso común para examinar alrededor de ángulos y a través de pequeñas aberturas. Varias refinerías usan telescopios para inspeccionar las puntas de las llamas desde el suelo. También se han usado para este propósito binoculares desde un helicóptero.

La televisión ha sido usada por largo tiempo como una ayuda para la inspección. En la década del 70, la Refinería El Segundo usó un circuito cerrado de televisión para inspeccionar el revestimiento de un pozo de agua. El Segundo usa ahora una técnica similar para la inspección de tambores de coque. Una cámara de video que se hace bajar por los tambores inspecciona el descamado del revestimiento y otros problemas. El uso de una videocámara evita tener que construir andamios en los tambores, reduciendo los costos de inspección.

b) Dispositivos mecánicos de medición

La inspección visual por sí sola no brinda la información cuantitativa necesaria para tomar decisiones de mantenimiento. Por lo tanto, como apoyo de la inspección visual, se han desarrollado los dispositivos mecánicos de medición, muchos de los cuales son manuales.

Las balanzas y cintas de medición son aparatos auxiliares de inspección. Los calibres, dispuestos de modo tal que se ajusten a las bridas, accesorios, válvulas y cabezales de horno, pueden medir los espesores de paredes. Existen calibres especiales para medir tanto el diámetro interno como el

externo de las cañerías. Tales calibres son útiles para detectar la corrosión general o localizada alrededor de toda la circunferencia de los tubos o revestimientos. Sin embargo, se debe eliminar minuciosamente los depósitos y la cascarilla de la superficie para que se puedan tomar medidas precisas.

Se han usado micrómetros para hacer mediciones exactas de espesores, y se han desarrollado manómetros de profundidad de picaduras para medir la corrosión no uniforme. Todas estas herramientas pueden ayudar a cuantificar las observaciones realizadas durante la inspección visual, dando información más precisa sobre el alcance de la corrosión general y localizada.

4.2 ENSAYO POR LIQUIDOS PENETRANTES (LP)

Los ensayos con líquido penetrante pueden usarse tanto en aleaciones ferrosas como no ferrosas. Estos ensayos se basan en la técnica de “aceite” y “blanqueo” que alguna vez tuvo gran uso en los talleres de máquinas ferroviarias. En este método, las piezas eran cubiertas con kerosén, se las dejaba impregnar, se las secaba y se las espolvoreaba con caliza finamente picada. Si había fisuras, el kerosén manchaba el polvo, produciendo indicaciones visibles.

A medida que pasaron los años, la técnica fue mejorada de varias maneras. La visibilidad de las indicaciones, por ejemplo, ha sido considerablemente mejorada agregando tinturas rojas brillantes a los aceites penetrantes. Hoy, también se agregan fluorescentes a los aceites para que las indicaciones

brillen cuando las piezas revestidas son observadas bajo luz "negra" o casi ultravioleta.

Los métodos de tinción penetrante (Dyckek de Turco, Spotcheck de Magnaflux, etc.) y los penetrantes fluorescentes (Zyglo, etc.) dependen de la acción capilar para llevar el líquido penetrante hacia las fisuras o fallas de la superficie en la parte que se ha limpiado minuciosamente. El exceso de líquido penetrante es luego eliminado de la pieza mediante lavado y se aplica un revelador. El revelador actúa como un papel secante para extraer el líquido penetrante de la fisura. La inspección se lleva a cabo observando la pieza para detectar contraste de color entre el líquido penetrante extraído y la superficie de fondo del revelador. Esto se hace con luz blanca para la tinción roja visible o bajo luz "negra" (casi ultravioleta) para las tinturas fluorescentes.

Tanto las tinturas penetrantes como los fluorescentes penetrantes están disponibles en tres tipos diferentes según la manera en que se elimina el exceso de líquido penetrante. Estos son:

- Líquidos penetrantes lavables con agua.
- Líquidos penetrantes que se eliminan con solvente.
- Líquidos penetrantes post-emulsificables.

Es posible obtener a bajo costo equipos completos de inspección que contienen aerosoles con líquido limpiador, líquido penetrante y revelador.

También existen equipos de líquido penetrante para inspecciones a alta temperatura.

Para que una inspección con líquido penetrante sea efectiva, la superficie que se va a probar debe estar limpia y libre de cascarilla (lo que puede requerir cepillado con cepillo de alambre, amolado o chorreo abrasivo), y se debe asignar un tiempo adecuado de penetración al líquido. El tiempo de penetración está estrechamente ligado a la temperatura, y se debe asignar un tiempo de penetración adicional a temperaturas más bajas. Para una penetración óptima, debe alcanzarse una temperatura de superficie de aproximadamente 120 °F, posiblemente mediante la aplicación de agua caliente antes del ensayo.

Se ha mostrado que la inspección con líquido penetrante es menos sensible para detectar fisuras herméticas o fisuras que contienen cascarilla de óxido (como las fisuras producidas por corrosión bajo tensiones inducida por carbonato en los sistemas de productos de cabeza de las FCC) que la inspección por partículas magnéticas, que se trata a continuación. Además, las superficies muy picadas no pueden ser efectivamente controladas con tinte. El líquido penetrante tiende a juntarse en las picaduras, enmascarando las fisuras.

4.3 ENSAYO POR PARTICULAS MAGNETICAS (MT)

La inspección con partículas magnéticas puede ser usada en materiales ferromagnéticos como el acero al carbono y los aceros de Cr-Mo. No puede usarse para probar materiales que no puedan ser magnetizados, como los

aceros inoxidables austeníticos, el cobre, el bronce, el latón, el titanio, el aluminio o el plomo.

El ensayo consiste en tres operaciones básicas:

- a) Establecer un campo magnético adecuado en el objeto de prueba.
- b) Aplicar partículas magnéticas a la superficie del objeto de prueba.
- c) Examinar la superficie del objeto de prueba para detectar acumulaciones de partículas (indicaciones) y evaluar la utilidad del objeto de prueba.

Un campo magnético adecuado puede ser inducido en una pieza por una variedad de métodos, incluyendo un imán recto o culata, o corriente eléctrica que usan puntas de contacto, placas de contacto o una bobina. Una fisura u otra discontinuidad en la superficie causan una pérdida de flujo eléctrico, lo que establece un campo magnético local.

Las partículas magnéticas aplicadas para probar la superficie se reunirán en el campo magnético local en la discontinuidad y revelarán su forma y tamaño.

Debe observarse que las fisuras se muestran mejor cuando están en ángulos rectos a las líneas de fuerza magnética. Las líneas de fuerza magnética están, a su vez, en ángulos rectos con el flujo de corriente de modo que para el trabajo de detección de fisuras, la fisura debe estar orientada en la dirección del flujo de corriente. En la práctica, una pieza debe ser siempre examinada en dos direcciones —es decir, el campo magnético debe ser inducido en dos direcciones a 90 grados para

asegurarse de que los defectos sean inspeccionados de manera adecuada.

Normalmente, esto se hace rotando la culata 90 grados.

Los dos métodos básicos de ensayos con partículas magnéticas son los métodos húmedo y seco.

a) Método húmedo. Las partículas magnéticas están suspendidas en aceite o agua. Las partículas pueden verse negras o rojas, o pueden ser fluorescentes para ser examinadas bajo luz "negra" (casi ultravioleta) (por ejemplo, Magnaglo) que brinda mayor sensibilidad para detectar las fisuras finas.

b) Método seco. No hay un vehículo líquido. Se dispone de polvos secos negros, rojos o blancos para dar contraste a la parte que se está inspeccionando.

La inspección con partículas magnéticas fluorescentes húmedas (WFMT) ha resultado ser el método más eficaz para detectar las fisuras por corrosión bajo tensiones cuando se necesita óptima sensibilidad. La técnica es especialmente útil en columnas y recipientes donde está oscuro, como la luz negra, que se usa para resaltar las fisuras; también sirve como fuente de luz.

Por lo general se prefiere la inspección con partículas magnéticas a la inspección con líquido penetrante. Sin embargo, debido a que esta técnica por lo general requiere más equipo que el PT y una fuente de energía

eléctrica, el uso del MT no es siempre práctico. Aunque la inspección con MT es más sensible que la inspección con líquido penetrante, la preparación de la superficie para eliminar la cascarilla y la suciedad sigue siendo importante. Las grietas herméticas y poco profundas no se manifestarán a menos que la superficie se limpie hasta lograr un acabado brillante mediante chorreo abrasivo, cepillado con cepillo de alambre o amolado. La inspección con MT está prevista para la inspección de superficie, pero frecuentemente detecta defectos que están apenas debajo de la superficie. Debido a esto el operador necesita interpretar los resultados con cuidado.

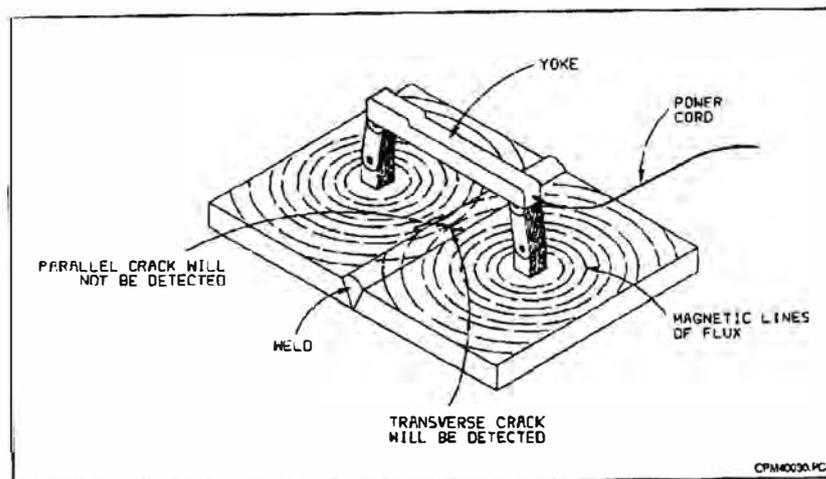


Figura 4.1 - Detección de fisuras usando ensayos de partículas magnéticas

4.4 ENSAYO POR ULTRASONIDO (UT)

El principio ultrasónico está basado en un fenómeno donde las ondas no sólo se reflejan en las interfaces del material, sino también en sus fallas internas (separaciones del material, inclusiones etc.). El sonido que recorre el material es reflejado por las interfaces y es detectado y analizado para determinar la presencia y localización de discontinuidades.

Medición de espesores y control de la pérdida de material por efecto de la corrosión en paredes de recipientes o tuberías.

El ultrasonido se define como la energía en una onda mecánica en el rango ultrasónico por encima de los 20.000 ciclos por segundo. Este sonido puede propagarse a través de la mayoría de los materiales. Para un ensayo no destructivo, las vibraciones ultrasónicas útiles están en el rango de frecuencia de 200.000 a 25.000.000 de ciclos por segundo (0,2 a 25 MHz) e incluso más alto.

Las ondas ultrasónicas son generadas por un dispositivo llamado transductor. Los transductores son cristales que exhiben un fenómeno conocido como "efecto piezoeléctrico", que transforma los pulsos eléctricos en vibraciones mecánicas y viceversa. Así, una tensión que fluctúe muy rápidamente hará que el transductor cambie de espesor y vibre a la misma frecuencia a la que la tensión fluctúa, produciendo una onda de sonido ultrasónico. El equipo ultrasónico usa instrumentos de ecos radáricos de distancia e incorpora circuitos electrónicos para la generación de señales eléctricas. Diversos tipos de transductores convierten a las señales eléctricas en vibraciones mecánicas (sonido) y, a la inversa, convierten los ecos sonoros en pulsos de tensión eléctrica. Un circuito adicional amplifica luego las señales débiles de retorno y las muestra en el dispositivo de lectura de datos. Este puede ser un osciloscopio de rayos catódicos (comúnmente llamado osciloscopio) o un medidor digital de espesores.

Para efectuar las pruebas, las vibraciones ultrasónicas del transductor son generalmente introducidas en el material a través de un agente acoplante como el aceite, la grasa, glicerina o agua. Dentro del material de prueba, las ondas ultrasónicas producidas por el transductor emisor son ondas “concentradas” que progresan casi como una columna, como la luz de una linterna. Estas ondas sonoras se reflejarán desde varios límites dentro de la pieza, en forma similar a la reflexión de los rayos de luz desde superficies reflectoras como los espejos. Estas ondas sonoras reflejadas vuelven al transductor, haciendo que éste vibre y envíe una señal eléctrica al instrumento. El tiempo total transcurrido desde que la señal eléctrica es enviada al transductor hasta que la señal reflejada es devuelta se mide en forma electrónica en un tubo de rayos catódicos. Esta medición se convierte empíricamente a espesor del material o bien distancia desde la superficie reflectora.

Se pueden usar cuatro tipos de ondas ultrasónicas en la inspección del metal: ondas longitudinales (haz recto), ondas transversales, ondas de superficie y ondas de placa. Los dos primeros tipos, haz recto y ondas transversales, son definitivamente las más comunes, y los temas siguientes se limitarán a ellas.

Las Figuras muestran esquemas de ondas ultrasónicas de haz recto y ondas transversales respectivamente. El UT de haz recto transmite un haz directo al material. Al detectar las reflexiones devueltas, es posible hallar el espesor de la pared o las fallas paralelas a la superficie. Un principio similar se aplica al UT de ondas transversales donde el haz sonoro es introducido

al material en ángulo. Por lo tanto, las fallas que no sean detectadas por el UT de haz recto, tales como los defectos o fisuras en soldaduras, las fisuras por fatiga o las fisuras por corrosión bajo tensiones pueden ser detectadas.

Las técnicas de ultrasonido comunes utilizan un método de inspección pulso-eco. En este método, se introducen estallidos cortos de energía ultrasónica dentro del componente que se está inspeccionando a intervalos regulares de tiempo. Se controla la cantidad de energía reflejada y la demora de tiempo entre la transmisión y la recepción (tiempo de vuelo). La información obtenida en dicha prueba puede ser mostrada de varias formas: A-scan, B-scan, C-scan o 3-D simulada. El ensayo A-scan ofrece una muestra cuantitativa de datos de intensidad y tiempo de vuelo obtenidos a partir de un solo punto del objeto que se prueba. Esta forma de presentación de datos es la que más se usa comúnmente y normalmente se la presenta en una pantalla de osciloscopio. El B-scan es una muestra cuantitativa de tiempo de vuelo versus la distancia obtenida a lo largo de una línea sobre la superficie del objeto de prueba y también se presenta normalmente en la pantalla de un osciloscopio. El C-scan agrega otro eje a la información del B-scan, exponiendo los datos del tiempo de vuelo sobre un área. Esta información es exhibida normalmente en un plotter X-Y o puede ser procesada por computadora para presentar la información en formato 3-D. Usando este formato, se pueden trazar perfiles completos de espesor o ubicaciones de los defectos dentro de una área dada de la superficie.

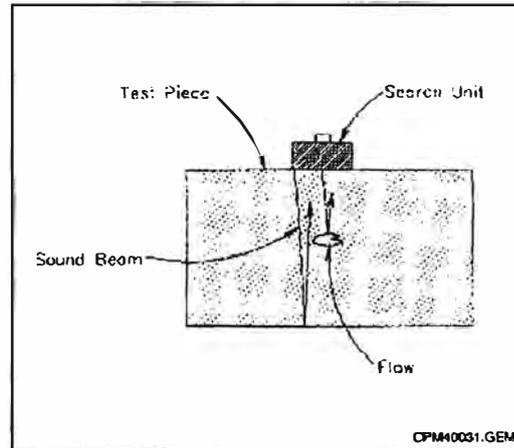


Figura 4.2 - UT de haz recto - Detección de fallas

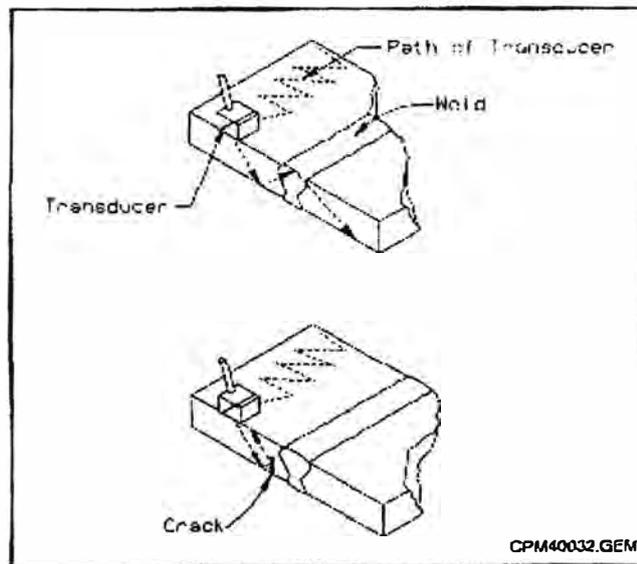


Figura 4.3 - UT de onda transversal - Detección de fisuras

a) Detección de corrosión general, picadura y ampollamiento

Se utiliza comúnmente el UT de haz recto para mediciones de espesor, y se lo utiliza ampliamente en toda la Empresa para la inspección manual de todas las clases de equipos. Se pueden obtener mediciones de espesor con rapidez y eficacia utilizando esta técnica, y así se puede controlar la corrosión general a través del tiempo.

Estas mediciones de espesor se realizan con frecuencia utilizando galgas digitales de espesores. Las galgas digitales de espesores utilizan UT pero presentan solamente un resumen de los datos de tiempo de vuelo (es decir, una lectura de espesor) sin información de la intensidad. Si bien estos dispositivos digitales ofrecen la ventaja de hacer mediciones muy rápidas y ser fáciles de usar, pueden ser engañados por discontinuidades de los materiales, por ejemplo el ampollamiento, dando en ocasiones resultados falsos. Tales dispositivos tampoco ofrecen información con respecto a la condición de las superficies de los componentes.

Alternativamente, se pueden utilizar instrumentos tipo osciloscopio con presentación del A-scan. Con los osciloscopios, se presentan en pantalla los datos de la intensidad reflejada y el tiempo de vuelo. Con frecuencia, la presentación A-scan puede detectar una superficie interna rugosa (picada) que causa una intensidad menor en la onda reflejada y una gran cantidad de ruido en los datos del tiempo de vuelo.

También puede utilizarse el UT para la detección de fallas y fisuras en los materiales. Sin embargo, ya que la mayoría de la fisuración inducida por proceso (con frecuencia corrosión bajo tensiones) se produce perpendicular a la superficie de un componente dado, el UT longitudinal no lo detecta con eficacia. Por lo tanto, se usa el UT de onda transversal para la detección y, potencialmente, para una medición exacta del tamaño de tales discontinuidades.

b) Detección de fallas:

El UT de onda transversal ha sido utilizado por mucho tiempo como herramienta para la inspección de soldaduras. Esta técnica es también muy útil para la detección de fisuración inducida en forma mecánica y por el proceso. A diferencia del UT de haz recto, una inspección eficaz por onda transversal requiere de un operador altamente capacitado. Sin embargo, si se lo interpreta y usa adecuadamente, el ensayo de onda transversal es el método preferido en muchos casos para detectar la fisuración inducida por proceso.

c) Medición del tamaño de la falla:

Además de detectar fisuras, se puede usar el UT de onda transversal como herramienta para medir el tamaño de las fisuras detectadas. Sin embargo, actualmente la medición del tamaño de las fisuras en las secciones delgadas y de las fisuras ramificadas no es confiable, mientras que las fallas en las secciones gruesas y las fisuras derechas son mucho más fáciles de medir.

Si bien el ultrasonido es una herramienta de inspección comprobada y extremadamente útil, tiene inconvenientes. Por ejemplo, los componentes rugosos, de forma irregular, muy pequeños o delgados, o no homogéneos son difíciles de inspeccionar. Las fallas se detectan sólo en la orientación del equipo UT y el UT de onda transversal requiere operadores altamente capacitados y de experiencia para que sea preciso. Además, son necesarios estándares de referencia tanto para las técnicas de haz recto como para las de onda transversal. Ninguna de estas técnicas normalmente ofrece un

registro permanente (copia sobre papel) respecto de la condición de los equipos que se están inspeccionando.

4.5 EMISION ACUSTICA (AE)

La emisión acústica es una técnica relativamente nueva que está creciendo rápidamente y muestra potencial para el uso en la industria del petróleo. Aunque la experiencia de la Empresa con la técnica es limitada, los equipos y técnicas más avanzados que utilizan AE pueden lograr que el método de control sea una herramienta útil en la detección de grietas en el equipo, particularmente en recipientes presurizados. La técnica ha sido utilizada con diverso éxito para detectar pérdidas en tanques, recipientes y cañerías, y se tratará en la siguiente sección sobre Ensayos de pérdidas.

A diferencia de los métodos más convencionales NDT, que detectan discontinuidades inyectando un haz de energía (rayos X, rayos gamma, ultrasonido, etc.) al material que está siendo inspeccionado, la AE involucra la detección de energía de deformación liberada que ha sido guardada inicialmente en un campo de tensión. A medida que las discontinuidades (o grietas) se inician o crecen en una estructura, emiten cortos estallidos de energía (ondas de tensión de alta frecuencia) llamadas "emisiones", tal como se observa en la Figura 8. Estas emisiones pueden detectarse con sensores (transductores) y puede evaluarse la fuente de las emisiones estudiando la fuerza, velocidad, y ubicación de las emisiones. En la actualidad sólo puede determinarse la ubicación aproximada de las fuentes de emisión y pueden utilizarse diversos métodos de análisis para facilitar la localización de la emisión.

- **Locación zonal**
 - La información de AE es grabada por cada sensor individualmente.
 - Se necesitan muchos sensores para reducir la localización de la fuente de emisión.
 - Es apropiada para los sistemas de tuberías.

- **Locación lineal**
 - Las emisiones están localizadas entre un par de sensores.

- **Locación Planar.**
 - Las emisiones son localizadas por triangulación y por tanto deben ser detectadas por tres o cuatro sensores.
 - Es apropiada para el monitoreo de reactores, recipientes y columnas.

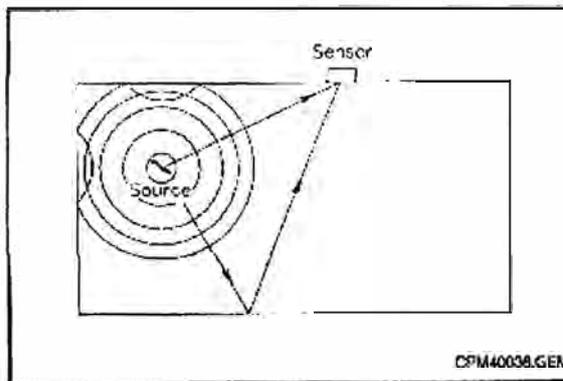


Figura 4.4 - Emisión acústica – onda acústica generada por el defecto

Las AE pueden utilizarse de dos modos. El primero es más común y confiable y se utiliza para la detección de fallas o fisuras. La tensión se aplica en el material de prueba mientras se monitorean las emisiones. La tensión aplicada no necesita alcanzar el límite elástico del material, porque

la deformación permanente local en las discontinuidades es lo que produce las emisiones que permiten que se detecten los defectos.

Esta técnica ha sido utilizada para monitorear los recipientes presurizados durante el control hidrostático o de verificación y durante la sobre presurización en operación donde es probable que los defectos se incrementen y sean detectados. Las tensiones termales, tales como las experimentadas durante el enfriamiento o puesta en marcha, también pueden producir emisiones detectables. El uso de AE durante tales ensayos permite que se controle la estructura en su totalidad para encontrar defectos durante un proceso de un solo paso, mientras que la mayoría de las otras técnicas NDT pueden controlar sólo una parte de la estructura a la vez.

A pesar de que la AE no revele el tipo de las discontinuidades detectadas ni su tamaño exacto, puede ayudar a localizar las áreas de problemas que luego pueden ser estudiadas más profundamente por medio del UT de onda transversal, inspección con partículas magnéticas, u otros métodos NDT.

El segundo uso potencial del AE es para el monitoreo continuo en operación de la fisuración por corrosión bajo tensiones o fisuración inducida por hidrógeno. Este método no aplica tensiones adicionales a la estructura.

Durante estos fenómenos de corrosión, se produce AE de alta frecuencia a medida que las fisuras se inician y crecen, y por lo tanto, existe el potencial para la detección de tales fisuraciones en sus primeras etapas. La mayoría del trabajo que se realiza en esta área ha sido experimental, y a pesar de

que se esta técnica es capaz de detectar fisuras muy delgadas que no son detectables por medio de técnicas NDT convencionales, será necesario superar problemas importantes antes de que AE sea útil en campo para tales aplicaciones. Para mayor información, ponerse en contacto con la División Materiales y la División análisis de ingeniería.

AE es un técnica tan sensible que es demasiado susceptible al ruido de fondo que pueda interferir o enmascarar las emisiones desde las fallas. Hasta la fecha no se ha desarrollado ningún método para separar por completo el ruido de fondo, como la vibración del equipo, del AE provocado por fallas, lo que hace de la interpretación de datos de AE una tarea difícil.

AE no detecta todas las fallas en el equipo. Las fallas grandes, si están orientadas favorablemente hacia la tensión aplicada, pueden no producir emisiones significativas y no serán detectadas. Por lo general es necesario que las fallas que son detectadas sean examinadas nuevamente por medio de UT o inspección con partículas magnéticas, ya que AE no brinda mucha información sobre la naturaleza ni el tamaño de la falla. Otra empresa petrolera utilizó AE para la inspección de recipientes presurizados y detectó una importante emisión acústica desde un lugar de un recipiente. Se empleó mucho esfuerzo en utilizar otras técnicas no destructivas intentando determinar la causa de las emisiones. Se halló que la causa eran unas pequeñísimas fisuras, que no justificaban reparación, lo que sugiere que la extrema sensibilidad de AE tiene que ser considerada mientras se implementa esta técnica.

4.6 PERDIDA DE FLUJO MAGNETICO (MFL)

El principio de esta técnica está basado en la dispersión del flujo magnético. Consiste en detectar el campo magnético rechazado por los eventuales defectos. Esta expulsión ocurre tanto en la cara en la que aflora la fisura como en la cara opuesta, y es significativa sólo cuando las líneas de campo son aproximadamente perpendiculares a la dirección de la fisura. Esto motiva que existan distintos tipos de equipos especializados en detectar fisuras longitudinales, transversales, etc. Un análisis sencillo de la forma del campo expulsado permite habitualmente decidir además si los defectos se encuentran en la cara exterior o interior del tubo.

CAPITULO V

INSPECCION BASADA EN RIESGO

Un sistema de gestión de riesgos es un sistema capaz de maximizar la seguridad, confiabilidad, y disponibilidad y minimizar costos. Es una aproximación a la gestión basada en la identificación y control de aquellas áreas y eventos que tienen el potencial de causar cambios no deseados en los procesos o productos. Con su implementación se tiene una metodología de trabajo que permite una utilización racional de los recursos, minimizándose el riesgo a que se materialicen consecuencias humanas, ambientales, sociales, tecnológicas y económicas indeseables.

Primero se debe definir el sistema que será evaluado, para luego poder identificar los peligros potenciales asociados. Algunos de los peligros están asociados con procesos de acumulación y liberación de energía. Por ejemplo, un recipiente con un fluido a alta presión, fluidos reactivos químicamente, una región sísmica, la acción de choques externos, etc.

Luego se deben definir los escenarios peligrosos posibles, evaluar la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de cada escenario. Esta información permite elaborar un ranking de criticidad de las instalaciones, para luego determinar los cursos de acción para minimizar riesgos.

Un riesgo es la posibilidad de que suceda o no un daño. Condición que causa heridas, muerte, pérdida de equipos y propiedades, o deterioro ambiental, es la contingencia de un daño. Se lo interpreta como la combinación entre la probabilidad (o frecuencia de ocurrencia) y las consecuencias (o severidad) de un peligro. Se limita su alcance a un ambiente específico y durante un periodo determinado.

Un suceso eventual inesperado, y generalmente desagradable que puede ocurrir puede clasificarse en forma cuantitativa y desde el punto de vista de sus consecuencias en cuatro o cinco categorías, que van desde consecuencias catastróficas, asociadas con muertes, contaminación ambiental y/o la pérdida del sistema hasta consecuencias insignificantes que no afectan la misión del sistema.

El factor probabilidad de falla también puede determinarse en forma cualitativa, generalmente en cinco categorías, que van desde una probabilidad alta de que ocurra la falla, falla descrita como frecuente, hasta la categoría de falla improbable.

La probabilidad de falla puede precisarse en forma cuantitativa para aquellos casos en que se dispone de información específica confiable.

5.1 ASPECTOS NORMATIVOS

El ámbito normativo en el que se inserta la metodología RBI sigue los lineamientos de la ISO 9000 para la gestión asociada con la calidad del producto y servicios, los riesgos ambientales son considerados por la ISO 14000 y los riesgos vinculados con la seguridad, higiene y salud ocupacional están contemplados en la OSHA 18000. En particular el sector petrolero norteamericano ajusta sus requerimientos a lo determinado en forma

mandataria por OSHA 29 CFR 1910.119. Esta regulación requiere, para las plantas que involucran procesos peligrosos: “Los empleadores deben realizar un análisis inicial de peligros en los procesos cubiertos por esta norma...” “El análisis de los peligros de un proceso debe ser apropiado a la complejidad del mismo y debe identificar, evaluar, y controlar los peligros involucrados con el proceso...”. Los aspectos de gestión están cubiertos por “Management of process hazards” API RP 750.

Mientras que un sistema integrado de inspección basada en riesgo y evaluación de aptitud para el servicio esta descrito por “Risk Based Inspection”, API RP 581, y “Fitness for Service”, API RP 579.

5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA BASADO EN RIESGO

El ámbito normativo en el que se inserta la metodología RBI sigue los lineamientos de la ISO 9000 para la gestión asociada con la calidad del producto y servicios, los riesgos ambientales son considerados por la ISO 14000 y los riesgos vinculados con la seguridad, higiene y salud ocupacional están contemplados en la OSHA 18000. En particular el sector petrolero norteamericano ajusta sus requerimientos a lo determinado en forma mandataria por OSHA 29 CFR 1910.119. Esta regulación requiere, para las plantas que involucran procesos peligrosos: “Los empleadores deben realizar un análisis inicial de peligros en los procesos cubiertos por esta norma...” “El análisis de los peligros de un proceso debe ser apropiado a la complejidad del mismo y debe identificar, evaluar, y controlar los peligros involucrados con el proceso...”. Los aspectos de gestión están cubiertos por “Management of process hazards” API RP 750.

Mientras que un sistema integrado de inspección basada en riesgo y evaluación de aptitud para el servicio esta descrito por "Risk Based Inspection", API RP 581, y "Fitness for Service", API RP 579.

CAPITULO VI

INSPECCION DE TANQUES DE PETROLEO

De acuerdo al estándar API 653, la inspección de tanques de almacenamiento de petróleo comprende distintas actividades orientadas a determinar el estado mecánico de las distintas partes que componen el equipo. Estas actividades comprenden la revisión periódica de las planchas del fondo, las planchas de la envolvente (cilindro), techo, tubuladuras, etc.

Asimismo, este mismo estándar define distintos tipos de inspección (inspección visual, medición de espesores, inspección interior, etc.) y distintas frecuencias de aplicación como mínimo para cada una de estas actividades.

La inspección de la envolvente y techo de los tanques, de acuerdo a API 653, se efectúa normalmente empleando las técnicas de inspección visual y medición de espesores por ultrasonido, logrando cubrir en gran medida el espectro de posibles modos de falla de estas partes. En algunos casos ha sido necesario efectuar algunos ensayos complementarios como el escaneo ultrasónico o partículas magnéticas cuando se trata de detectar fallas internas del material, ó como últimamente como se ha venido usando la emisión acústica para determinar la integridad del tanque.

El hecho de que la inspección de la envolvente y el techo no requieran de técnicas muy desarrolladas se debe entre otros a los siguientes factores:

- Siempre se tiene acceso a ambas caras de las planchas.
- Siempre es posible instalar un recubrimiento protector en ambas caras.
- Nunca están sometidos a estanqueidad del producto ni el agua que este arrastra.

Históricamente, la mayor cantidad de fallas registradas en tanques durante operación normal (exceptuando aquellas producidas por operación fuera de los parámetros de diseño), se han producido por pérdida de contención del fondo, originada principalmente por efectos de algún proceso corrosivo.

En ese sentido, las técnicas de inspección de tanques han ido evolucionando en los últimos tiempos, básicamente en las aplicables a la inspección de las planchas del fondo. Por tal motivo en este estudio nos centraremos en el desarrollo de la inspección de las planchas de los fondos de tanques de almacenamiento de petróleo.

6.1 INSPECCIÓN EN PARADAS (1980 – 1990)

Inicialmente, no se tenía trazado un Plan de Inspección periódica de los tanques de almacenamiento (Década del '80), sino que se inspeccionaban y reparaban de acuerdo a como se iban presentando las fallas, "Operar hasta la falla". En estos casos, la Inspección se efectuaba visualmente, mediante medición de espesores por ultrasonido en forma puntual y ensayos mecánicos (impacto).

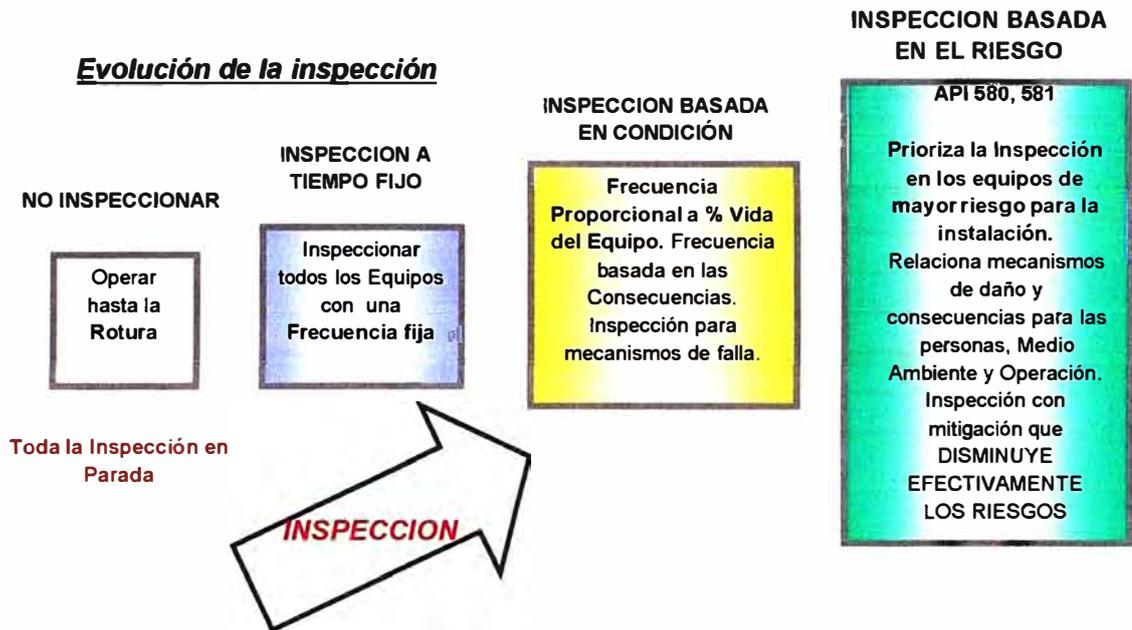


Figura 6.1 – Evolución de la Inspección

6.2 INSPECCION A TIEMPO FIJO (1980 – 2000)

Posteriormente, durante la década de los '90, ante la alta incidencia de fallas imprevistas, por la envergadura propia del equipo, por sus implicancias operativas, por el tiempo de vida asociada y por la cantidad de trabajo que significa la inspección y mantenimiento de uno de estos equipos, se hizo necesario establecer un Plan de Inspección y Mantenimiento Periódico de Tanques con frecuencias establecidas en función del tiempo de operación y el producto almacenado. Estas frecuencias se pueden observar en el cuadro siguiente:

Tabla 6.1 – Frecuencia de Inspección original

PRODUCTO ALMACENADO	FRECUENCIA (AÑOS)
Turbo	9
Gasolina	10
Kerosene	10
Crudo	12
Slop	12
Asfaltos	12
Residual	15
Diesel	15

Las técnicas de inspección empleadas en este tipo de intervenciones con Frecuencia Fija (“Condición de Tiempo”) eran las mismas mencionadas anteriormente, Inspección visual, ultrasonido, ensayos mecánicos, etc.

6.3 INSPECCION BASADA EN CONDICION (2000 – 2008)

Posteriormente, ante la necesidad de reducir los costos de mantenimiento mediante la ampliación de frecuencias de intervención y dados los resultados de algunas intervenciones en que se inspeccionaba el equipo y no se encontraba mayor daño, se establecieron nuevas frecuencias de inspección tendiendo como base la condición mecánica del equipo “Inspección basado en condición”. Para esto se efectuó una revisión histórica de las fallas de cada equipo, los trabajos de mantenimiento efectuados en este y el tipo de inspección efectuada durante la última intervención (cantidad y calidad de información recogida), de tal forma de establecer incrementos en las frecuencias de intervención de forma individual para cada equipo, sin importar mucho el tiempo de operación o el producto almacenado, pero sin sobre pasar la frecuencia máxima recomendada por el API 653 de 20 años.

Esta ampliación en la frecuencia de intervención de los tanques generó la necesidad de que la inspección sea cada vez más minuciosa y tome cada vez mayor cantidad y calidad de información que permita determinar con cierto grado certeza si el equipo puede continuar en operación en las condiciones en que se encontró o qué reparaciones son necesarias efectuar para que continúe en operación durante un ciclo de trabajo más.

En ese sentido, para la inspección de las planchas del fondo se comenzó a emplear la técnica de escaneo por Ondas electromagnéticas de baja frecuencia ó LFET (“Low Frequency Electromagnetic Test”). Esta técnica consiste en inyectar en la plancha metálica, un campo electromagnético de baja frecuencia (9.8 Hz), capaz de penetrar a las aleaciones magnéticas como el acero y medir las distorsiones de dicho campo originadas por la presencia de fallas. La señal producida por la presencia de fallas es amplificada y se observa en tiempo real en una computadora portátil.

Esta técnica nos permite hacer un barrido de cada una de las planchas, con la finalidad de detectar y ubicar en cada plancha: pits por ambos lados de la plancha, perforaciones no detectables a simple vista y zonas con bajo espesor.

En la tabla siguiente se puede apreciar un ejemplo de cómo se estableció las nuevas frecuencias de intervención.

Tabla 6.2 – Frecuencia de Inspección revisada por condición de estado

NUEVA FRECUENCIA DE INTERVENCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO										
Nº LOCAL	SERVICIO	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia Inicial (años)	Actividades ultimo Mant. (años de ganancia)				Frecuencia nueva (años)	Proximo Mant.
					Fondo nuevo ó reempl.	Scaneado de fondo	Arenado + pintado	Plancha perimetral 3/8" + reparación anillo concreto + sello elástico de poliuretano		
31-T1A	Crudo	1966	1998	12	2	0	1	0	15	2013
31-T1C	Crudo / Deslastre	1966	1999	12	2	0	1	0	15	2014
31-T1D	Crudo	1970	2002	12	0	1	1	0	14	2018
31-T1H	Crudo	1977	1992	12	2	0	1	0	15	2007
31-T1J	Crudo	1976	2000	12	0	0	0	0	12	2012
31-T1K	Crudo	1976	2004	12	0	1	1	1	15	2019
31-T1L	Crudo	1984	1997	12	0	0	1	0	13	2010
31-T1M	Crudo	1979	1994	12	2	0	1	0	15	2009
31-T1N	Crudo	1976	2005	12	0	1	0	1	14	2019
31-T1P	Crudo	1984	1999	12	0	0	1	0	13	2012
31-T1R	Crudo	2002	Nuevo	12	2	0	1	1	16	2018
32-T2	Nafta primaria	1966	1999	10	0	0	0	0	10	2009
32-T3	Agua deionizada	1966	2001	12	0	0	1	0	13	2014
32-T4	Gasolina pimaria (1)	1966	2005	10	0	1	1	0	12	2017
32-T5	Nafta tratada	1966	1999	10	0	0	1	0	11	2010
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	1966	2004	10	0	1	1	0	12	2018
31-T8B	Gasolina 97	1966	2001	10	0	1	1	0	12	2013
31-T10A	Turbo	1966	1998	9	0	0	1	0	10	2008
31-T10B	Turbo	1966	2003	9	0	1	1	0	11	2014
31-T11A	Kerosene	1966	2001	10	0	0	1	0	11	2012
31-T11B	Kerosene	1966	2004	10	0	1	1	0	12	2016
31-T12A	Kerosene	1966	2002	10	2	0	1	1	14	2018
31-T12B	Kerosene	1966	1998	10	2	0	1	0	13	2011
31-T13A	Diesel 2	1966	1993	15	2	0	0	0	17	2010
31-T13B	Diesel 2	1966	1995	15	0	0	0	0	15	2010
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	1966	1998**	15	0	0	0	0	15	2013
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	1966	2004	15	0	1	0	1	17	2021
31-T16A	R500 / P.I. 6 / Slop	1966	2000	15	0	0	0	0	15	2015
31-T16B	Diesel 2	1966	1998	15	2	0	0	0	17	2015
31-T18	Slop	1967	2002	12	2	0	1	0	15	2017
31-T21	Gasóleo a FCC	1967	2002	10	0	1	0	0	11	2013
31-T23	Gasolina 95	1966	1996	10	2	0	1	0	13	2009
31-T27	Kerosene	1966	2003	10	0	1	1	1	13	2016
31-T28	Diesel 2	1966	2002	15	2	0	0	1	18	2020
31-T29	Solvente 3	1966	2000	10	0	0	1	0	11	2011
31-T30	Petr. Ind. 6 / R500	1966	2000	15	2	0	0	0	17	2017
31-T31	Petr. Ind. 6 / R500	1966	2000	15	0	0	0	0	15	2015
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	1966	2004	15	0	1	0	1	17	2021
31-T101	Slop	1974	2002	12	2	0	1	1	16	2018

6.4 INSPECCION BASADA EN RIESGO (2009 – A más)

La necesidad de ser cada vez más certeros en la elaboración de los Planes de Mantenimiento e Inspección de tanques, dados los impactos negativos que podría tener una falla del equipo desde el punto de vista de seguridad, medio ambiente, económicos y flexibilidad operativa, hacen que se requiera emplear nuevas metodologías que nos permitan plantear de manera acertada y precisa, los nuevos planes de inspección y mantenimiento aún cuando no se cuente con suficiente información, de tal forma que se optimice los recursos disponibles para la inspección y mantenimiento de estos equipos.

La aplicación de esta nueva tendencia requiere de la aplicación de nuevas técnicas de inspección que permitan tomar información del estado del equipo y nos ayuden a predecir su vida remanente en cada punto.

Una de estas técnicas a emplear es la de Pérdida de Flujo Magnético (MFL – Magnetic Flux Leakage) que a diferencia del LFET (que nos dice si un punto determinado de la plancha está dentro o fuera de la tolerancia admisible o no) nos indica punto por punto el espesor remanente de la plancha y permite proyectar la vida del equipo.

CAPITULO VII

METODOLOGIA API 581 PARA ANALISIS DE RIESGO

La inspección influye al riesgo, principalmente por reducción de la probabilidad de falla, al disminuir la incertidumbre sobre el estado actual y futuro del equipo. Muchas condiciones tales como errores de diseño, defectos de fabricación, mal funcionamiento de los elementos de control, etc. pueden conducir a la falla del equipo, pero la inspección en servicio apunta principalmente a la detección de daños progresivos. La probabilidad de falla debido a tales daños es función de 4 factores:

- Mecanismo de daño y tipo de daño resultante (fisuras, afinamiento, etc.).
- Velocidad de la progresión del daño.
- Probabilidad de detectar el verdadero estado de daño del equipo y predecir futuros estados de daño con la/s técnica/s de inspección disponible/s.
- Tolerancia del equipo al tipo de daño.

La metodología de IBR considera todos estos factores. Esta difiere de la gestión de inspección convencional en que provee los conceptos y métodos para soportar la toma de decisiones aun cuando los datos no estén disponibles o sean inciertos.

7.1 Plan de inspección: Consideraciones

El propósito de un plan de inspección es definir y realizar aquellas actividades necesarias para detectar en servicio mecanismos de daños activos y/o potencialmente activos sobre el equipo, antes de que la falla ocurra. Un plan de inspección será desarrollado para identificar sistemáticamente:

- a) **Que buscar:** Esto no solo se refiere a detectar el tipo de daño, sino que también se debe establecer el/los mecanismo/s mas probable que lo produce. El tipo de daño son las características físicas del daño (afinamiento, fisuras, cambios metalúrgicos, etc.) que pueden ser detectadas por una técnica de inspección (medición de espesores por UT, partículas magnéticas, tintas penetrantes, metalografías), mientras que los mecanismos de daño son las acciones que producen el daño (corrosión por aminas, CUI, Sulfide Stress Cracking, Fragilización por fase Sigma, etc.). Los módulos técnicos provistos en la API 581, proveen de técnicas para determinar los mecanismos de daño a los que el equipo es susceptible.

- b) **Donde buscar:** El daño puede ocurrir en forma uniforme a través de toda la extensión de una pieza del equipo, o este podría ocurrir localmente, dependiendo del mecanismo actuante. El daño uniforme puede ser inspeccionado y evaluado sobre alguna localización conveniente, desde que el resultado esperado será representativo de la condición general. El daño que ocurre localmente requiere un mayor esfuerzo de inspección localizado. Esto podría involucrar inspecciones sobre una gran área para asegurar que el daño localizado ha sido

detectado. Si el mecanismo de daño es suficientemente bien entendido como para predecir los lugares en donde el daño pudiera ocurrir, los esfuerzos de inspección podrán focalizarse sobre aquellas áreas.

c) Con que y como buscar (con que técnicas de inspección y como se aplicarán): Las técnicas de inspección son seleccionadas basándose en su habilidad para encontrar el tipo de daño buscado, aunque, el mecanismo que causa el daño puede afectar selección.

d) Cuando o cuan a menudo (frecuencia) mirar: La frecuencia de inspección es determinada por combinación de 4 factores:

- Mecanismo de daño y tipo de daño resultante.
- Velocidad de la progresión del daño
- Tolerancia del equipo al tipo de daño
- Probabilidad de detectar el daño y predecir estados de daño futuros con la/s técnica/s de inspección disponibles.

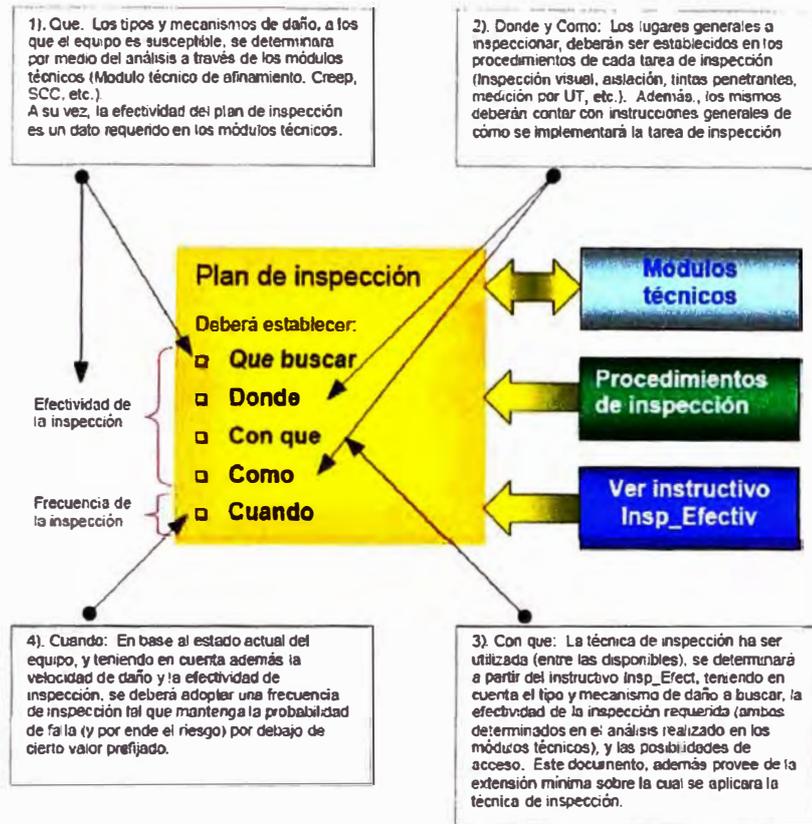


Figura 5.1 - RBI

La frecuencia será seleccionada como alguna fracción de la vida remanente del equipo, definida como:

$$\text{Vida remanente} = \text{Tolerancia al daño} / \text{Velocidad de daño}$$

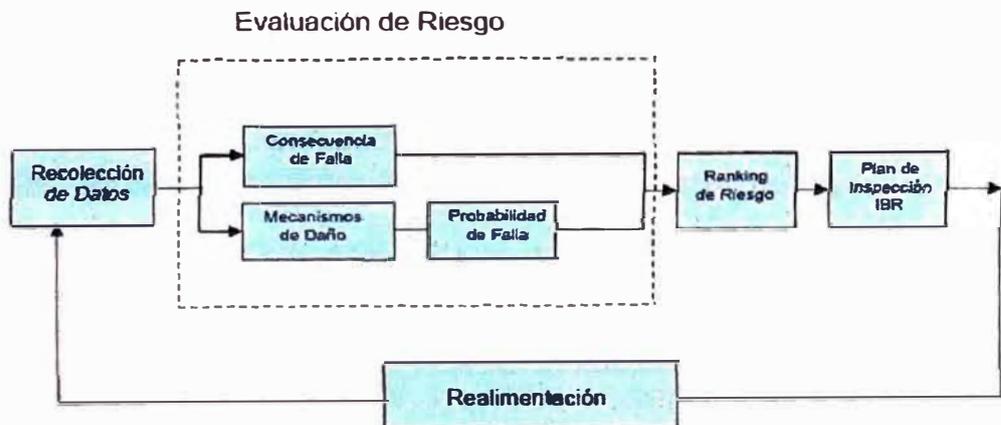


Figura 5.2 – Diagrama de flujo de estudio RBI

CAPITULO VIII

ANALISIS DE RIESGO CUALITATIVO

El análisis de riesgo cualitativo es una evaluación del riesgo relativo entre sistemas o equipos, que se realiza mediante la valoración cualitativa de cada factor o categoría que influya de manera común en la probabilidad de falla y las consecuencias de las fallas de los equipos o sistemas en evaluación.

Los resultados de esta evaluación se pueden usar para confeccionar una matriz de riesgo que permita visualizar en que nivel de riesgo se encuentra cada equipo, discriminar entre el universo de estos y determinar aquellos que tengan asociado mayor riesgo relativo y focalizar la atención en estos sometiéndolos a una evaluación mas profunda que permita cuantificar el riesgo asociado a cada uno de ellos.

Este tipo de evaluación preliminar depende en gran medida de la experiencia y especialización del grupo de trabajo que la lleve a cabo; así como de su nivel de conocimiento de los equipos y la realidad de las instalaciones.

En el caso materia del presente estudio, el análisis de riesgo cualitativo se efectuó para el universo de los 90 tanques de almacenamiento, siguiendo la metodología basada en el principio descrito en el Capítulo V, en el cual se define que riesgo es

la probabilidad de suceda una falla del equipo. Este principio se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \quad x \quad \text{Consecuencia}$$

En ese sentido, la evaluación del riesgo cualitativo se efectuó teniendo como base 03 factores o categorías de evaluación de la probabilidad de falla de los equipos y 03 factores o categorías de evaluación de las consecuencias.

Para poder medir el nivel de riesgo cualitativo, el grupo de trabajo encargado de la evaluación, asignó a cada tanque valores entre 1 y 4 por cada factor de probabilidad y consecuencia. Posteriormente, los valores acumulados en los factores de "Probabilidad" se multiplicaron por los valores acumulados en los factores de "Consecuencias" obteniendo puntajes del "Riesgo" resultante, los cuales fueron clasificados en cuatro niveles que van desde el puntaje mínimo posible de obtener por un equipo (si obtuviera 1 en todas las categorías) y el puntaje máximo posible (si obtuviera 4 en todas las categorías).

Las categorías o factores empleados para evaluar la probabilidad de falla de cada tanque fueron la antigüedad del tanque, el producto almacenado y algunos aspectos constructivos que históricamente han sido identificados como relevantes en las fallas de estos equipos. En las tablas 8.1 , 8.2 y 8.3 se pueden observar los factores empleados para evaluar la "Probabilidad" y sus niveles de valoración.

Tabla 8.1 – Valoración de la Antigüedad

ANTIGÜEDAD (T)	
T igual 40 años a más	4
T entre 25 y 40 años	3
T entre 10 y 25 años	2
T menor a 10 años	1

Tabla 8.2 – Valoración del tipo de Servicio

PRODUCTO	
Crudo, agua, slop	4
Gasolinas, naftas	3
Turbo, kerosene, residuales	2
Diesel, gasóleos	1

Tabla 8.3a – Aspectos constructivos relevantes

Tipo I	Solo tiene una de las siguientes características: fondo cónico hacia abajo, sello elastomérico en el perímetro, diámetro menor a 25 m. o loza de concreto en la base
Tipo II	Cumple con dos de las siguientes características: fondo cónico hacia abajo, sello elastomérico en el perímetro, diámetro menor a 25 m. o loza de concreto en la base.
Tipo III	Cumple con tres de las siguientes características: fondo cónico hacia abajo, sello elastomérico en el perímetro, diámetro menor a 25 m. o loza de concreto en la base.
Tipo IV	Cumple con las siguientes características: fondo cónico hacia abajo, sello elastomérico en el perímetro, diámetro menor a 25 m. o loza de concreto en la base.

Tabla 8.3b – Valoración de la Construcción

CONSTRUCCION	
Tipo IV	4
Tipo III	3
Tipo II	2
Tipo I	1

En el caso de la evaluación de las consecuencias de la falla de cada tanque, los factores empleados fueron la ubicación del tanque dentro del complejo, el tipo de

servicio que presta y su capacidad de almacenamiento. En las tablas 8.4 , 8.5 y 8.6 se pueden observar estos factores usados para evaluar la “Consecuencia” y sus niveles de valoración.

Tabla 8.4 – Valoración de la Ubicación

UBICACIÓN	
A menos de 100 m. de plantas y/o edificios	4
Entre 100 y 250 m. de plantas y/o edificios	3
Entre 250 y 500 m. de plantas y/o edificios	2
A mas de 1000 m. de plantas y/o edificios	1

Tabla 8.5 – Valoración del Servicio

SERVICIO	
Alimentación a planta sin stand by	4
Alimentación a planta de ventas	3
Alimentación a planta con stand by, mezclas	2
Servicios auxiliares	1

Tabla 8.6 – Valoración de la Capacidad

CAPACIDAD (X)	
Mayor a 120 MBB	4
Entre 120 y 75 MBB	3
Entre 75 y 25 MBB	2
Menor a 25 MBB	1

Podemos observar que dada la escala de valores establecida para cada categoría, se pueden obtener puntajes que van desde 9 hasta 144 por lo que para efectos de clasificación se definió los 4 niveles de riesgo relativo mostrados en la Tabla 8.7.

Tabla 8.7 – Niveles de Riesgo Cualitativo

RIESGO	
Entre 144 y 115	MUY ALTO
Entre 114 y 80	ALTO
Entre 79 y 45	MEDIO
Entre 44 y 9	BAJO

La evaluación efectuada bajo la metodología descrita líneas arriba, para el universo de tanques existentes en el complejo industrial materia de estudio, arrojó los resultados que se muestran en la Tabla 8.8.

Estos resultados se pueden resumir como sigue:

- Existen 18 tanques de almacenamiento que tienen asociado un nivel de riesgo MUY ALTO. En estos casos, si bien es cierto se aprecia que el producto P x C no llega al valor mínimo para estar considerado en este nivel, el hecho de tener ya sea la "Probabilidad" o la "Consecuencia" en un nivel MUY ALTO hace que de manera automática sean clasificados en este nivel.
- Existen 50 tanques de almacenamiento que tienen asociado un nivel de riesgo ALTO. Ver Figura 8.1
- Existen 22 tanques de almacenamiento que tienen asociado un nivel de riesgo cualitativo MEDIO. Ver Figura 8.1

Figura 8.1 - Matriz de Riesgo

PROBABILIDAD	MUY ALTO	1	8	8	
	ALTO	4	23	18	1
	MEDIO		19	4	
	BAJO		3	1	
		BAJO	MEDIO	ALTO	MUY ALTO
		CONSECUENCIA			

Esta clasificación de los tanques en estudio nos permite determinar, en función de su criticidad, es decir su nivel de riesgo asociado, que equipos serán comprendidos en el siguiente nivel de análisis.

Preliminarmente se estimó que se efectuaría el Análisis de Riesgo Cuantitativo a todos aquellos tanques que fueron clasificados en los niveles de riesgo ALTO y MUY ALTO (68 tanques). Si embargo, mas adelante veremos que la cantidad de equipos que fueron analizados cuantitativamente, se vio reducida en función a la cantidad de información histórica de Inspección con que se contaba para cada caso.

Asimismo, en aquellos casos en que se identificaron equipos clasificados en un mismo nivel de riesgo y que tenían características similares (ubicación, servicio, capacidad, construcción, etc.), sólo fue analizado cuantitativamente aquel que contaba con mayor información histórica disponible. Posteriormente, el resultado del análisis efectuado bajo esta condición se hizo extensivo para los demás equipos con características similares.

Tabla 8.8 – Resultados de evaluación de Riesgo Cualitativo de Tanques de Almacenamiento

N° LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	NIVEL DE RIESGO POR FACTOR						TOTAL FACTOR DE PROBABILIDAD	TOTAL FACTOR DE CONSECUENCIA	TOTAL NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO
				Producto	Servicio	Ubicación	Construcción	Capacidad	Antigüedad			
31-T1A	Crudo	113	1966	4	2	3	2	3	4	10	8	80
31-T1B	Crudo	113	1966	4	2	3	2	3	4	10	8	80
31-T1C	Crudo / Deslastre	113	1966	4	2	3	2	3	4	10	8	80
31-T1D	Crudo	200	1970	4	2	3	4	4	4	12	9	108
31-T1E	Crudo	200	1970	4	2	3	2	4	4	10	9	90
31-T1F	Crudo	141	1972	4	2	3	2	4	3	9	9	81
31-T1G	Crudo	141	1978	4	2	3	2	4	3	9	9	81
31-T1H	Crudo	141	1977	4	2	3	2	4	3	9	9	81
31-T1J	Crudo	141	1978	4	2	2	2	4	3	9	8	72
31-T1K	Crudo	141	1976	4	2	2	4	4	3	11	8	88
31-T1L	Crudo	146	1984	4	2	1	2	4	3	9	7	63
31-T1M	Crudo	141	1979	4	2	1	2	4	3	9	7	63
31-T1N	Crudo	141	1976	4	2	1	4	4	3	11	7	77
31-T1P	Crudo	146	1984	4	2	1	2	4	3	9	7	63
31-T1Q	Crudo	200	1984	4	2	1	2	4	3	9	7	63
31-T1R	Crudo	268	2002	4	2	1	2	4	1	7	7	49
31-T1S	Crudo	268	2002	4	2	1	2	4	1	7	7	49
31-T1T	Crudo	268	2002	4	2	1	2	4	1	7	7	49
32-T2	Nafta primaria	7	1966	3	4	4	1	1	4	8	9	72
32-T3	Agua deionizada	6.7	1966	4	2	4	1	1	4	9	7	63
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	1966	3	3	4	3	1	4	10	8	80
32-T5	Nafta tratada	4	1966	3	3	4	1	1	4	8	8	64
32-T6	Gasolina FCC (1)	7	1966	3	3	4	1	1	4	8	8	64
32-T7	Nafta reformada	7	1966	3	3	4	1	1	4	8	8	64
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	3	3	3	4	2	4	11	8	88
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	3	3	3	4	2	4	11	8	88
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	3	2	3	3	1	4	10	6	60
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	3	2	3	3	1	4	10	6	60
31-T10A	Turbo	30	1966	2	2	3	3	2	4	9	7	63
31-T10B	Turbo	30	1966	2	3	3	3	2	4	9	8	72
31-T11A	Kerosene	3.5	1966	1	3	4	1	1	4	6	6	48

Tabla 8.8 – Resultados de evaluación de Riesgo Cualitativo de Tanques de Almacenamiento (continuación)

N° LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	NIVEL DE RIESGO POR FACTOR						TOTAL FACTOR DE PROBABILIDAD	TOTAL FACTOR DE CONSECUENCIA	TOTAL NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO
				Producto	Servicio	Ubicación	Construcción	Capacidad	Antigüedad			
31-T11B	Kerosene	3.5	1966	1	3	4	3	1	4	8	8	64
31-T12A	Kerosene	3.5	1966	1	2	4	1	1	4	6	7	42
31-T12B	Kerosene	3.5	1966	1	2	4	1	1	4	6	7	42
31-T13A	Diesel 2	35	1966	1	3	4	1	2	4	6	9	54
31-T13B	Diesel 2	35	1966	1	3	4	1	2	4	6	9	54
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	3	3	2	2	1	4	9	8	54
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	3	3	2	2	1	4	9	8	54
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	3	3	2	2	1	4	9	6	54
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	3	3	2	2	1	4	9	6	54
31-T16A	R500 / P.I. 6 / Slop	35	1966	2	3	2	1	2	4	7	7	49
31-T16B	Diesel 2	35	1966	2	3	2	1	2	4	7	7	49
31-T18	Slop	0.5	1967	3	2	2	1	1	4	6	5	40
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	1	4	4	3	1	4	6	9	72
31-T23	Gasolina 95	12.8	1966	3	3	4	3	1	4	10	8	80
31-T27	Kerosene	8	1966	1	3	4	4	1	4	9	8	72
31-T28	Diesel 2	10	1966	1	3	4	2	1	4	7	8	56
31-T29	Solvente 3	4	1966	3	3	4	1	1	4	6	8	64
31-T30	Petr. Ind. 6 / R500	4	1966	2	3	4	2	1	4	8	8	64
31-T31	Petr. Ind. 6 / R500	7	1966	2	3	4	2	1	4	8	8	64
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2	3	4	3	1	4	9	8	72
31-T101	Slop	5	1974	3	3	3	3	1	3	9	7	63
31-T102A	Residual	100	1972	2	3	3	4	3	3	9	9	81
31-T102B	Material de Corte	100	1974	2	3	3	4	3	3	9	9	81
31-T103A	Gasolina 90	45	1967	3	3	2	2	2	3	8	7	56
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	3	3	2	4	2	3	10	7	70
31-T202A	Residual	141	1979	2	2	2	3	4	3	8	8	64
31-T202B	Residual	141	1979	2	2	2	4	4	3	9	8	72
31-T202C	Residual	141	1979	2	2	1	2	4	3	7	7	49
31-T202D	Residual	141	1979	2	2	1	2	4	3	7	7	49
31-T202E	Residual	141	1979	2	2	1	3	4	3	8	7	56
31-T202F	Residual	146	1979	2	2	1	3	4	3	8	7	56

Tabla 8.8 – Resultados de evaluación de Riesgo Cualitativo de Tanques de Almacenamiento (continuación)

N° LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	NIVEL DE RIESGO POR FACTOR						TOTAL FACTOR DE PROBABILIDAD	TOTAL FACTOR DE CONSECUENCIA	TOTAL NIVEL DE RIESGO CUALITATIVO
				Producto	Servicio	Ubicación	Construcción	Capacidad	Antigüedad			
31-T203	Gasolina 84	146	1979	3	3	2	1	4	3	7	9	63
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	3	3	2	3	4	3	9	9	81
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	3	3	1	4	4	3	10	8	80
31-T209C	Diesel 2	141	1979	1	2	1	2	4	3	6	7	42
31-T210A	Gasolina	46	1980	3	2	3	4	2	3	10	7	70
31-T210B	Kerosene	46	1980	1	2	3	4	2	3	8	7	56
31-T210C	Kerosene	46	1980	1	2	3	4	2	3	8	7	56
31-T210D	Turbo	135,5	1987	2	3	3	4	4	2	8	10	80
31-T213A	Diesel 2	141	1980	1	3	1	4	4	3	8	8	64
31-T213B	Diesel 2	141	1980	1	3	1	4	4	3	8	8	64
31-T303	Crudo Reducido	100	2002	1	4	1	2	3	1	4	8	32
31-T304A	HVGO	130	2002	2	2	1	2	4	1	5	7	35
31-T304B	HVGO	130	2002	2	2	1	2	4	1	5	7	35
31-T304C	HVGO		2008	2	2	1	2	4	1	5	7	35
31-T304D	HVGO		2008	2	2	1	2	4	1	5	7	35
31-T307A	Diesel	150	2002	1	2	1	2	4	1	4	7	28
31-T307B	Diesel	150	2002	1	2	1	2	4	1	4	7	28
31-T307C	Diesel		2008	1	2	1	2	4	1	4	7	28
31-T331A	Asfalto 60/70	11,95	1999	3	2	3	1	1	2	6	6	36
31-T331B	Asfalto 60/70	11,95	1999	3	2	3	1	1	2	6	6	36
31-T332A	Asfalto 85/100	6,6	1999	3	2	3	1	1	2	6	6	36
31-T332B	Asfalto 85/100	6,6	1999	3	2	3	1	1	2	6	6	36
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	1999	3	2	3	4	1	2	9	6	54
31-T333B	Asfalto RC 250	15,1	1999	3	2	3	4	1	2	9	6	54
44-T1	Agua cruda	20	1967	4	1	1	1	1	4	9	3	27
44-T50	Agua cruda	45	1975	4	1	1	2	2	3	9	4	36
44-T51	Agua cruda	28	1980	4	1	1	3	2	3	10	4	40
44-T52	Agua cruda	21,4	1999	4	1	1	2	1	2	8	3	24

CAPITULO IX

ANALISIS DE RIESGO CUANTITATIVO

El Análisis de Riesgo Cuantitativo se realizó (como se indica en el Capítulo VII) en total a 35 equipos de los 68 identificados con nivel de riesgo ALTO o MUY ALTO. Esto debido a la cantidad de información histórica con que se cuenta para cada tanque y en algunos casos porque se trataban de equipos de características constructivas, de diseño, tipo de servicio y/o antigüedad similares.

El Análisis de Riesgo Cuantitativo se efectuó en tres etapas, las cuales fueron:

- Análisis de la Frecuencia de Falla
- Análisis de las Consecuencias
- Cálculo del Nivel de Riesgo

9.1 ANALISIS DE LA FRECUENCIA DE FALLA

La frecuencia de falla base para el caso de un tanque que falla por el fondo ha sido obtenida de un estudio efectuado por la American Petroleum Institute (API). Este estudio efectuado entre 1983 y 1993 comprendió el análisis de la información histórica existente de 61 refinerías de petróleo, las cuales proporcionaron datos de mas de 10 000 tanques de almacenamiento que representaban en ese momento el 80% de tanques existentes en las Refinerías de Estados Unidos.

En la Tabla 8.1 se puede observar el resumen de los resultados obtenidos en el estudio efectuado por API.

Tabla 8.1 – Resumen de resultados de estudio efectuado por API

Population Description	Number of tanks	Percent with leaks in bottom in last five years	Number with leaks in bottom in last five years	Tank Years*	Bottom leak frequency (1988 – 1993)
Tanks < 5 years old	466	0.9%	4	2330	1.7×10^{-3}
Tanks 6 – 15 years old	628	3.8%	24	3140	7.6×10^{-3}
Tanks > 15 years old	9204	3.8%	345	46020	7.5×10^{-3}
All tanks in survey	10298	3.6%	373	51490	7.2×10^{-3}

* Tank years = number of tanks × average number of years in service

Se puede apreciar como es que se determinó que la frecuencia de falla base es de 0.0072 fugas por el fondo por año. Esto considerando que el porcentaje de pérdida de espesor es una función de la antigüedad del tanque, el rate de corrosión y el espesor original de las planchas del fondo.

Asimismo, se consideró que la mayoría de fugas presentadas en los tanques investigados tuvieron un tamaño menor a un agujero de ½" in de diámetro.

También se identificó la rotura repentina del fondo del tanque (o la unión del cilindro con el fono) como otro modo de falla probable, para el cual, de acuerdo a la experiencia de los especialistas de DNV se estimó la frecuencia de falla base de 0.00002 fallas por año. Ver Tabla 8.2

Tabla 8.2 – Frecuencias base para fallas de tanques por el fondo

Hole sizes	Percentage	Frequency (per year)
Small Bottom Leak ($\leq 1/2"$)	99.72%	7.20×10^{-3}
Rapid Bottom Failure	0.28%	2.00×10^{-5}
Total	100%	7.22×10^{-3}

Para efectos del estudio motivo del presente informe, se hicieron las siguientes asunciones:

- El adelgazamiento o pérdida de espesor se mantiene durante todo el periodo de análisis, ya sea por corrosión generalizada o localizada.
- La probabilidad de falla se estimará evaluando la posibilidad de que el rate de corrosión sea mayor al esperado.
- La probabilidad de descubrir estos altos rates de corrosión está determinada por la cantidad y tipo de inspecciones que se hagan.

La Figura 8.1 muestra el diagrama de flujo a seguir para determinar el Factor de modificación de la frecuencia de falla de cada fondo de tanque. Cada paso de este diagrama de flujo será descrito a continuación, seguido de las respectivas tablas de valoración requeridas.

8.1.1 Corrosión por el lado terreno

- a) *Establecer el rate de corrosión base para corrosión por lado terreno:* El valor de este rate de corrosión se determinó de los registros históricos y resultados de inspecciones efectuadas a cada equipo. En el caso de equipos donde no se encontró suficiente información o donde las planchas del fondo fueron instaladas recientemente (ya sea por mantenimiento o construcción nueva) se asumió un rate de corrosión típico de 5 mpy.

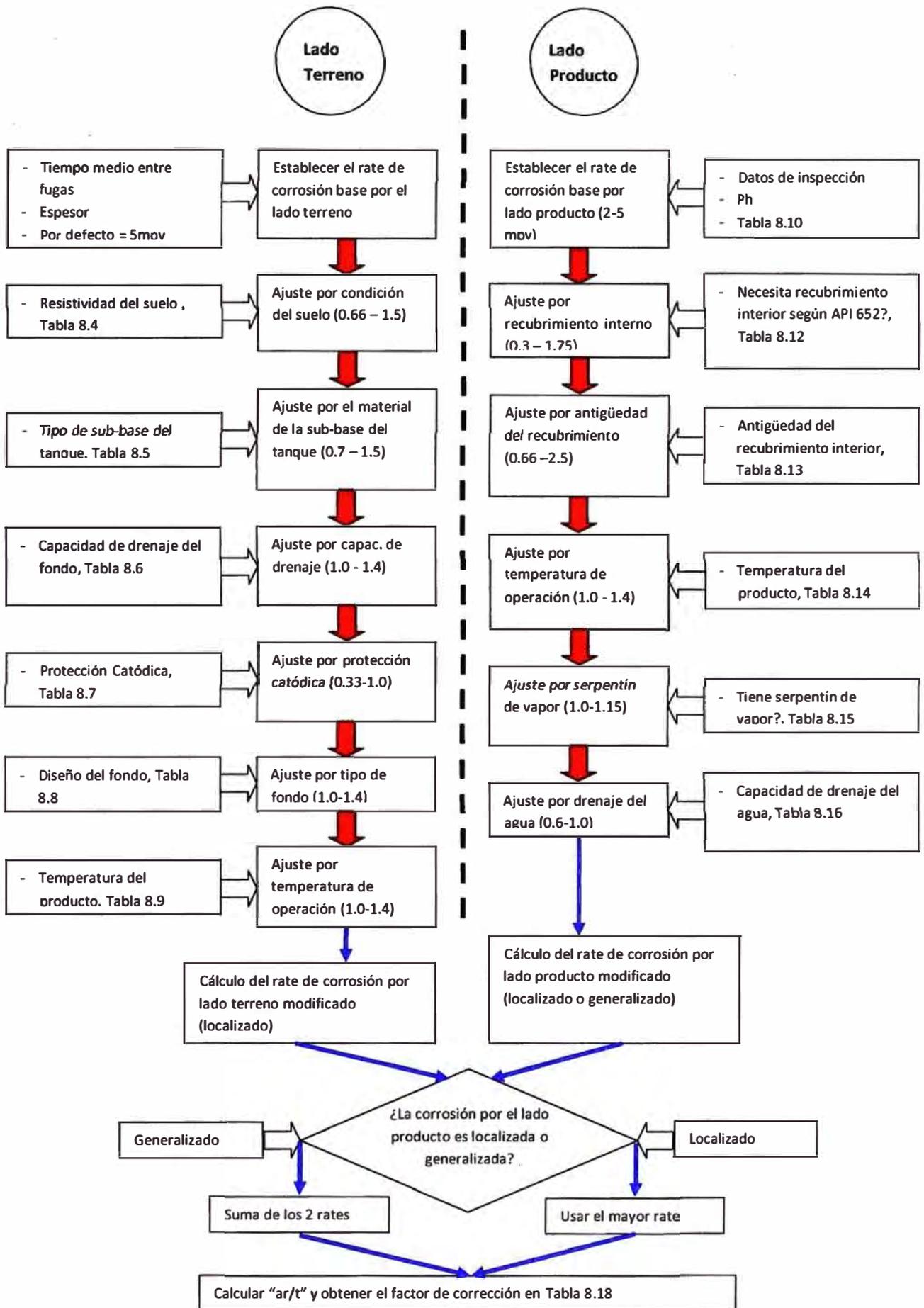


Figura 8.1 - Diagrama de flujo para el Análisis de la Frecuencia de Falla

Tabla 8.3 – Condiciones a considerar para establecer la frecuencia base

Factor	Base Corrosion Rate Conditions
Soil Resistivity	Moderately corrosive (1000-2000 ohm-cm)
Tank Pad Material	Continuous asphalt or concrete
Tank Drainage	Storm water does not collect around base of tank
Cathodic Protection	None or not functioning
Bottom Type	Single Bottom
Bulk Fluid Temperature	Below 75°F

b) *Ajuste por las condiciones del terreno:* El valor del factor que permite modificar la frecuencia de falla base debido a la condición del terreno depende básicamente de la resistividad del suelo aledaño a la ubicación del tanque debido a que a mayor resistividad del terreno, este favorece los fenómenos de corrosión de las planchas de acero que conforman el fondo del tanque. En los casos donde no se conoce el valor de la resistividad del suelo, se asumió este factor como 1.

Tabla 8.4 – Ajuste por resistividad del terreno

Resistivity (ohm-cm)	Potential Corrosion Activity	Adjustment Factor
<500	Very Corrosive	1.5
500 – 1000	Corrosive	1.25
1000 – 2000	Moderately Corrosive	1
2000 – 10000	Mildly Corrosive	0.83
>10000	Progressively Less Corrosive	0.66
Tank with RPB		1

c) *Ajuste por tipo de sub-base del tanque:* Depende básicamente del tipo de cimentación que tiene el tanque. Ver Tabla 8.5

Tabla 8.5 – Ajuste por tipo de sub-base

Type	Adjustment Factor
Soils with high concentrations of salts	1.5
Crushed limestone	1.4
Native soil	1.3
Construction grade sand	1.15
Continuous asphalt	1
Continuous concrete	1
Oil sand	0.7
High resistivity, low chloride sand	0.7

- d) *Ajuste por drenaje*: Este factor modifica la frecuencia base debido al hecho de que el agua de lluvia (humedad) acumulada alrededor del tanque (pestaña del fondo) hace que se incremente la susceptibilidad del tanque a sufrir los efectos de la corrosión.

Tabla 8.6 – Ajuste por carácter autodrenante

Type of Drainage	Adjustment Factor
Storm water usually collects around the base of the tank	1.4
Storm water does not usually collect around the base of the tank	1

- e) *Ajuste por protección catódica*: Este factor modifica la frecuencia base en función de la existencia de un sistema de protección catódica para el fondo del tanque, así como si es que este ha sido instalado y es mantenido de acuerdo a los requerimientos establecidos por el API 651. Ver Tabla 8.7.

Tabla 8.7 – Ajuste por protección catódica

Functional Cathodic Protection in Place?	Adjustment Factor
NO	1
YES (not per API 651)	0.66
YES (installed and maintained per API 651)	0.33

f) *Ajuste por tipo de fondo*: Este factor pretende calificar la existencia de un sistema de prevención de fugas tipo barrera (geomembrana). Dado que un sistema de este tipo instalado de forma inadecuada resulta perjudicial, esta condición es castigada como se muestra en la Tabla 8.8.

Tabla 8.8 – Ajuste por tipo de fondo

Bottom Type	Adjustment Factor
RPB (not per API 650)	1.4
RPB (designed and maintained per API 650)	1
Single bottom	1

g) *Ajuste por temperatura de operación*: Este factor de modificación sirve para corregir la frecuencia base en función de la temperatura de operación promedio del tanque, debido a que temperaturas por encima de 75 °F favorecen la migración de la humedad contenida en el terreno hacia la superficie originando corrosión exterior (terreno) en el fondo. Ver Tabla 8.9.

Tabla 8.9 – Ajuste por temperatura de operación

Bulk Fluid Temperature (°F)	Adjustment Factor
≤ 75	1
76 – 150	1.1
151 – 200	1.3
201 – 250	1.4
>250	1

Empleando todos los factores modificatorios y siguiendo la metodología descrita líneas arriba se efectuó el cálculo de los factores de corrección totales por el lado terreno, las cuales se muestran en la Tabla 8.10

Tabla 8.10 – Resultados de cálculo de frecuencias de falla por lado terreno (modificadas)

CARACTERISTICAS GENERALES						FACTORES DE CORRECCION POR CORROSION LADO TERRENO						
N° LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia inicial (años)	FC por resistividad de suelo	FC por tipo de base	FC por capacidad autodrenante	FC por protección catódica	FC por diseño de la base	FC por temperatura de operación	FC Global Lado Terreno
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	12	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,15
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	12	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,30
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	12	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,30
32-T4	Gasolina primaria (I)	7	1966	2005	10	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,10	1,43
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	10	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	0,70
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	10	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	0,70
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	10	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,10	1,43
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	10	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,10	1,43
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	9	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,10	0,77
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	9	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,10	1,43
31-T11B	Kerosene	3,5	1966	2004	10	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,30
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,30	0,91
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	10	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,30	1,69
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	10	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T101	Slop	5	1974	2002	12	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,10	0,77
31-T102A	Residual	100	1972	1998	15	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,10	0,77
31-T102B	Material de Corte	100	1974	1997	15	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,10	0,77
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	10	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,00	0,70
31-T202B	Residual	141	1979	2005	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T202E	Residual	141	1979	2000	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T202F	Residual	146	1979	2003	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,30	1,50
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2002	10	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T210D	Turbo	135,5	1987	2003	9	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T213A	Diesel 2	141	1980	2008	15	1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,30
31-T213B	Diesel 2	141	1980	2008	15	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	1999	2007	12	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,10	0,77
31-T333B	Asfalto RC 250	15,1	1999	2006	12	1,00	0,70	1,00	1,00	1,00	1,10	0,77
31T210B	Kerosene	46	1980	2009	10	1,00	1,15	1,00	1,00	1,00	1,10	1,27

8.1.2 Corrosión por el lado producto.

a) *Establecer el rate de corrosión base para corrosión por el lado producto:*

El valor de este rate de corrosión se determinó también de los registros históricos y resultados de inspecciones efectuadas a cada equipo. En el caso de equipos donde no se encontró suficiente información se asumió rates de corrosión típicos de 2 o 5 mpy, en función del contenido de agua en el producto almacenado.

Tabla 8.11 – Condiciones a considerar para establecer frecuencia base

Factor	Base Corrosion Rate Conditions
Internal lining	Internal lining not needed for corrosion protection and none applied
Bulk fluid temperature	Below 75°F
Steam coil heater	No
Water draws	No (Water draws conducted neither weekly nor after every receipt)

b) *Ajuste por recubrimiento interior:* Este factor corrige la frecuencia inicial en función de la existencia o no de un recubrimiento interior sobre el fondo del tanque, teniendo como criterios para determinar la necesidad del uso de este recubrimiento, los descritos en el API 652. Asimismo, considera la antigüedad y tipo del recubrimiento si es que este existiera. Ver Tablas 8.12.

Tabla 8.12a – Ajuste por recubrimiento interior

Is internal lining needed for corrosion protection?	Adjustment Factor
YES (but no internal lining or unknown)	1.75
YES (internal lining applied, but not according to API 652)	1.15
YES (internal lining applied per API 652)	0.5
NO (and no lining applied)	1
NO (internal lining applied anyway but not according to API 652)	0.6
NO (but internal lining applied according to API 652)	0.3

Tabla 8.12b – Ajuste por antigüedad del recubrimiento

Lining Application and Age	Adjustment Factor
Lining applied per API 652	
≥ 20 years – limited or no data to assess lining condition	2.5
≥ 20 years – data to demonstrate that lining is in good condition	1
10 – 20 years	1
< 10 years	0.66
Lining not applied per API 652	
≥ 10 years – limited or no data to assess lining condition	1.5
≥ 10 years – data to demonstrate that lining is in good condition	1
5 – 10 years	1
< 5 years	0.87

- c) *Ajuste por temperatura de operación:* De manera similar al caso de la corrosión por el lado terreno, en este caso la temperatura de operación del tanque incide directamente sobre la velocidad de corrosión de las planchas del fondo. Ver Tabla 8.13

Tabla 8.13 – Ajuste por temperatura de operación

Bulk Fluid Temperature (°F)	Adjustment Factor
≤ 75	1
76 – 150	1.1
151 – 200	1.3
201 – 250	1.4
≥ 250	1

- d) *Ajuste por serpentines de vapor interiores:* Este factor modifica la frecuencia base en debido a la existencia de un serpentín de vapor en el interior del tanque dado que esto implica un incremento en la temperatura al interior del mismo y la posibilidad de una fuga de vapor hacia el interior. Ver Tabla 8.14

Tabla 8.14 – Ajuste por serpentines de vapor

Does tank have a steam coil heater?	Adjustment Factor
YES	1.15
NO	1

- e) *Ajuste por drenaje del agua del interior:* Este factor califica la frecuencia con que se drena el agua contenida en el fondo del tanque. Ver Tabla 8.15.

Tabla 8.15 – Ajuste por drenaje del agua del interior

Are water draws conducted either weekly or after every receipt?	Adjustment Factor
NO	1
YES	0.6

Empleando todos los factores de corrección y siguiendo la metodología descrita líneas arriba se efectuó el cálculo del factor de corrección total por el lado producto y el factor de corrección global conjugando ambos tipos de corrosión (lado terreno y lado producto), las cuales se muestran en la Tabla 8.16

Tabla 8.16 – Resultados de cálculo de frecuencias de falla por lado producto (modificadas)

CARACTERÍSTICAS GENERALES					FACTORES DE CORRECCION POR CORROSION LADO PRODUCTO							FC Global
N° LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia inicial (años)	FC por lining interior	FC por antigüedad del lining interior	FC por temperatura de operación	FC por serpentín de vapor	FC por tipo de drenaje de agua	FC Global - Lado Producto	
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	12	0,60	1,00	1,00	1,00	0,60	0,36	151
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	12	0,60	1,00	1,00	1,00	0,60	0,36	166
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	12	0,60	1,50	1,00	1,00	0,60	0,54	184
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	1966	2005	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	183
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	10	0,60	0,87	1,00	1,00	0,60	0,31	101
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	10	0,60	0,87	1,00	1,00	0,60	0,31	101
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	183
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	183
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	9	0,60	0,87	1,10	1,00	0,60	0,34	111
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	9	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	183
31-T11B	Kerosene	3,5	1966	2004	10	0,60	1,00	1,00	1,00	0,60	0,36	166
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	1,00	1,00	1,30	0,60	0,60	0,47	138
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	10	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	259
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	166
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T101	Slop	5	1974	2002	12	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	117
31-T102A	Residual	100	1972	1998	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	167
31-T102B	Material de Corte	100	1974	1997	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	167
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	10	0,60	0,87	1,00	1,00	0,60	0,31	101
31-T202B	Residual	141	1979	2005	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T202E	Residual	141	1979	2000	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T202F	Residual	146	1979	2003	15	1,00	1,00	1,30	1,15	0,60	0,90	239
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2002	10	0,60	0,87	1,10	1,00	0,60	0,34	161
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	166
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	166
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	166
31-T210D	Turbo	135,5	1987	2003	9	0,60	1,00	1,10	1,00	0,60	0,40	166
31-T213A	Diesel2	141	1980	2008	15	0,60	0,87	1,00	1,00	0,60	0,31	161
31-T213B	Diesel2	141	1980	2008	15	0,60	0,87	1,10	1,00	0,60	0,34	161
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	1999	2007	12	1,00	1,00	1,10	0,60	0,60	0,40	117
31-T333B	Asfalto RC 250	15,1	1999	2006	12	1,00	1,00	1,10	0,60	0,60	0,40	117
31T210E	Kerosene	46	1980	2009	10	0,60	0,87	1,10	1,00	0,60	0,34	161

8.1.3 Combinación de rates de corrosión.

Las velocidades de corrosión interior y exterior se calcularon multiplicando los valores base, indicados al inicio del análisis para cada caso, por los factores de corrección respectivos. Estos valores son válidos asumiendo que la corrosión por el lado terreno es localizada y la corrosión por el lado producto generalizada, de tal manera que ambos valores de velocidad de corrosión se sumaron obteniendo una velocidad de corrosión global que es la que se usará para el resto del análisis.

8.1.4 Identificación de la efectividad de las inspecciones.

Las inspecciones se categorizaron en función de su efectividad para detectar defectos por originados por corrosión y la cantidad de información que proporciona para calcular la velocidad de corrosión. Como se puede observar en la Tabla 8.17, se tienen cinco categorías, a priori una mas efectiva que la otra; sin embargo, cada una de estos tipos de inspección efectuados un cierto número de veces dentro de un mismo periodo pueden tener la misma efectividad aún teniendo alcances distintos y perteneciendo a distintas categorías. A esta equivalencia se le denominó "Número de Efectividad de Inspección", el cual se utilizó para hallar un factor de corrección adecuado en la Tabla 8.18.

1 inspección tipo A = 2 inspecciones tipo B

1 inspección tipo B = 2 inspecciones tipo C

1 inspección tipo C = 2 inspecciones tipo D

Tabla 8.17 - Guía para asignar categoría por tipo de inspección

Inspection Rating Category	Soil Side	Product Side
A	<ul style="list-style-type: none"> Floor scan 90+% & UT follow-up Include welds if warranted from the results on the plate scanning Hand scan of the critical zone 	<ul style="list-style-type: none"> Commercial blast Effective supplementary light Visual 100% (API 653) Pit depth gauge 100% vacuum box testing of welded joints <p><u>Lining or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Sponge test 100% Adhesion test Scrape test
B	<ul style="list-style-type: none"> Floor scan 50+% & UT follow-up <p>OR</p> <ul style="list-style-type: none"> EVA or other statistical method with floor scan follow-up if warranted by the result 	<ul style="list-style-type: none"> Brush blast Effective supplementary light Visual 100% (API 653) Pit depth gauge <p><u>Lining or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Sponge test 75% Adhesion test Scrape test
C	<ul style="list-style-type: none"> Floor scan 5-10+% plates: supplement with scanning near shell & UT follow-up: Scan circle and X pattern Progressively increase if damage found during scanning Hammer test Cut coupons 	<ul style="list-style-type: none"> Broom swept Effective supplementary light Visual 100% Pit depth gauge <p><u>Lining or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Sponge test 50 – 75% Adhesion test Scrape test
D	<ul style="list-style-type: none"> Spot UT Hammer test Flood test 	<ul style="list-style-type: none"> Broom swept No effective supplementary lighting Visual 25-50% <p><u>Lining or Liner:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Sponge test 50
E	None	None

8.1.5 Determinación del Factor de Corrección

Para determinar el factor de modificación global de la frecuencia de falla del fondo de cada tanque, se calculó el número adimensional “ar/t” conocido como una constante de la vida de cada tanque que viene a ser la fracción del espesor de plancha del fondo que se ha perdido hasta la fecha debido a la corrosión.

Con el valor de la constante "ar/t" y el valor de la efectividad de las inspecciones, de la Tabla 8.18 se determinó el factor de corrección global MF, el cual a su vez fue empleado hallar la frecuencia de falla por corrosión corregida mediante la siguiente fórmula.

$$\text{Small Bottom Leak Frequency} = (7.2 \times 10^{-3} / \text{year}) * MF_{ar,t}$$

En la Tabla 8.19 se muestran los resultados obtenidos de este análisis, es decir las frecuencias de falla por corrosión de los fondos de cada tanque.

Se puede apreciar que las frecuencias de falla obtenidas varían para cada caso y pueden ser tan críticas como de una falla por año hasta tan insignificantes como 0.000072 fallas por año.

Tabla 8.19 – Calculo de frecuencias de fuga por el fondo debido a corrosión

N° LOCAL	Rate de corrosión base "r" (mpg)	Rate de corrosión base "r" (mm/año)	Antigüedad del fondo del tanque "a" (Años)	Espesor original de planchas centrales del fondo "t1" (mm)	Espesor original de planchas perimetrales del fondo "t2" (mm)	ar/t Planchas centrales	ar/t Planchas perimetrales	ar/t	Tipo de Inspección	MF (ar/t)	Frecuencia de fuga por fondo
31-TID	4,40	0,11	20,00	6,35	6,35	0,35	0,35	0,35	B	2,04	0,014688
31-TIK	5,15	0,13	18,00	5,00	9,53	0,47	0,25	0,47	B	9,39	0,067608
31-TIN	3,94	0,10	18,00	6,35	9,53	0,28	0,19	0,28	B	0,61	0,004392
32-T4	2,76	0,07	15,00	6,35	6,35	0,17	0,17	0,17	B	0,03	0,000216
31-T8A	5,00	0,13	1,00	6,35	9,53	0,02	0,01	0,02	B	0,01	0,000072
31-T8B	5,00	0,13	1,00	6,35	9,53	0,02	0,01	0,02	B	0,01	0,000072
31-T9A	1,80	0,05	44,00	6,35	6,35	0,32	0,32	0,32	B	1,32	0,009504
31-T9B	2,86	0,07	44,00	6,35	6,35	0,50	0,50	0,50	B	12,2	0,08784
31-T10A	5,00	0,13	2,00	6,35	9,53	0,04	0,03	0,04	B	0,01	0,000072
31-T10B	4,60	0,12	44,00	6,35	6,35	0,81	0,81	0,81	B	76,5	0,5508
31-T11B	2,00	0,05	18,00	6,35	6,35	0,14	0,14	0,14	B	0,01	0,000072
31-T14A	2,87	0,07	44,00	6,35	9,53	0,51	0,34	0,51	B	13,46	0,096912
31-T14B	3,94	0,10	44,00	6,35	6,35	0,69	0,69	0,69	B	44,88	0,323136
31-T15A	5,00	0,13	3,00	6,35	9,53	0,06	0,04	0,06	B	0,01	0,000072
31-T15B	2,50	0,06	17,00	6,35	9,53	0,17	0,11	0,17	B	0,03	0,000216
31-T21	4,67	0,12	43,00	6,35	6,35	0,80	0,80	0,80	B	73,5	0,5292
31-T27	2,13	0,05	44,00	6,35	9,53	0,37	0,25	0,37	B	2,9	0,02088
31-T33	2,00	0,05	44,00	6,35	9,53	0,35	0,23	0,35	B	2,04	0,014688
31-T101	5,00	0,13	8,00	6,35	9,53	0,16	0,11	0,16	B	0,02	0,000144
31-T102A	5,00	0,13	12,00	6,35	9,53	0,24	0,16	0,24	B	0,23	0,001656
31-T102B	5,00	0,13	13,00	6,35	9,53	0,26	0,17	0,26	B	0,38	0,002736
31-T103B	5,00	0,13	2,00	6,35	9,53	0,04	0,03	0,04	B	0,01	0,000072
31-T202B	2,30	0,06	17,00	6,35	9,53	0,16	0,10	0,16	B	0,02	0,000144
31-T202E	4,70	0,12	31,00	6,35	9,53	0,58	0,39	0,58	B	23,24	0,167328
31-T202F	3,60	0,09	31,00	6,35	9,53	0,45	0,30	0,45	B	7,51	0,054072
31-T209A	5,00	0,13	13,00	6,35	9,53	0,26	0,17	0,26	B	0,38	0,002736
31-T209B	6,40	0,16	31,00	6,35	9,53	0,79	0,53	0,79	B	70,72	0,509184
31-T210A	5,67	0,14	30,00	6,35	9,53	0,68	0,45	0,68	B	42,66	0,307152
31-T210C	6,23	0,16	30,00	6,35	6,35	0,75	0,75	0,75	B	59,6	0,42912
31-T210D	4,60	0,12	23,00	6,35	9,53	0,42	0,28	0,42	B	5,51	0,039672
31-T213A	5,00	0,13	30,00	6,35	9,53	0,60	0,40	0,60	B	26,4	0,19008
31-T213B	5,00	0,13	30,00	6,35	9,53	0,60	0,40	0,60	B	26,4	0,19008
31-T333A	5,00	0,13	3,00	6,35	9,53	0,06	0,04	0,06	B	0,01	0,000072
31-T333B	5,00	0,13	3,00	6,35	9,53	0,08	0,05	0,08	B	0,01	0,000072
31T210B	8,80	0,22	30,00	6,35	9,53	1,06	0,70	1,06	B	139	1,0008

8.1.6 Falla repentina del fondo

Este modo de falla se refiere principalmente a la rotura de la unión del cilindro con el fondo y tiene una frecuencia base de 0.00002 fallas por año.

Esta frecuencia de falla es corregida por dos factores: (1) por cumplimiento del diseño, construcción, mantenimiento de acuerdo al estándar API y (2) la extensión de los efectos de la corrosión en la zona crítica del fondo del tanque. El cálculo de frecuencia corregida se efectúa según la siguiente fórmula:

$$\text{Rapid Bottom Failure Frequency} = 2 \times 10^{-5} / \text{year} * MF_{\text{Design}} * MF_{\text{Corrosion}}$$

- a) *Ajuste por diseño y mantenimiento del tanque:* Este factor califica el cumplimiento del diseño del tanque y los trabajos de mantenimiento con los estándares API.

Tabla 8.20 – Ajuste por diseño y mantenimiento del tanque

Is the tank designed according to a recognized industry standard and maintained according to API 653?	Modifying Factor
NO	5
YES	.5

- b) *Ajuste por corrosión:* Este factor corrige la frecuencia base debido la incidencia de los efectos de la corrosión en la zona crítica del

fondo, es decir en la zona de unión con el cilindro y se calcula como se muestra:

$$MF_{Corrosion} = MAX\left(\frac{MF_{\sigma_i}}{20}, 0.2\right)$$

Los resultados del cálculo la frecuencia de falla por rotura repentina del fondo de cada tanque se pueden observar en la Tabla 8.21

Los resultados observados indican que la frecuencia con que pueden ocurrir este tipo de fallas en los tanques en estudio es muy baja, llegando a ser tan insignificantes como 0.00002 fallas por año.

Tabla 8.21 – Frecuencias de falla por rotura repentina del fondo

CARACTERISTICAS GENERALES						FC por Diseño y Mantenimiento	FC por Corrosion	Frecuencia de fuga por el fondo
Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia inicial (años)			
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	12	0,50	0,20	0,00000200
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	12	5,00	0,47	0,00004695
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	12	5,00	0,20	0,00002000
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	1966	2005	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	10	0,50	0,61	0,00000610
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	9	0,50	0,20	0,00000200
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	9	0,50	3,83	0,00003825
31-T11B	Kerosene	3,5	1966	2004	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	15	0,50	0,67	0,00000673
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	15	0,50	2,24	0,00002244
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	0,50	0,20	0,00000200
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	15	0,50	0,20	0,00000200
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	10	0,50	3,68	0,00003675
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	15	0,50	0,20	0,00000200
31-T101	Slop	5	1974	2002	12	0,50	0,20	0,00000200
31-T102A	Residual	100	1972	1998	15	0,50	0,20	0,00000200
31-T102B	Material de Corte	100	1974	1997	15	0,50	0,20	0,00000200
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	10	0,50	0,20	0,00000200
31-T202B	Residual	141	1979	2005	15	5,00	0,20	0,00002000
31-T202E	Residual	141	1979	2000	15	5,00	1,16	0,00011620
31-T202F	Residual	146	1979	2003	15	0,50	0,38	0,00000376
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2002	10	5,00	0,20	0,00002000
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	5,00	3,54	0,00035360
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	5,00	2,13	0,00021330
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	5,00	2,98	0,00029800
31-T210D	Turbo	135,5	1987	2003	9	5,00	0,28	0,00002755
31-T213A	Diesel 2	141	1980	2008	15	5,00	1,32	0,00013200
31-T213B	Diesel 2	141	1980	2008	15	5,00	1,32	0,00013200
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	1999	2007	12	0,50	0,20	0,00000200
31-T333B	Asfalto FC 250	15,1	1999	2006	12	0,50	0,20	0,00000200
31T210B	Kerosene	46	1980	2009	10	5,00	6,95	0,00069500

8.2 ANALISIS DE LAS CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS

Las consecuencias de una fuga de producto debido a la falla del fondo de un tanque se pueden medir en dólares y consiste en los siguientes aspectos relevantes:

- Costo de remediación ambiental
- Penalidades o multas por contaminar el medio ambiente
- Costos de reparación del tanque
- Costos de pérdida de oportunidad o lucro cesante

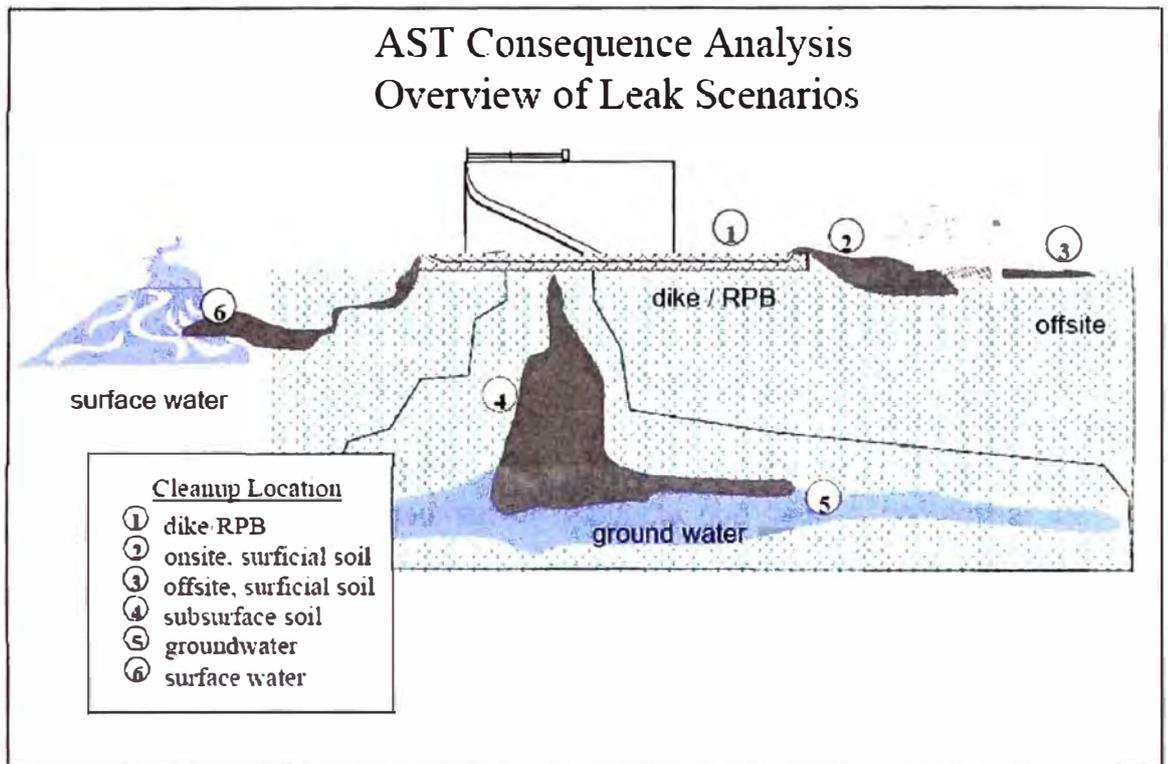
8.2.1 Costos de remediación ambiental

Como se puede observar en la Figura 8.2, existen distintos escenarios que se pueden presentar cuando se produce una fuga de producto al exterior de un tanque.

En el caso de nuestro estudio, se consideró los escenarios de contaminación del suelo dentro del cubeto donde se ubica el tanque pudiendo contar este cubeto con geomembrana o no, contaminación del sub-suelo debajo del tanque y contaminación de la napa freática (aguas subterráneas).

La metodología empleada para calcular el costo de remediación ambiental consiste en estimar el volumen derramado y determinar su incidencia en el medio ambiente. En función de la incidencia del derrame en el suelo alrededor al tanque y las aguas subterráneas, se procede a multiplicar cada uno de estos volúmenes por el factor de limpieza o CUF.

Figura 8.2 – Escenarios de fugas al exterior de un tanque



El CUF se puede seleccionar de la Tabla 8.22, la cual contiene valores para el CUF sugeridos por los especialistas de DNV, quienes diseñaron esta metodología.

Tabla 8.22 – Factor de Limpieza sugerido (CUF)

Description	Suggested Clean-Up Factor (\$ per bbl)	Applicable Failure Types
Spill contained in dike	10	Rupture
Onsite surficial soil contamination	50	Rupture
Offsite surficial soil contamination	Low: 100, medium: 250, high: 500	Rupture
Subsurface soil contamination	Low: 500, medium: 1.500, high: 3.000	Leak
Groundwater contamination	Low: 1.000, medium: 5.000, high: 10.000	Leak
Surface water contamination	Low: 500, medium: 1.500, high: 5.000	Rupture

Se puede observar que estos valores de CUF están dados para tres niveles distintos (bajo, medio y alto), los cuales se encuentran en

función del nivel de exigencia de las regulaciones estatales. En nuestro caso se asumió un nivel medio.

En cuanto al volumen total de la fuga, este se puede dividir en dos porciones, aquella que llega a verterse sobre las aguas subterráneas y otra que se queda contenida en el suelo y sub-suelo debajo del tanque.

Para calcular el volumen de producto que llega a contaminar las aguas subterráneas, primero se determinó el tipo de suelo existente debajo de la base del tanque y la distancia existente debajo del tanque hasta encontrar la napa freática. Estos datos se obtuvieron extrapolando la información existente en el estudio de suelos de la planta (Ver Anexo A) hacia la ubicación de cada tanque en estudio.

Una vez determinado estos datos, se procede a calcular de acuerdo al diagrama de flujo mostrado en la Figura 8.4.

En el caso de aquellos tanques que cuentan con la base del fondo impermeabilizada (con geomembrana) se ha considerado que esta no tiene ninguna perforación que permita verter el producto hacia el suelo.

Para efectos del cálculo del volumen de producto que alcanza a verterse sobre la napa freática y el volumen total de la fuga se empleó las Tablas 8.23, 8.24 y 8.25 mostradas a continuación.

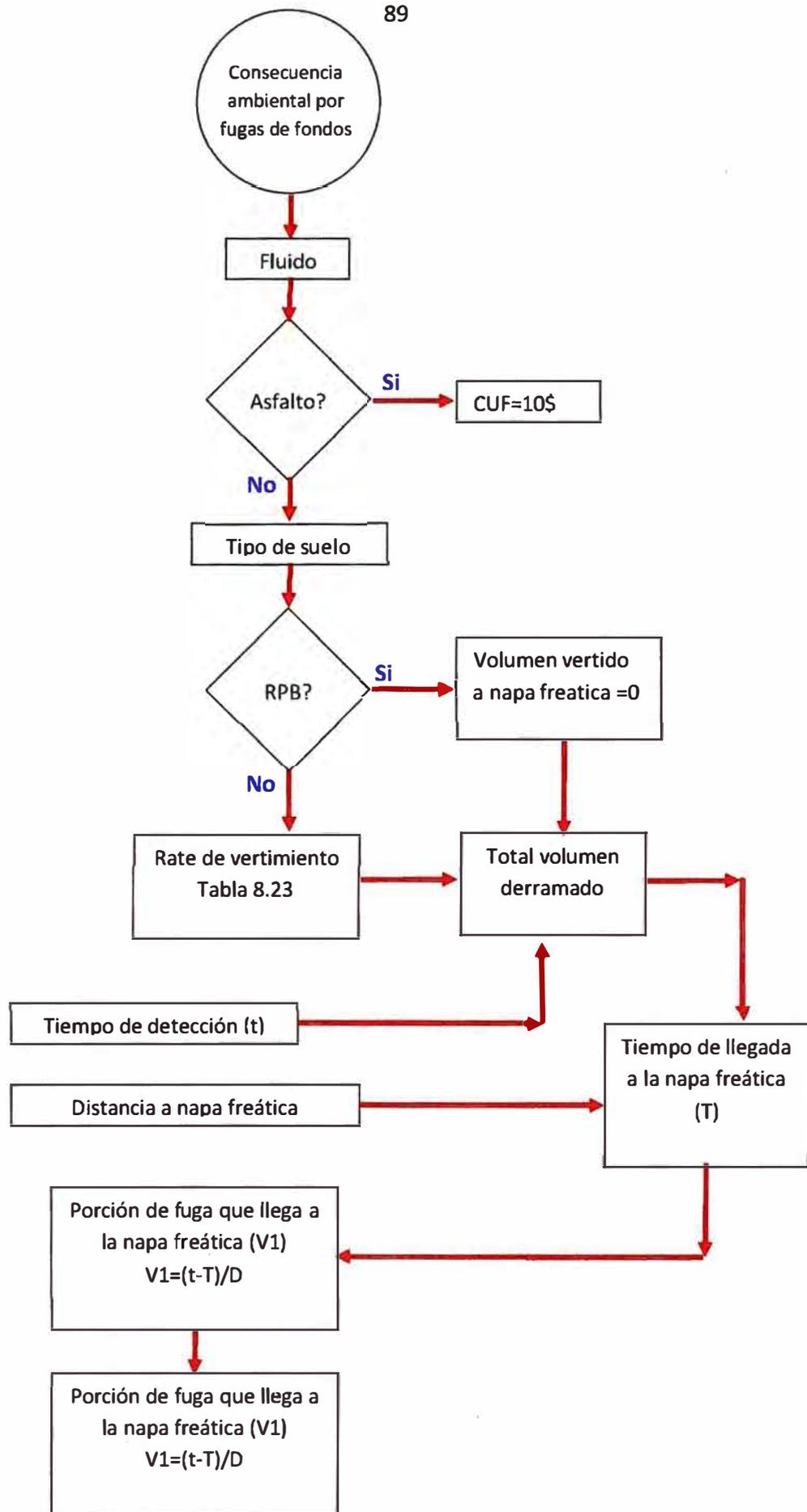


Figura 8.4 - Diagrama de flujo para cálculo de volumen de fuga

Tabla 8.23 – Rates de vertimiento en fugas pequeñas por fondos de tanques (bbl/hr)

Soil Type	Hydraulic Conductivity of Soil (cm/sec)	Gasoline	Diesel Oil Light Fuel Oil	Heavy Fuel Oil Crude Oil
Coarse Sand	$1 \times 10^{-1} - 1 \times 10^{-2}$	5	2	0.15
Fine Sand	$1 \times 10^{-2} - 1 \times 10^{-3}$	1	0.5	0.03
Very Fine Sand	$1 \times 10^{-3} - 1 \times 10^{-5}$	0.08	0.03	0.002
Silt	$1 \times 10^{-5} - 1 \times 10^{-6}$	0.006	0.003	0.0002
Sandy Clay	$1 \times 10^{-6} - 1 \times 10^{-7}$	0.001	0.0005	0.00003
Clay	$1 \times 10^{-7} - 1 \times 10^{-8}$	0.0002	0.00008	0.000005

Tabla 8.24 – Velocidad del flujo de producto a través del suelo (ft/dia)

Soil Type	Hydraulic Conductivity of Soil (cm/sec)	Gasoline	Diesel Oil Light Fuel Oil	Heavy Fuel Oil Crude Oil
Coarse Sand	$1 \times 10^{-1} - 1 \times 10^{-2}$	400	100	3
Fine Sand	$1 \times 10^{-2} - 1 \times 10^{-3}$	40	10	0.3
Very Fine Sand	$1 \times 10^{-3} - 1 \times 10^{-5}$	1	0.3	0.01
Silt	$1 \times 10^{-5} - 1 \times 10^{-6}$	0.04	0.01	0.0003
Sandy Clay	$1 \times 10^{-6} - 1 \times 10^{-7}$	0.004	0.001	0.00003
Clay	$1 \times 10^{-7} - 1 \times 10^{-8}$	0.0004	0.0001	0.000003

Tabla 8.25 – Tiempos de detección de fugas

Scenario	Detection Time (Suggested Default)
Small Bottom Leak (no RPB)	6 months
Small Bottom Leak (RPB)	1 week
Rapid Bottom Failure	1 day
Rapid Shell Failure	1 day

Los resultados del cálculo del costo de remediación ambiental asociado a cada tanque se pueden apreciar en la Tabla 8.26, mostrada a continuación.

Tabla 8.26 - Costos de remediación ambiental por tanque

CARACTERÍSTICAS GENERALES					Distancia vertical del fondo a la napa freática "D" (ft)	Flujo de fuga de Producto "Q" (bbl/hr)	Velocidad de fuga "S" (ft/día)	Tiempo de llegada de fuga a napa freática "T" (día)	Tiempo de detección de fugas "t" (día)	Volumen producto llega a napa freática "V1" (bbl)	Volumen total de fuga "V2" (bbl)	Factor de Limpieza (CUF)		Costo de remediación del suelo (\$)
Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Diámetro (m)	Altura (m)								Por contaminar ar suelo (\$/bbl)	Por contaminar napa freática	
31-T1D	Crudo	200	48.80	17.10	68.90	0.15000	3.00000	22.966	180,00	565,32	648,00	1500,00	5000,00	2950629.92
31-T1K	Crudo	141	39.90	17.90	50.20	0.15000	3.00000	16.732	180,00	587,76	648,00	1500,00	5000,00	3029173.23
31-T1N	Crudo	141	39.90	17.90	50.20	0.15000	3.00000	16.732	180,00	587,76	648,00	1500,00	5000,00	3029173.23
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	11.90	10.90	42.98	5.00000	400.00000	0.107	180,00	21587.11	21600,00	1500,00	5000,00	107954872.05
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	29.90	12.80	36.09	5.00000	400.00000	0.090	7,00	0,00	840,00	1500,00	5000,00	1260000,00
31-T8B	Gasolina 97	50	29.90	12.80	36.09	5.00000	400.00000	0.090	7,00	0,00	840,00	1500,00	5000,00	1260000,00
31-T9A	Gasolina 97	15	18,00	11,10	36,09	5,00000	400,00000	0,090	180,00	21589,17	21600,00	1500,00	5000,00	107962106,30
31-T9B	Gasolina 90	15	18,00	11,10	36,09	5,00000	400,00000	0,090	180,00	21589,17	21600,00	1500,00	5000,00	107962106,30
31-T10A	Turbo	30	22,60	12,80	36,09	5,00000	400,00000	0,090	7,00	0,00	840,00	1500,00	5000,00	1260000,00
31-T10B	Turbo	30	22,60	12,80	36,09	5,00000	400,00000	0,090	180,00	21589,17	21600,00	1500,00	5000,00	107962106,30
31-T11E	Kerosene	3,5	9,40	9,10	33,46	5,00000	400,00000	0,084	180,00	21589,96	21600,00	1500,00	5000,00	107964862,20
31-T14A	Residual (consumo int.	12	14,30	12,80	36,09	2,00000	100,00000	0,361	180,00	8622,68	8640,00	1500,00	5000,00	4313370,08
31-T14B	Residual (consumo int.	12	14,30	12,80	36,09	2,00000	100,00000	0,361	180,00	8622,68	8640,00	1500,00	5000,00	4313370,08
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	15,00	12,90	29,86	2,00000	100,00000	0,299	7,00	0,00	336,00	1500,00	5000,00	504000,00
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	15,00	12,90	29,86	2,00000	100,00000	0,299	180,00	8625,67	8640,00	1500,00	5000,00	43149842,52
31-T21	Gasóleo a FCC	11	13,80	12,80	45,93	2,00000	100,00000	0,459	180,00	8617,95	8640,00	1500,00	5000,00	43122834,65
31-T27	Kerosene	8	12,50	11,00	31,17	5,00000	400,00000	0,078	180,00	21590,65	21600,00	1500,00	5000,00	107967273,62
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	10,70	9,10	31,17	2,00000	100,00000	0,312	180,00	8625,04	8640,00	1500,00	5000,00	43147637,80
31-T101	Slop	5	9,60	10,90	27,89	0,15000	3,00000	3,296	180,00	614,84	648,00	1500,00	5000,00	3122874,02
31-T102A	Residual	100	36,60	15,10	14,76	2,00000	100,00000	0,148	180,00	8632,91	8640,00	1500,00	5000,00	43175196,85
31-T102B	Material de Corte	100	36,60	14,60	14,76	2,00000	100,00000	0,148	180,00	8632,91	8640,00	1500,00	5000,00	43175196,85
31-T103B	Gasolina FCC	45	27,10	12,80	44,29	5,00000	400,00000	0,111	7,00	0,00	840,00	1500,00	5000,00	1260000,00
31-T202E	Residual	141	39,90	17,90	11,15	2,00000	100,00000	0,112	180,00	8634,65	8640,00	1500,00	5000,00	43181259,84
31-T202E	Residual	141	39,90	17,90	14,76	0,00050	0,00100	14763,780	180,00	0,00	2,16	1500,00	5000,00	3240,00
31-T202F	Residual	146	45,90	14,40	14,76	0,00050	0,00100	14763,780	180,00	0,00	2,16	1500,00	5000,00	3240,00
31-T209A	Gasolina 84	141	39,90	17,90	11,15	5,00000	400,00000	0,028	180,00	21596,65	21600,00	1500,00	5000,00	107988287,40
31-T209B	Gasolina 84	141	39,90	17,90	11,15	5,00000	400,00000	0,028	180,00	21596,65	21600,00	1500,00	5000,00	107988287,40
31-T210A	Gasolina	46	22,80	17,90	14,76	5,00000	400,00000	0,037	180,00	21595,57	21600,00	1500,00	5000,00	107984498,03
31-T210C	Kerosene	46	22,80	17,90	14,76	5,00000	400,00000	0,037	180,00	21595,57	21600,00	1500,00	5000,00	107984498,03
31-T210D	Turbo	135,5	46,20	14,40	12,47	5,00000	400,00000	0,031	180,00	21596,26	21600,00	1500,00	5000,00	107986909,45
31-T213A	Diesel 2	141	39,90	17,90	14,76	0,00050	0,00100	14763,780	180,00	0,00	2,16	1500,00	5000,00	3240,00
31-T213B	Diesel 2	141	39,90	17,90	14,76	0,00050	0,00100	14763,780	180,00	0,00	2,16	1500,00	5000,00	3240,00
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	15,50	12,80	16,40	0,15000	3,00000	5,468	7,00	0,00	25,20	10,00	10,00	252,00
31-T333B	Asfalto RC 250	15,1	15,50	12,80	16,40	0,15000	3,00000	5,468	7,00	0,00	25,20	10,00	10,00	252,00
31T210B	Kerosene	46	22,80	17,90	14,76	5,00000	400,00000	0,037	180,00	21595,57	21600,00	1500,00	5000,00	107984498,03

8.2.2 Penalidades o multas por contaminar

En el presente estudio no se ha calculado estos costos debido a que en nuestra realidad este aspecto viene a ser un tanto subjetivo dado que no existe ninguna regulación estatal que establezca la escala de penalidades, ya sea en función del nivel de contaminación registrado o el nivel de responsabilidad del operador del tanque ante estos eventos.

En ese sentido, al ser un valor difícil de estimar con la información existente, no se considerará para el cálculo de las Consecuencias.

8.2.3 Costos de reparación del tanque

Los costos de reparación se calcularon bajo las siguientes consideraciones:

- La reparación se efectuará de manera puntual en la zona de falla con el tanque fuera de servicio el menor tiempo posible.
- No se consideró los costos de inspección por ser puntuales y estar cargados a la estructura del operador del tanque.
- Se estableció costos fijos de reparación metal mecánica (corte, soldeo y reemplazo de planchas) a todo costo, es decir incluye el material, consumibles, mano de obra, etc. Estos valores fueron obtenidos los registros históricos de reparaciones de este tipo.
- Los costos por instalación de facilidades y adicionales también se consideraron como un monto fijo que no depende del equipo a reparar.

- Los costos de limpieza del tanque se estimó en función del área del fondo del tanque (por metro cuadrado). Se consideró las tres etapas de la limpieza: Trasiego, retiro de borra y lavado interior.

Con estas consideraciones se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 8.27.

8.2.4 Costo de lucro cesante

Dada la flexibilidad operativa con que cuenta el complejo industrial, debido a la extensión de su patio de almacenamiento, la multiplicidad de tanques disponibles por cada producto y asumiendo los tanques como offsites al núcleo del negocio, se ha considerado que la puesta fuera de servicio de un tanque no genera lucro cesante dado que no altera el régimen productivo.

8.2.5 Costo por falla repentina del fondo

Dada la muy baja probabilidad calculada para este tipo de fallas (Ver apartado 8.1.6 y Tabla 8.21) se han excluido del análisis las consecuencias asociadas este rubro.

Tabla 8.27 – Costos de reparación por fugas menores en fondos de tanques

CARACTERISTICAS GENERALES					Limpieza (\$.)	Reparación (\$.)	Facilidades (\$.)	Costo Total (\$.)	Costo Total (\$)
Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Diám. (m)	Altura (m)					
31-T1D	Crudo	200	48,80	17,10	81440,17	15000,00	2500,00	123675,21	41225,07
31-T1K	Crudo	141	39,90	17,90	54940,59	15000,00	2500,00	90550,73	30183,58
31-T1N	Crudo	141	39,90	17,90	54940,59	15000,00	2500,00	90550,73	30183,58
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	11,90	10,90	3389,27	15000,00	2500,00	26111,59	8703,86
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	29,90	12,80	5457,54	15000,00	2500,00	28696,93	9565,64
31-T8B	Gasolina 97	50	29,90	12,80	5457,54	15000,00	2500,00	28696,93	9565,64
31-T9A	Gasolina 97	15	18,00	11,10	3890,64	15000,00	2500,00	26738,30	8912,77
31-T9B	Gasolina 90	15	18,00	11,10	3890,64	15000,00	2500,00	26738,30	8912,77
31-T10A	Turbo	30	22,60	12,80	4404,03	15000,00	2500,00	27380,04	9126,68
31-T10B	Turbo	30	22,60	12,80	4404,03	15000,00	2500,00	27380,04	9126,68
31-T11B	Kerosene	3,5	9,40	9,10	3242,89	15000,00	2500,00	25928,62	8642,87
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	14,30	12,80	8364,32	15000,00	2500,00	32330,40	10776,80
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	14,30	12,80	8364,32	15000,00	2500,00	32330,40	10776,80
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	15,00	12,90	9052,80	15000,00	2500,00	33191,00	11063,67
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	15,00	12,90	9052,80	15000,00	2500,00	33191,00	11063,67
31-T21	Gasóleo a FCC	11	13,80	12,80	7892,69	15000,00	2500,00	31740,86	10580,29
31-T27	Kerosene	8	12,50	11,00	6745,00	15000,00	2500,00	30306,25	10102,08
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	10,70	9,10	5343,20	15000,00	2500,00	28554,00	9518,00
31-T101	Slop	5	9,60	10,80	4593,63	15000,00	2500,00	27617,03	9205,68
31-T102A	Residual	100	36,60	15,10	46466,34	15000,00	2500,00	79957,93	26652,64
31-T102B	Material de Corte	100	36,60	14,60	46466,34	15000,00	2500,00	79957,93	26652,64
31-T103B	Gasolina FCC	45	27,10	12,80	26152,67	15000,00	2500,00	54565,84	18188,61
31-T202B	Residual	141	39,90	17,90	54940,59	15000,00	2500,00	90550,73	30183,58
31-T202E	Residual	141	39,90	17,90	54940,59	15000,00	2500,00	90550,73	30183,58
31-T202F	Residual	146	45,90	14,40	72221,39	15000,00	2500,00	112151,74	37383,91
31-T209A	Gasolina 84	141	39,90	17,90	7376,28	15000,00	2500,00	31095,35	10365,12
31-T209B	Gasolina 84	141	39,90	17,90	7376,28	15000,00	2500,00	31095,35	10365,12
31-T210A	Gasolina	46	22,80	17,90	4428,99	15000,00	2500,00	27411,24	9137,08
31-T210C	Kerosene	46	22,80	17,90	4428,99	15000,00	2500,00	27411,24	9137,08
31-T210D	Turbo	135,5	46,20	14,40	8867,36	15000,00	2500,00	32959,20	10986,40
31-T213A	Diesel 2	141	39,90	17,90	7376,28	15000,00	2500,00	31095,35	10365,12
31-T213B	Diesel 2	141	39,90	17,90	7376,28	15000,00	2500,00	31095,35	10365,12
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	15,50	12,80	9564,71	15000,00	2500,00	33830,89	11276,96
31-T333B	Asfalto RC 250	15,1	15,50	12,80	9564,71	15000,00	2500,00	33830,89	11276,96
31-T210B	Kerosene	46	22,80	17,90	4428,99	15000,00	2500,00	27411,24	9137,08

8.3 CALCULO DEL RIESGO

La metodología de análisis cuantitativo del riesgo a través de la estimación de la probabilidad de falla y las consecuencias de esta para cada tanque, implica que se exprese el riesgo como el producto de ambos factores, donde la probabilidad de falla es medida en “fugas por año” y las consecuencias en “dólares (\$) por fuga”; el riesgo estará dado en “dólares (\$) por año”.

Para el caso en estudio, dados los resultados obtenidos en los cálculos de las probabilidades de falla del fondo por corrosión y por rotura repentina de la unión cilindro-fondo, se ha visto por conveniente desestimar el riesgo asociado a este último tipo de falla debido a la muy baja probabilidad de ocurrencia que tienen.

Los resultados del cálculo del riesgo para cada tanque se pueden observar en la Tabla 8.28.

Con estos valores de riesgo se puede confeccionar una nueva matriz de riesgo (Ver Figura 8.5), en la cual se puede apreciar con claridad el nivel de riesgo relativo asociado a cada equipo y emplear esta información para tomar decisiones sobre la planificación del mantenimiento, inspección y modificaciones priorizando aquellos equipos con un nivel de riesgo más crítico.

Tabla 8.28 – Cálculo de riesgo cuantitativo de cada tanque

CARACTERISTICAS GENERALES					Costo Total de reparación (\$)	Costo Total de remediación (\$)	Total consecuencias (\$/fuga)	Probabilidad de fuga (fuga/año)	Riesgo (\$/Año)
N° LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Diám. (m)	Altura (m)					
31-T1D	Crudo	200	48,80	17,10	41225,07	2950629,92	2991854,99	0,014688	43944,37
31-T1K	Crudo	141	39,90	17,90	30183,58	3029173,23	3059356,81	0,067608	206836,99
31-T1N	Crudo	141	39,90	17,90	30183,58	194,40	30377,98	0,004392	133,42
32-T4	Gasolina primaria (I)	7	11,90	10,90	8703,86	3029173,23	3037877,09	0,000216	656,18
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	29,90	12,80	9565,64	194,40	9760,04	0,000072	0,70
31-T8B	Gasolina 97	50	29,90	12,80	9565,64	107964872,05	107964437,69	0,000072	7773,44
31-T9A	Gasolina 97	15	18,00	11,10	8912,77	1260000,00	1268912,77	0,009504	12059,75
31-T9B	Gasolina 90	15	18,00	11,10	8912,77	1260000,00	1268912,77	0,08784	111461,30
31-T10A	Turbo	30	22,60	12,80	9126,68	107962106,30	107971232,98	0,000072	7773,93
31-T10B	Turbo	30	22,60	12,80	9126,68	107962106,30	107971232,98	0,5508	59470555,12
31-T11B	Kerosene	3,5	9,40	9,10	8642,87	1260000,00	1268642,87	0,000072	91,34
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	14,30	12,80	10776,80	107962106,30	107972883,10	0,096912	10463868,05
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	14,30	12,80	10776,80	107964862,20	107975639,00	0,323136	34890816,09
31-T15A	Petr. ind. 6 / R500	13	15,00	12,90	11063,67	43139370,08	43150433,75	0,000072	3106,83
31-T15B	Petr. ind. 6 / R500	13	15,00	12,90	11063,67	43139370,08	43150433,75	0,000216	9320,49
31-T21	Gasóleo a FCC	11	13,80	12,80	10580,29	504000,00	514580,29	0,5292	272315,89
31-T27	Kerosene	8	12,50	11,00	10102,08	43149842,52	43159944,60	0,02088	901179,64
31-T33	R500 / Petr. ind. 6	5	10,70	9,10	9518,00	43122834,65	43132352,65	0,014688	633528,00
31-T101	Stop	5	9,60	10,80	9205,68	107967273,62	107976479,30	0,000144	15548,61
31-T102A	Residual	100	36,60	15,10	26652,64	43147637,80	43174290,44	0,001656	71496,62
31-T102B	Material de Corte	100	36,60	14,60	26652,64	3122874,02	3149526,66	0,002736	8617,10
31-T103B	Gasolina FCC	45	27,10	12,80	18188,61	43175196,85	43193385,46	0,000072	3109,92
31-T202B	Residual	141	39,90	17,90	30183,58	43175196,85	43205380,43	0,000144	6221,57
31-T202E	Residual	141	39,90	17,90	30183,58	1260000,00	1290183,58	0,167328	215883,84
31-T202F	Residual	146	45,90	14,40	37383,91	43181259,84	43218643,75	0,054072	2336918,51
31-T209A	Gasolina 84	141	39,90	17,90	10365,12	3240,00	13605,12	0,002736	37,22
31-T209B	Gasolina 84	141	39,90	17,90	10365,12	3240,00	13605,12	0,509184	6927,51
31-T210A	Gasolina	46	22,80	17,90	9137,08	107988287,40	107997424,48	0,307152	33171624,92
31-T210C	Kerosene	46	22,80	17,90	9137,08	107988287,40	107997424,48	0,42912	46343854,79
31-T210D	Turbo	135,5	46,20	14,40	10986,40	107984498,03	107995484,43	0,039672	4284396,86
31-T213A	Diesel 2	141	39,90	17,90	10365,12	107984498,03	107994863,15	0,19008	20527663,59
31-T213B	Diesel 2	141	39,90	17,90	10365,12	107986909,45	107997274,56	0,19008	20528121,95
31-T333A	Asfalto MC 30	15,1	15,50	12,80	11276,96	3240,00	14516,96	0,000072	1,05
31-T333B	Asfalto RC 250	15,1	15,50	12,80	11276,96	3240,00	14516,96	0,000072	1,05
31T210B	Kerosene	46	22,80	17,90	9137,08	252,00	9389,08	1,0008	9396,59

En la matriz de riesgo cuantitativo se aprecia que existen 07 tanques con nivel de riesgo ALTO, 03 tanques con nivel de riesgo MEDIO ALTO, 06 tanques con riesgo MEDIO, 07 tanques con riesgo asociado MEDIO BAJO y 12 tanques con nivel de riesgo BAJO.

Figura 8.5 – Matriz de riesgo cuantitativo

		\$10K	\$100K	\$1M	\$10M	
PROBABILIDAD	ALTO					1000
	MEDIO ALTO	31T210B				100
	MEDIO	31T209B		31T21, 31T202E		20
	MEDIO BAJO	31T15A, 31T15B	31T1D, 31T9B	31T1K, 31T27, 31T33	31T202F, 31T210D	2
	BAJO	(*)	31T9A, 31T101, 31T102A			
		BAJO	MEDIO BAJO	MEDIO	MEDIO ALTO	ALTO
CONSECUENCIA						

(*) 31T11N, 32T4, 31T8A, 31T8B, 31T10A, 31T11B, 31T102B, 31T103B, 31T202B, 31T209A, 31T333A, 31T333B

De acuerdo a estos resultados, los planes de inspección a implantar deben estar orientados a reducir el riesgo asociado a cada equipo, ya sea reduciendo la probabilidad de falla o las consecuencias de esta, dependiendo cual sea el caso.

CAPITULO X

PLAN DE INSPECCION BASADO EN RIESGO

Con la finalidad de elaborar el Plan de Inspección de Tanques basado en los resultados del análisis de Riesgo efectuado en el Capítulo IX, se efectuó una revisión de las frecuencias de mantenimiento e inspección existentes a la fecha para cada tanque.

El estudio efectuado para modificar las frecuencias de intervención de los tanques de almacenamiento, ha sido elaborado teniendo las siguientes bases principales:

- a) Se ha revisado la frecuencia de intervención de aquellos tanques que han sido seleccionados durante el análisis de riesgo cualitativo.
- b) La frecuencia ha sido determinada en función del tiempo de vida remanente calculada para las planchas del fondo de cada tanque.
- c) Para el cálculo de la vida remanente (2.5 mm. para planchas centrales, para planchas perimetrales ver Tabla 10.1) se ha considerado los resultados del escaneo del fondo. Con los espesores mínimos que se dejó en el fondo durante el último mantenimiento del tanque, se calculó el rate de corrosión promedio (Ver Tabla 10.4). Este rate de corrosión ha sido modificado a

través de factores empleados para calcular la probabilidad de falla de cada tanque en el análisis de riesgo cuantitativo (Ver Tablas 10.2 y 10.3). Estos factores están en función de aspectos tales como tipo de base (sand oil o concreto), resistividad del terreno, temperatura de operación, protección catódica, recubrimiento de las planchas y antigüedad del mismo, existencia de serpentín de vapor, drenaje del fondo, etc.

Luego de los cálculos de vida remanente de las planchas del fondo del tanque, se ha establecido nuevas frecuencias de mantenimiento de estos tanques (Tabla 10.5), las cuales en la mayoría de casos son mayores que las planteadas anteriormente. Existen algunos casos en que estas frecuencias se han reducido debido a que en estos casos, durante la última intervención se dejó espesores cercanos al límite de retiro y en otros porque se ha identificado rates de corrosión muy agresivos.

Tabla 10.1 – Cálculo de vida remanente para planchas perimetrales

Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	D (ft)	H (ft)	t (in)	Esfuerzo en primer anillo (lb/in ²)	Límite de retiro planchas perimetrales (in)	Límite de retiro planchas perimetrales (mm)
31-T1D	Crudo	200	160.10	56.10	1.26	16382.80	0.22	5.59
31-T1K	Crudo	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T1N	Crudo	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	39.00	35.80	0.20	15879.24	0.17	4.32
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	98.10	42.00	0.59	15952.06	0.17	4.32
31-T8B	Gasolina 97	50	98.10	42.00	0.59	15952.06	0.17	4.32
31-T9A	Gasolina 97	15	59.10	36.40	0.31	15792.28	0.17	4.32
31-T9B	Gasolina 90	15	59.10	36.40	0.31	15792.28	0.17	4.32
31-T10A	Turbo	30	74.10	42.00	0.45	15798.12	0.17	4.32
31-T10B	Turbo	30	74.10	42.00	0.45	15798.12	0.17	4.32
31-T11B	Kerosene	3.5	30.80	29.90	0.19	10962.53	0.17	4.32
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	46.90	42.00	0.29	15515.81	0.17	4.32
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	46.90	42.00	0.29	15515.81	0.17	4.32
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	48.90	42.00	0.30	15638.22	0.17	4.32
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	48.90	42.00	0.30	15638.22	0.17	4.32
31-T21	Gasóleo a FCC	11	45.30	42.00	0.33	13169.95	0.17	4.32
31-T27	Kerosene	8	41.00	36.00	0.25	13431.60	0.17	4.32
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	35.10	29.90	0.19	12659.59	0.17	4.32
31-T101	Slop	5	31.50	35.40	0.25	10142.50	0.17	4.32
31-T102A	Residual	100	120.10	49.50	0.88	15488.81	0.17	4.32
31-T102B	Material de Corte	100	120.10	49.50	0.88	15488.81	0.17	4.32
31-T103B	Gasolina FCC	45	88.90	42.00	0.50	17058.13	0.17	4.32
31-T202B	Residual	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T202E	Residual	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T202F	Residual	146	150.60	47.20	1.00	16281.06	0.17	4.32
31-T209A	Gasolina 84	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T209B	Gasolina 84	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T210A	Gasolina	46	74.80	58.70	0.51	19802.64	0.17	4.32
31-T210C	Kerosene	46	74.80	58.70	0.51	19802.64	0.17	4.32
31-T210D	Turbo	135.5	151.60	47.20	1.00	16389.17	0.17	4.32
31-T213A	Diesel 2	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T213B	Diesel 2	141	130.90	58.70	0.63	28053.74	0.23	5.84
31-T333A	Asfal to MC 30	15.1	50.90	42.00	0.37	13198.23	0.17	4.32
31-T333B	Asfalto RC 250	15.1	50.90	42.00	0.37	13198.23	0.17	4.32
31-T210B	Kerosene	46	74.80	58.70	0.51	19802.64	0.17	4.32

PAR 653

Table 4-4—Annular Bottom Plate Thicknesses (in.)
(Product Specific Gravity < 1.0)

Plate Thickness ^a of First Shell Course (in.)	Stress ^b in First Shell Course (lb/in. ²)			
	< 24,300	< 27,000	< 29,700	< 32,400
$r \leq 0.75$	0.17	0.20	0.23	0.30
$0.75 < r \leq 1.00$	0.17	0.22	0.31	0.38
$1.00 < r \leq 1.25$	0.17	0.26	0.38	0.48
$1.25 < r \leq 1.50$	0.22	0.34	0.47	0.59
$r > 1.50$	0.27	0.40	0.53	0.68

Note: The thicknesses specified in the table are based on the foundation providing a uniform support under the full width of the annular plate. Unless the foundation is properly compacted, particularly at the inside of a concrete ringwall, settlement will produce additional stresses in the annular plate.

^aPlate thickness refers to the tank shell as constructed.

^bStresses are calculated from $[2.34 D (H - 1)] / t$.

Tabla 10.2 – Cálculo del rate de corrosión modificado – Lado terreno

CARACTERISTICAS GENERALES						LADO TERRENO								
Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia Inicial (años)	Rate de corrosión base (mpy)	FC por resistividad de suelo	FC por tipo de base	FC por capacidad autodrenante	FC por protección catódica	FC por diseño de la base	FC por temperatura de operación	Rate de corrosión - Lado Terreno (mpy)	Rate de corrosión - Lado Terreno (mm/año)
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	12	4.40	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.00	5.06	0.13
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	12	5.15	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00	6.70	0.17
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	12	3.94	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00	5.12	0.13
32-T4	Gasolina primara (1)	7	1966	2005	10	2.76	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.10	3.95	0.10
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	10	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.00	3.50	0.09
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	10	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.00	3.50	0.09
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	10	1.80	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.10	2.57	0.07
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	10	2.86	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.10	4.09	0.10
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	9	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.10	3.85	0.10
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	9	4.60	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.10	6.58	0.17
31-T11B	Kerosene	3.5	1966	2004	10	2.00	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00	2.60	0.07
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	15	2.87	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	4.29	0.11
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	15	3.94	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	5.89	0.15
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.30	4.55	0.12
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	15	2.50	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	3.74	0.09
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	10	4.67	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.30	7.89	0.20
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	10	2.13	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	2.69	0.07
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	15	2.00	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	2.99	0.08
31-T101	Slop	5	1974	2002	12	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.10	3.85	0.10
31-T102A	Residual	100	1972	1998	15	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.10	3.85	0.10
31-T102B	Matenal de Corte	100	1974	1997	15	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.10	3.85	0.10
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	10	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.00	3.50	0.09
31-T202B	Residual	141	1979	2005	15	2.30	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	3.44	0.09
31-T202E	Residual	141	1979	2000	15	4.70	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	7.03	0.18
31-T202F	Residual	146	1979	2003	15	3.60	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.30	5.38	0.14
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2002	10	5.00	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	6.33	0.16
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	6.40	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	8.10	0.21
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	5.67	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	7.17	0.18
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	6.23	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	7.88	0.20
31-T210D	Turbo	135.5	1987	2003	9	4.60	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	5.82	0.15
31-T213A	Diesel 2	141	1980	2008	15	5.00	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00	6.50	0.17
31-T213B	Diesel 2	141	1980	2008	15	5.00	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	6.33	0.16
31-T333A	Asfalto MC 30	15.1	1999	2007	12	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.10	3.85	0.10
31-T333B	Asfalto RC 250	15.1	1999	2006	12	5.00	1.00	0.70	1.00	1.00	1.00	1.10	3.85	0.10
31T210B	Kerosene	46	1980	2009	10	8.80	1.00	1.15	1.00	1.00	1.00	1.10	11.13	0.28

Tabla 10.3 – Cálculo del rate de corrosión modificado - Lado producto

CARACTERISTICAS GENERALES						LADO PRODUCTO							
Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia inicial (años)	Rate de corrosión base (mpy)	FC por Inning Interior	FC por antigüedad del Inning interior	FC por temperatura de operación	FC por serpentín de vapor	FC por tipo de drenaje de agua	Rate de corrosión Lado Producto (mpy)	Rate de corrosión Lado Producto (mm/año)
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	12	4.40	0.60	1.00	1.00	1.00	0.60	1.58	0.04
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	12	5.15	0.60	1.00	1.00	1.00	0.60	1.85	0.05
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	12	3.94	0.60	1.50	1.00	1.00	0.60	2.13	0.05
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	1966	2005	10	2.76	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	1.09	0.03
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	10	5.00	0.60	0.87	1.00	1.00	0.60	1.57	0.04
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	10	5.00	0.60	0.87	1.00	1.00	0.60	1.57	0.04
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	10	1.80	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	0.71	0.02
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	10	2.86	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	1.13	0.03
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	9	5.00	0.60	0.87	1.10	1.00	0.60	1.72	0.04
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	9	4.60	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	1.82	0.05
31-T11B	Kerosene	3.5	1966	2004	10	2.00	0.60	1.00	1.00	1.00	0.60	0.72	0.02
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	15	2.87	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	2.57	0.07
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	15	3.94	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	3.53	0.09
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	2.00	1.00	1.00	1.30	0.60	0.60	0.94	0.02
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	15	2.50	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	2.24	0.06
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	10	4.67	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	4.19	0.11
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	10	2.13	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	0.84	0.02
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	15	2.00	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	1.79	0.05
31-T101	Slop	5	1974	2002	12	5.00	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	1.98	0.05
31-T102A	Residual	100	1972	1998	15	5.00	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	4.49	0.11
31-T102B	Material de Corte	100	1974	1997	15	5.00	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	4.49	0.11
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	10	5.00	0.60	0.87	1.00	1.00	0.60	1.57	0.04
31-T202B	Residual	141	1979	2005	15	2.30	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	2.06	0.05
31-T202E	Residual	141	1979	2000	15	4.70	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	4.22	0.11
31-T202F	Residual	146	1979	2003	15	3.60	1.00	1.00	1.30	1.15	0.60	3.23	0.08
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2002	10	5.00	0.60	0.87	1.10	1.00	0.60	1.72	0.04
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	6.40	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	2.53	0.06
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	5.67	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	2.25	0.06
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	6.23	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	2.47	0.06
31-T210D	Turbo	135.5	1987	2003	9	4.60	0.60	1.00	1.10	1.00	0.60	1.82	0.05
31-T213A	Diesel 2	141	1980	2008	15	5.00	0.60	0.87	1.00	1.00	0.60	1.57	0.04
31-T213B	Diesel 2	141	1980	2008	15	5.00	0.60	0.87	1.10	1.00	0.60	1.72	0.04
31-T333A	Asfalto MC 30	15.1	1999	2007	12	2.00	1.00	1.00	1.10	0.60	0.60	0.79	0.02
31-T333B	Asfalto RC 250	15.1	1999	2006	12	2.00	1.00	1.00	1.10	0.60	0.60	0.79	0.02
31T210B	Kerosene	46	1980	2009	10	8.80	0.60	0.87	1.10	1.00	0.60	3.03	0.08

Tabla 10.4 – Cálculo del rate de corrosión global del fondo del tanque

CARACTERISTICAS GENERALES						Rate de corrosión global (mpy)	Rate de corrosión global (mm)
Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	frecuencia inicial (años)		
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	12	6.64	0.17
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	12	8.55	0.22
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	12	7.25	0.18
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	1966	2005	10	5.04	0.13
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	10	5.07	0.13
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	10	5.07	0.13
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	10	3.29	0.08
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	10	5.22	0.13
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	9	5.57	0.14
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	9	8.40	0.21
31-T11B	Kerosene	3.5	1966	2004	10	3.32	0.08
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	15	6.87	0.17
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	15	9.42	0.24
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	5.49	0.14
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	15	5.98	0.15
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	10	12.08	0.31
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	10	3.54	0.09
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	15	4.78	0.12
31-T101	Slop	5	1974	2002	12	5.83	0.15
31-T102A	Residual	100	1972	1998	15	8.34	0.21
31-T102B	Material de Corte	100	1974	1997	15	8.34	0.21
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	10	5.07	0.13
31-T202B	Residual	141	1979	2005	15	5.50	0.14
31-T202E	Residual	141	1979	2000	15	11.24	0.29
31-T202F	Residual	146	1979	2003	15	8.61	0.22
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2002	10	6.37	0.20
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	10.63	0.27
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	9.42	0.24
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	10.35	0.26
31-T210D	Turbo	135.5	1987	2003	9	7.64	0.19
31-T213A	Diesel 2	141	1980	2008	15	8.07	0.20
31-T213B	Diesel 2	141	1980	2008	15	8.05	0.20
31-T333A	Asfalto MC 30	15.1	1999	2007	12	4.64	0.12
31-T333B	Asfalto RC 250	15.1	1999	2006	12	4.64	0.12
31T210B	Kerosene	46	1980	2009	10	14.16	0.36

Las frecuencias establecidas en la Tabla 10.5, han sido asignadas en función del cálculo de la vida remanente y el rate de corrosión modificado de acuerdo al análisis de frecuencia de falla efectuado en el Capítulo IX.

Asimismo, las frecuencias de inspección revisadas consideran los intervalos de tiempo que debe haber entre inspecciones de acuerdo a las categorías descritas en la Tabla 9.17. En el caso de los tanques materia de estudio se consideró 01 inspección Tipo B en cada intervalo de tiempo. Es decir, si la nueva frecuencia de inspección indicada para un tanque es de 8 años, la nueva inspección interior del tanque deberá efectuarse 8 años después de la última inspección y las actividades a efectuar serán las siguientes:

- Lado Terreno: Escaneo como mínimo al 50% del área del fondo del tanque, complementado por Ultrasonido (UT) en zonas más críticas detectadas durante el escaneo.
- Lado Producto: Inspección visual al 100% del área luego de efectuar limpieza mecánica (sand blast tipo "Brush off") a las planchas del fondo.

Por otro lado, debido a que el API 653 prescribe 20 años como máxima frecuencia de inspección, en aquellos casos en los que se obtuvo vidas remanentes mayores a este valor, se obtuvo la nueva frecuencia de inspección con el siguiente criterio:

- Si la vida remanente es mayor de 20 años, la siguiente inspección se efectuará a la mitad de la vida remanente calculada.
- Si la vida remanente excede los 40 años, la siguiente inspección se efectuará como máximo dentro de 20 años.

Asimismo, de acuerdo a lo mencionado en el Capítulo IX, el nuevo plan de inspección a implantar debe estar orientado a reducir el nivel de riesgo de cada equipo.

Mayormente, las inspecciones reducen la probabilidad de falla de los equipos por lo que las medidas orientadas a reducir las consecuencias de una falla no se tocarán en este Capítulo sino que serán dadas como recomendaciones más adelante.

En ese sentido, en el caso de aquellos tanques que resultaron con un nivel de riesgo ALTO y MEDIO ALTO (31T10B, 31T210A, 31T210C, 31T213A, 31T213B, 31T14A, 31T14B, 31T210B, 31T210D y 31T202F) se incluirá una actividad de inspección intermedia (a la mitad de la frecuencia). Esta actividad es la inspección por emisión acústica que permitirá identificar la presencia de fugas o zonas muy propensas a la fuga.

Tabla 10.5 – Nuevas frecuencias de inspección de tanques

Nº LOCAL	SERVICIO	(MBB)	Fecha montaje	Ultimo Mant.	Frecuencia Actual (Años)	Espesor remanente planchas centrales (mm)	Espesor remanente planchas perimetrales (mm)	Límite de retiro planchas centrales (mm)	Límite de retiro planchas perimetrales (mm)	Rate de corrosión global (mpy)	Rate de corrosión global (mm/año)	Vida remanente planchas centrales (años)	Vida remanente planchas perimetrales (años)	Nueva Frecuencia (Años)	Próxima Inspección
31-T1D	Crudo	200	1970	2002	14	5.00	5.00	2.54	2.54	6.64	0.17	14.58	14.58	14.00	2016
31-T1K	Crudo	141	1976	2004	15	4.20	6.80	2.54	5.84	8.55	0.22	13.49	17.86	13.00	2017
31-T1N	Crudo	141	1976	2005	14	3.70	6.20	2.54	5.84	7.25	0.18	13.20	17.81	13.00	2018
32-T4	Gasolina primaria (1)	7	1966	2005	12	5.90	5.90	2.54	2.54	5.04	0.13	26.25	26.25	13.00	2018
31-T8A	MTBE / Gasolina 97	50	1966	2009	12	6.35	9.52	1.27	4.32	5.07	0.13	39.48	40.43	19.74	2028
31-T8B	Gasolina 97	50	1966	2009	12	6.35	9.52	1.27	4.32	5.07	0.13	39.48	40.43	19.74	2028
31-T9A	Gasolina 97	15	1966	2003	12	5.70	5.80	2.54	4.32	3.29	0.08	37.85	17.75	15.00	2018
31-T9B	Gasolina 90	15	1966	2003	12	5.80	5.50	2.54	4.32	5.22	0.13	24.58	25.19	12.00	2015
31-T10A	Turbo	30	1966	2008	10	6.35	9.52	1.27	4.32	5.57	0.14	35.89	36.75	17.94	2026
31-T10B	Turbo	30	1966	2003	11	5.00	5.60	2.54	2.54	8.40	0.21	11.53	14.34	11.00	2014
31-T11B	Kerosene	3.5	1966	2004	12	5.70	5.70	2.54	2.54	3.32	0.08	37.47	37.47	18.00	2022
31-T14A	Residual (consumo int.)	12	1966	2001	16	5.11	9.52	2.54	4.32	6.87	0.17	14.74	29.83	14.00	2015
31-T14B	Residual (consumo int.)	12	1966	2002	17	6.15	6.52	2.54	2.54	9.42	0.24	15.08	16.63	15.00	2017
31-T15A	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2007	15	6.35	9.52	1.27	4.32	5.49	0.14	36.46	37.33	18.23	2025
31-T15B	Petr. Ind. 6 / R500	13	1966	2004	17	4.50	9.52	2.54	4.32	5.98	0.15	12.90	34.25	12.00	2016
31-T21	Gasóleo a FCC	11	1967	2002	11	6.35	6.35	2.54	2.54	12.08	0.31	12.42	12.42	12.00	2014
31-T27	Kerosene	8	1966	2003	13	4.30	9.52	2.54	4.32	3.54	0.09	19.59	57.89	15.00	2018
31-T33	R500 / Petr. Ind. 6	5	1966	2004	17	4.60	8.60	2.54	4.32	4.78	0.12	27.40	35.24	17.00	2021
31-T101	Slop	5	1974	2002	16	6.35	9.52	2.54	4.32	5.83	0.15	25.73	35.13	12.86	2015
31-T102A	Residual	100	1972	1998	17	6.35	6.35	2.54	2.54	8.34	0.21	18.00	18.00	18.00	2016
31-T102B	Material de Corte	100	1974	1997	17	6.35	6.35	2.54	2.54	8.34	0.21	18.00	18.00	18.00	2015
31-T103B	Gasolina FCC	45	1967	2008	11	6.35	9.52	1.27	4.32	5.07	0.13	39.48	40.43	19.74	2017
31-T202B	Residual	141	1979	2005	17	5.60	6.70	2.54	5.84	5.50	0.14	21.90	27.04	18.00	2023
31-T202E	Residual	141	1979	2000	16	6.00	6.50	2.54	5.84	11.24	0.29	12.12	12.53	12.00	2012
31-T202F	Residual	146	1979	2003	17	4.10	4.10	2.54	2.54	8.61	0.22	12.94	12.94	12.00	2015
31-T209A	Gasolina 84	141	1979	2008	10	4.70	6.45	2.54	5.84	6.37	0.20	10.57	17.26	10.00	2018
31-T209B	Gasolina 84	141	1979	2003	10	4.20	7.60	2.54	5.84	10.63	0.27	10.85	17.33	10.00	2013
31-T210A	Gasolina	46	1980	2005	10	4.50	4.40	2.54	4.32	9.42	0.24	8.19	9.37	8.00	2013
31-T210C	Kerosene	46	1980	2004	10	4.50	4.20	2.54	4.32	10.35	0.26	7.46	7.77	7.00	2011
31-T210D	Turbo	135.5	1987	2003	12	4.70	9.52	2.54	4.32	7.64	0.19	11.13	26.80	11.00	2014
31-T213A	Diesel 2	141	1980	2008	17	4.20	6.52	2.54	5.84	8.07	0.20	8.10	17.57	8.00	2016
31-T213B	Diesel 2	141	1980	2008	17	4.50	6.50	2.54	5.84	8.05	0.20	9.59	17.51	9.00	2017
31-T333A	Asfalto MC 30	15.1	1999	2007	14	6.35	9.52	1.27	4.32	4.64	0.12	43.08	44.12	21.54	2027
31-T333B	Asfalto RC 250	15.1	1999	2006	14	6.35	9.52	1.27	4.32	4.64	0.12	43.08	44.12	21.54	2026
31T210B	Kerosene	46	1980	2009	11	6.00	9.52	2.54	4.32	14.16	0.36	13.15	14.46	13.00	2022

Nota 1: De acuerdo al API 650, la máxima frecuencia de inspección de un tanque es de 20 años.

CONCLUSIONES

De todos los aspectos desarrollados durante el presente estudio y los resultados del mismo, podemos concluir en lo siguiente:

1. Se ha comprobado que el análisis cualitativo del riesgo asociado a un grupo de equipos, en este caso tanques, permite determinar el nivel de riesgo relativo entre equipos a fin de priorizar el estudio de aquellos equipos con nivel de riesgo más alto y agrupar equipos con características comunes y riesgos asociados similares a fin de darles un tratamiento similar.
2. Considerando las inconsistencias encontradas en los resultados obtenidos al emplear información imprecisa, concordamos en la importancia del conocimiento de los equipos y las instalaciones por parte de los miembros del grupo a cargo de efectuar el estudio. Asimismo, el grado de aproximación de los resultados del estudio dependen mucho de la cantidad y fidelidad de la información con que se cuenta.
3. El modo de falla de más incidencia en el caso de tanques y más crítico es aquel relacionado con la corrosión por el lado terreno, debido a que no existen técnicas de inspección directas que permitan identificar las zonas de posible falla.

4. El modo de falla por rotura repentina de la unión cilindro-fondo, en todos los casos presenta probabilidades de falla muy pequeñas. Por esta razón, considerando que este tipo de falla depende del nivel de tecnificación y cumplimiento de la norma API durante el diseño, construcción y mantenimiento del tanque; es importante incidir en el cumplimiento de las disposiciones de esta normativa como medida de prevención cuando se efectúan trabajos de reparación y/o modificación del diseño del equipo.

5. Es importante cuantificar el nivel de riesgo de cada equipo dado que este nivel de análisis nos permite profundizar más en el estudio e identificar aspectos que diferencian equipos de similares características y que hacen que el riesgo asociado a uno de ellos sea mucho mayor que el otro similar; lo cual no puede ser identificado en el análisis cualitativo.

6. La frecuencia de falla calculada a cada equipo depende básicamente de la vida remanente de las planchas del fondo de cada tanque, la cual a su vez está fuertemente ligada al espesor remanente con que se dejó el tanque durante el último mantenimiento efectuado. Es decir, si durante el último mantenimiento del tanque se dejó espesores cercanos al límite de retiro de la plancha pues lo mas probable es que la frecuencia de falla del fondo se mayor y requiera una inspección en un periodo de tiempo mas corto o de lo contrario se tendría una evento de fuga que supondría la intervención no programada del equipo con los consecuentes gastos de remediación que como hemos visto pueden llegar a ser muy altos.

7. De lo mencionado en el punto anterior, concluimos también que es muy importante considerar la información obtenida en este estudio y analizar las posibilidades de reparación de un tanque en función del nivel de riesgo con que se dejará el equipo luego de la reparación y si este nivel de riesgo es tolerable para la organización.

8. Dado que la inspección está orientada a reducir la probabilidad de falla, en aquellos equipos donde se tiene baja probabilidad de falla y una alta consecuencia lo pertinente sería tomar las acciones necesarias para reducir las consecuencias en caso se presentara una falla.

9. Por último, consideramos que los resultados de este análisis sólo son válidos para el periodo de tiempo comprendido en este estudio, es decir entre el último mantenimiento y el próximo. Cualquier situación fuera de este periodo sólo será cubierta si a partir de los resultados de este estudio se implementa un sistema de integridad de tanques que permita retroalimentar los resultados de nuevas inspecciones y cambios efectuados a las instalaciones de tal forma que el análisis y valoración del riesgo se haga de manera dinámica basado en un esquema de mejora continua.

RECOMENDACIONES

De todos los aspectos desarrollados durante el presente estudio y los resultados del mismo, podemos recomendar lo siguiente:

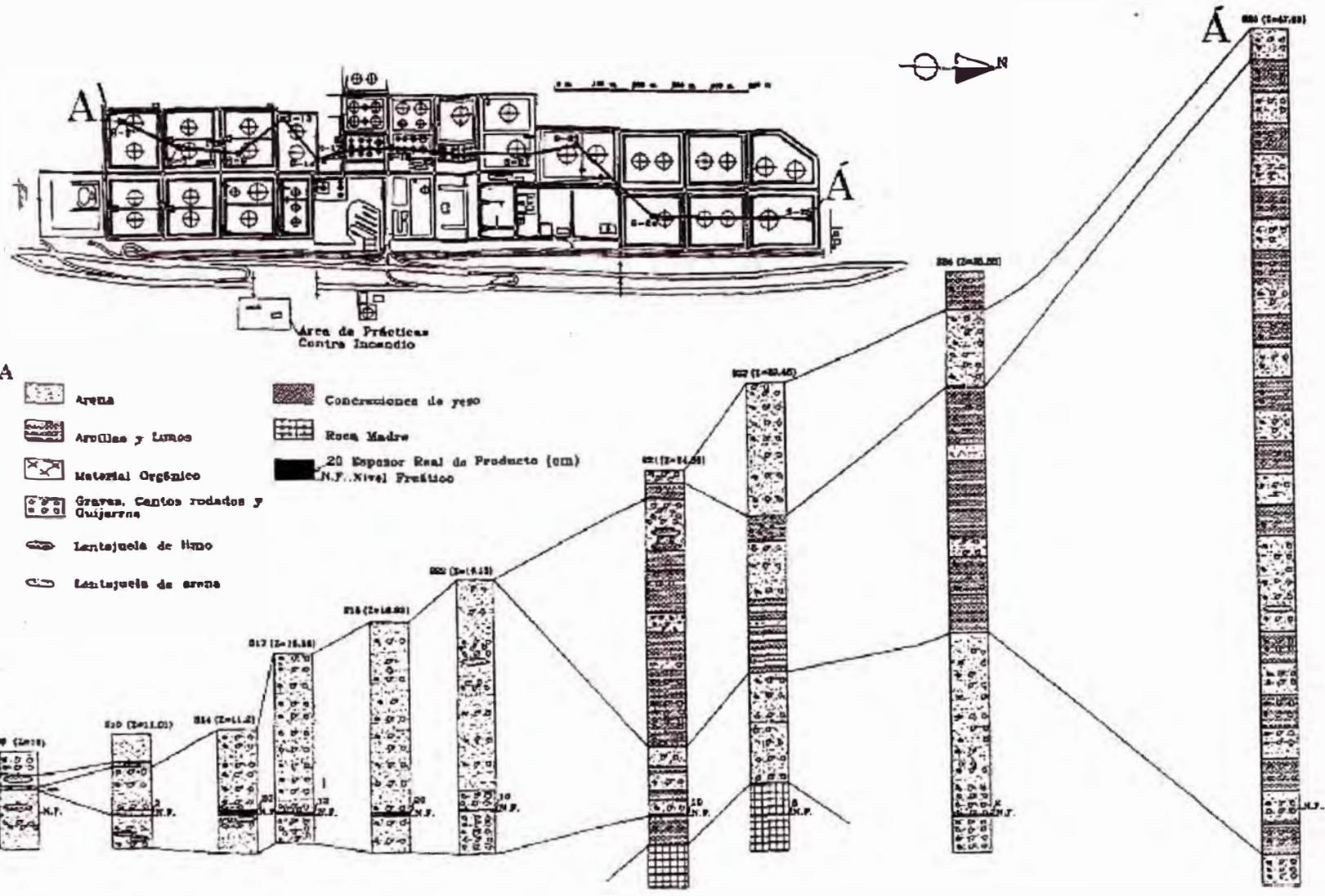
1. Para un próximo análisis cualitativo, introducir dentro de las categorías de evaluación de las consecuencias, el tipo de suelo y la altura a la que se encuentra cada tanque.
2. Luego de la próxima inspección de cada tanque se deberá revisar el análisis de frecuencias de falla introduciendo los resultados de las nuevas inspecciones efectuadas. En este caso, si la tasa de corrosión determinado mediante una inspección Tipo "A o B" resulta ser mayor que el utilizado en el presente análisis, entonces se deberá recalcular la probabilidad de falla considerando la tasa de corrosión medido.
3. En los tanques 31T202F, 31T210D, 31T10B, 31T210C, 31T210A, 31T213A, 31T213B, 31T14A y 31T14B, para los cuales se ha estimado que el costo de las consecuencias de una falla son muy elevadas, es importante evaluar la factibilidad de instalar un sistema de contención de derrames mediante la impermeabilización de la base del tanque (geomembrana).

4. Implementar un Sistema de Integridad de Tanques que permita manejar de manera global los temas relacionados con el diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento de tanques de tal forma que se garantice que estas actividades se lleven a cabo siguiendo de manera ordenada todos los procedimientos, regulaciones y normativas existentes y que permita disminuir la probabilidad de fallas que pudieran haber quedado fuera del control de este estudio (fallas de diseño, operativas, vicios constructivos, etc.).

BIBLIOGRAFIA

1. "Technical Module Aboveground Storage Tanks", Octubre 2001
DET NORSKE VERITAS
2. "Risk-based Inspection Technology" API RP581,
2da Edición de Setiembre 2008
American Petroleum Institute
3. "Welded Steel Tanks for Oil Storage" API Std 650,
11va Edición de Junio 2007
American Petroleum Institute
4. "Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction" API Std 653,
3ra Edición de Diciembre 2001, Addendum 3 de Febrero 2008.
American Petroleum Institute

ANEXO A
ESQUEMA CON TIPOS DE SUELO EN LA PLANTA



Nota: Las notas están referidas al braco del Sonda S1 al que se le asignó una cota de 10.00 m.
La anchura de los Sondas dibujados está fuera de escala horizontal para su óptima apreciación



REFINERIA LA PAMPILLA

Perfil Longitudinal
del Área de Refinería

Figura n° 6