

Tesis MBA

Gorostidi Ricardo Martín

Evaluación del modelo RBI API581 como
herramienta para la gestión de integridad de
activos y reducción de costos

Tutor: Mariano Gustavo Perez

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Junio 2019

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia (Papá, mamá y hermanos) por su apoyo durante toda mi formación, especialmente a Victoria Arias (Mamá) y Haydée Morua (Abuela) por siempre inculcarme el valor del estudio como herramienta de progreso personal y profesional. También quiero agradecer y destacar a todo el cuerpo de profesores y personal de administración y organización de la Universidad Torcuato Di Tella, gracias a ellos el camino fue más fácil y ameno; también a mi tutor Mariano Perez quien me dedicó su tiempo para que pudiera concretar el presente trabajo.

Por último agradezco el apoyo y la compañía de mi mujer Lourdes quien ha estado a mi lado durante el desarrollo de este trabajo.

Ricardo Martín Gorostidi

Resumen

La industria del oil&gas depende fuertemente de su propia infraestructura para llevar adelante sus operaciones. Buena parte de estos sistemas presentan antigüedades importantes, lo cual aumenta el riesgo de falla de sus componentes. Los tiempos fuera de servicio que estas fallas generan incrementan significativamente los costos operativos de la industria. Conforme la volatilidad en tiempos recientes del precio del crudo, la industria petrolera busca llevar adelante sus operaciones con un mayor nivel de eficiencia y control de los costos. Dichos objetivos se alcanzan mediante diferentes enfoques y herramientas.

Esta tesis presenta un modelo para el cálculo de riesgo de equipos estáticos utilizados en la industria petrolera. Se propone el uso de esta metodología, de manera más amplia, como herramienta de gestión para la integridad de activos. El resultado final del uso de la misma supone un enfoque más global orientado a evaluar todo el ciclo de vida de los activos. Permitiendo de esta forma identificar costos ocultos asociados a los procesos de degradación evidenciados por los componentes desde su puesta en servicio y hasta el fin de su vida útil.

La metodología de evaluación presentada para el análisis es el modelo de inspección de equipos estáticos basado en riesgo, provisto por el documento API581 del American Petroleum Institute.

El objetivo de esta tesis es evaluar la capacidad de la metodología API581 no solo como modelo de riesgo sino como columna vertebral del sistema de gestión de integridad de activos estáticos. Como objetivo secundario se plantea que dicha metodología permite la identificación temprana de condiciones, que de evitarse, reducen los costos operativos asociados al mantenimiento.

En el desarrollo teórico se indican las etapas involucradas en un sistema de gestión de integridad y se argumenta sobre como la metodología satisface cada una de ellas. Finalmente se aplica la técnica a un caso de estudio y a partir de los resultados obtenidos se demuestra como su utilización permite seleccionar la opción más conveniente; minimizando el costo de ciclo de vida del proyecto considerado.

Palabras claves: Gestion de integridad, ciclo de vida, Inspección basada en riesgo, costos.

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	OBJETIVO DE LA TESIS	3
2.1	OBJETIVO GENERAL	3
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
3	CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO	4
3.1	ORIGEN DE LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	4
3.2	QUE ES EL RIESGO Y POR QUÉ ES IMPORTANTE CALCULARLO	4
3.3	QUE ES EL MODELO RBI	5
3.4	COMPONENTES DEL RIESGO: LA PROBABILIDAD DE FALLA	7
3.5	COMPONENTES DEL RIESGO: LA CONSECUENCIA DE FALLA	7
4	CAPÍTULO 2: GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y EL RIESGO EN EL UPSTREAM	9
4.1	QUE ES LA INDUSTRIA DEL UPSTREAM	9
4.2	QUE ES LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD	10
4.3	GESTIÓN TRADICIONAL DE LA INTEGRIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS	10
4.4	RIESGO RBI: COMO SE CALCULA	13
4.4.1	<i>Conceptos básicos</i>	13
4.4.2	<i>Cálculo de la Probabilidad de Falla</i>	13
4.4.3	<i>Cálculo de la Consecuencia de Falla</i>	17
4.4.4	<i>Consecuencia Financiera</i>	24
5	CAPÍTULO 3: GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD	31
5.1	PROCESO DE ASEGURAMIENTO DE LA INTEGRIDAD	31
5.1.0	<i>Gestión de registros</i>	31
5.1.1	<i>Límites del Sistema</i>	32
5.1.2	<i>Riesgo</i>	32
5.1.3	<i>Requerimientos</i>	32
5.1.4	<i>Criterios de Aceptación/rechazo</i>	32
5.1.5	<i>Programas de medición</i>	32
5.1.6	<i>Evaluación de integridad/aptitud</i>	32
5.1.7	<i>Requerimientos de reparación/reemplazo</i>	32
5.1.8	<i>Evaluación de performance</i>	32
6	RBI API581 HERRAMIENTA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA INTEGRIDAD	33
6.1	GESTIÓN DE REGISTROS	33
6.2	LÍMITES	34
6.3	RIESGO	34
6.4	REQUERIMIENTOS DE INSPECCIÓN-MONITOREO-MITIGACIÓN	35
6.5	CRITERIOS DE ACEPTACIÓN/RECHAZO	40

6.6	PROGRAMAS DE MEDICIÓN	40
6.7	EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD/APTITUD PARA EL SERVICIO.....	41
6.8	REQUERIMIENTOS DE REPARACIÓN/REEMPLAZO	42
6.8.1	<i>Equipo en buen estado de Integridad</i>	42
6.8.2	<i>Equipo en mal estado de Integridad</i>	42
6.9	EVALUACIÓN DE PERFORMANCE	43
7	USO DE RBI PARA EL CÁLCULO DE COSTO DE CICLO DE VIDA	44
7.1	CONCEPTO DE COSTO DE CICLO DE VIDA.....	44
7.2	CÁLCULO DEL COSTO DE CICLO DE VIDA	45
7.3	LA INTEGRIDAD Y EL COSTO DE CICLO DE VIDA	46
7.4	LIMITACIONES ASOCIADAS AL CÁLCULO DEL COSTO DE CICLO DE VIDA	48
7.5	TÉCNICA DE VALOR ESPERADO	49
7.6	LIMITACIONES DE LA TÉCNICA DE VALOR ESPERADO	50
7.7	APLICACIÓN DE RBI PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE CICLO DE VIDA	51
7.8	CASO DE ESTUDIO	54
7.8.1	<i>Selección de tipos de tanques</i>	54
7.8.2	<i>Modelo RBI para fallas en tanques.....</i>	61
7.8.3	<i>Aplicación de la técnica RBI</i>	62
7.8.4	<i>Resultados.....</i>	65
8	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	68
9	RECOMENDACIONES Y OPORTUNIDADES.....	69
10	BIBLIOGRAFÍA.....	71
11	ANEXOS	72

INDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Factores que contribuyen a una pérdida de contención.....	6
Tabla 2:	Top Ten Accidentes Industriales 1900-00'	11
Tabla 3:	Puntaje por ítem de evaluación para el cálculo del F_{MS}	14
Tabla 4:	Guía de clasificación de sistemas de Detección y Aislamiento.	18
Tabla 5:	Ajustes sobre la tasa fuga conforme a la clasificación de sistemas de Detección y Aislamiento.	19
Tabla 6:	: Constantes cálculo área de consencuencia (Daño a los componentes, Fuego y Explosión).....	20
Tabla 7:	Constantes cálculo área de consencuencia (Daño a las Personas, Fuego y Explosión).	21
Tabla 8:	Ajuste por sistemas de mitigación para área de consecuencia por Fuego y Explosión.....	21
Tabla 9:	Frecuencia Genérica de Falla por tipo de equipo, componente y diámetro de orificio (Continuación).....	23
Tabla 10:	Factor de Costo por tipo de Material (<i>CostoMaterial</i>).....	25

Tabla 11: Factores para definir el <i>CostoOrificio</i> conforme al tipo de equipo y diámetro de orificio.	25
Tabla 12: Tiempo estimado Fuera de Servicio (<i>DíasFS_n</i>) según el tipo de equipo y el diámetro del orificio.	27
Tabla 13: Fracción de Fluido evaporada ante un derrame, por tipo de fluido.	30
Tabla 14: Riesgo comparativo con y sin inspección por caso evaluado. Año 2040 .	64
Tabla 15: VAN por tipo de Tanque (Sin inspección).	65
Tabla 16: VAN por tipo de Tanque (Con inspección).	66
Tabla 17: Comparativa Costo Ciclo de Vida por caso de estudio.	66

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Gestión del Riesgo utilizando RBI.....	5
Figura 2: Top Ten Accidentes Industriales 1900-00' y Accidentes Industriales Totales 00-15'	11
Figura 3: : Distribución del F_{MS} vs el puntaje obtenido en las encuestas	15
Figura 4: Distribución de pesos % por ítem para el cálculo del F_{MS}	16
Figura 5: Proceso de aseguramiento de Integridad Mecánica	31
Figura 6: Principio de superposición para el cálculo del riesgo.....	35
Figura 7: Planeamiento inspección cuando el riesgo excede el objetivo antes de la fecha de re análisis	36
Figura 8: Representación gráfica del cálculo del Valor Esperado	49
Figura 9: Precio en Usd/Barril del petróleo crudo WTI (Período 2010 – Abril 2019)	55
Figura 10: Representación gráfica del proceso de producción en Baterías de petróleo	56

INDICE DE GRAFICOS

Grafico 1: Riesgo Financiero Tanques, pérdida por piso y envolvente (Sin Inspección).....	63
Grafico 2: Riesgo Financiero Tanques, pérdida por piso y envolvente (Con Inspección).....	64

1 Introducción

La gestión de la integridad mecánica de equipos estáticos utilizados en la producción, tratamiento y transporte de gas y petróleo es una tarea compleja. La misma requiere un balance adecuado entre el costo de inspeccionar los equipos para evaluar su estado y las consecuencias de no hacerlo o postergar dichas actividades en el tiempo.

Hasta el año 2000 la metodología generalizada de inspección de equipos era realizar inspecciones a intervalos fijos conforme al tipo de equipo (cañería, recipiente, tanque etc.). Esta estrategia de inspección suponía que, al no existir una diferenciación entre equipos del mismo tipo, en algunos casos resultara excesiva y en otros insuficiente.

Con el advenimiento de la metodología de inspección basada en riesgo API581 publicada por el American Petroleum Institute; surge una nueva manera de encarar la inspección de los equipos estáticos orientada a agruparlos según su nivel de riesgo particular. De esta manera los gastos de inspección se asignan de manera prioritaria sobre aquellos equipos de mayor riesgo.

API581 es una herramienta concebida para el cálculo del riesgo, basado en inspecciones, de equipos estáticos. La misma, a criterio de este autor, se aplica en forma limitada en las operaciones del Upstream¹.

Esta aplicación limitada conduce a la primera y principal pregunta de investigación. La **hipótesis** de esta tesis es que la metodología de inspección basada en riesgo RBI API581 es, en sí misma, un sistema de gestión completo de la integridad de activos estáticos. Más adelante en este documento se detallan las tareas que componen un sistema de gestión de la integridad y se argumenta paso a paso como RBI API581 cubre los aspectos de cada etapa. En esta investigación el autor busca responder las siguientes preguntas referidas a la metodología API581: ¿Es posible disminuir los costos de inspección, mantenimiento etc. aplicando como estrategia la inspección basada en riesgo? ¿Si se aplica en forma temprana la metodología, podemos obtener un costo de ciclo de vida menor para los activos?

El costo de ciclo de vida es una herramienta ampliamente utilizada en la evaluación de opciones tecnológicas, para la implementación de proyectos. Este autor propone,

¹ Upstream: Parte de la industria petrolera abocada a la extracción, tratamiento y transporte de petróleo y gas.

que aunque útil, resulta insuficiente conforme no contempla todos los costos involucrados realmente. Conforme a esto se propone una forma de potenciar la herramienta, introduciendo el costo del riesgo de fuga, calculado por medio de RBI API581.

La industria del Oil&Gas ha sufrido la caída de los precios de su principal producto, el petróleo, en tiempos recientes. La menor rentabilidad del negocio involucra el tener que evaluar el estado de las instalaciones en orden de prolongar su vida útil. Los planes de inspección y mantenimiento deben ejecutarse cuando realmente son necesarios y sobre aquellos equipos más críticos. En yacimientos maduros el fluido de producción contiene altos porcentajes de agua y es conducido por ductos con antigüedades importantes; además es tratado en recipientes y tanques en igualdad de condiciones. Este contexto pone en evidencia la importancia de contar con herramientas de análisis y gestión que nos permitan incrementar la eficiencia con la cual se ejecutan los presupuestos.

En principio el análisis se extiende a todos los equipos estáticos involucrados en las actividades del upstream, considerando los requerimientos operativos y de legislación específica de la Nación Argentina. Cabe mencionar que aunque el estudio se delimita al contexto mencionado, se puede extrapolar los conceptos básicos a otro tipo de industrias y ubicaciones geográficas.

2 Objetivo de la Tesis

2.1 Objetivo General

Esta tesis tiene por objetivo general demostrar que la metodología de inspección basada en riesgo API581 constituye no solo una forma de evaluar el riesgo de equipos de proceso en instalaciones industriales, sino que puede ser empleada como una herramienta de gestión general de la integridad de instalaciones. Al mismo tiempo identificando los parámetros que más inciden sobre el nivel de riesgo, se pueden reducir los costos asociados a mitigarlos. Identificando y gestionando los mecanismos de daño potenciales de un equipo o conjunto de ellos en una instalación industrial, mediante esta herramienta, se puede disminuir no solo la ocurrencia de accidentes sino promover la producción con bajo riesgo, minimizar el impacto ambiental y asegurar una alta eficiencia productiva. A fin de verificar la hipótesis, a lo largo de esta tesis se analiza un caso de aplicación que argumenta en favor de lo propuesto.

2.2 Objetivos específicos

Como objetivo específico se analiza como aplicando el modelo de inspección basado en riesgo API581, si se aplica desde el inicio mismo de la evaluación de los proyectos, se pueden realizar reducciones de costos a lo largo del ciclo de vida de los mismos.

Las decisiones iniciales respecto de los materiales constructivos de los equipos industriales, generalmente no tienen en cuenta el impacto económico que podrían tener eventuales pérdidas de contención o derrames. La metodología de inspección basada en riesgo permite cuantificar la variación de ese impacto, con el paso del tiempo, en términos monetarios. De esta forma, incorporando esta herramienta al cálculo del valor presente de los proyectos, se puede tomar decisiones que cuantifiquen mejor la relación entre el capex y el opex de los proyectos.

Sobre el final se explicita la principal barrera que presenta la implementación de un programa de gestión de la integridad basado en riesgo. Dicha barrera es el compromiso de la organización, el cual se mide por medio de la cultura que promueve la alta gerencia. Se argumenta en dicho sentido mediante la información provista por (The Economist, 2013)².

² The impact of ageing infrastructure in process manufacturing industries.

3 CAPÍTULO 1: Marco Teórico

3.1 Origen de la metodología de Inspección Basada en Riesgo

La metodología de inspección basada en riesgo nace en el año 1993 como un proyecto conjunto entre el API³ y un grupo de empresas líderes de la industria del Oil & Gas entre las cuales se encontraban: Amoco, Chevron, Conoco, Dow Chemical, Exxon, ARCO, Mobil, Saudi Aramco, Texaco etc. El objetivo era desarrollar una metodología para utilizar el riesgo como la base para priorizar y gestionar los esfuerzos de un programa de inspección. Generalmente en una instalación industrial un porcentaje relativamente grande del riesgo total de la planta se ubica en un porcentaje pequeño de equipos. La metodología RBI API581 permite orientar los recursos de inspección y mantenimiento para dar mayor alcance y cobertura a los equipos de riesgo alto y dedicar un esfuerzo menor en los equipos de riesgo más bajo.⁴

3.2 Que es el riesgo y por qué es importante calcularlo

El riesgo se define de la siguiente forma: “Es la combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento y su consecuencia. Se define como riesgo al producto de la probabilidad por la consecuencia, cuando ambas son expresadas numéricamente” **(AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API581), 2016, PÁG. 17).**

El cálculo del riesgo conforme a RBI API581 involucra la determinación de la probabilidad de falla de un equipo combinada con la consecuencia de dicha falla. Se entiende por falla a la pérdida de la capacidad de contención de los límites del componente resultando en una fuga hacia la atmósfera. El riesgo se incrementa conforme al paso del tiempo dado que el daño se acumula sobre el equipo durante el tiempo que el mismo se encuentra en servicio.

Una vez calculado el nivel de riesgo de la totalidad de los equipos de una instalación, es posible determinar en una matriz de riesgo cuál es la ubicación dentro de la misma de cada uno de ellos. De esta manera se categorizan en cuatro niveles: bajo, medio, medio/alto y alto. Cuando el nivel de riesgo se encuentra completamente definido para todos los equipos componentes de una planta o proceso, es posible dirigir los esfuerzos de inspección a aquellos ítems de mayor riesgo. En esta etapa se pueden

³ American Petroleum Institute.

⁴ Comentario basado en API581 1ra Edición (American Petroleum Institute, 2000).

trazar estrategias que permitan gestionar de distinta forma y conforme a su nivel de riesgo a los equipos. Aquellos equipos que presentan mayor probabilidad de falla, pero menor consecuencia, se gestionan de una forma y los que pueden no tener una probabilidad tan alta, comparativamente hablando, pero cuya consecuencia es mayor se gestionan de otra forma.

3.3 Que es el modelo RBI

La inspección basada en riesgo (RBI) es un método en el que los activos son indentificados para su inspección en función de los riesgos asociados, en lugar de en un intervalo de tiempo fijo predeterminado. En otras palabras, es una herramienta de priorización y planificación, utilizada predominantemente en las industrias del petróleo y el gas, que ayuda a identificar equipos de alta prioridad (los de mayor riesgo) versus aquellos equipos de baja prioridad (los de menor riesgo). Este enfoque permite a los propietarios de los activos maximizar la efectividad de sus recursos de inspección al concentrarlos en aquellos activos que representan el mayor riesgo y no desperdiciar recursos en activos que, en esencia, no tienen importancia.

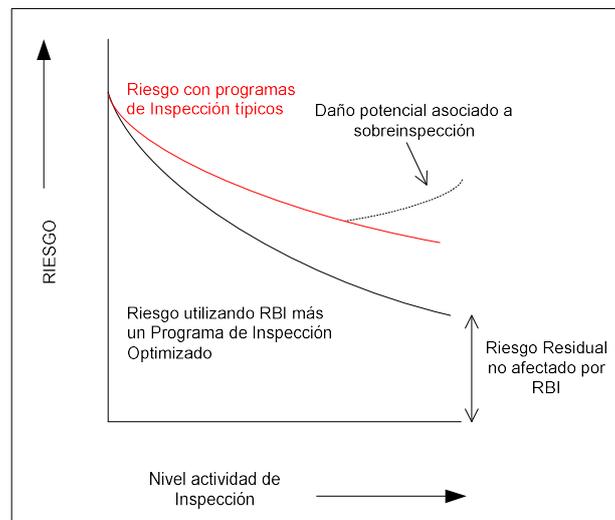


Figura 1: Gestión del Riesgo utilizando RBI⁵.

La Figura 1 presenta de manera grafica el objetivo que persigue la metodología RBI. Se observa como la curva roja representa la forma de gestionar equipos utilizada en el pasado con programas o rutinas de inspección a intervalos de tiempo fijos y con un esquema de trabajo genérico predefinido respecto de las zonas a inspeccionar y las técnicas de inspección a utilizar. La línea punteada indica como esta forma de trabajo

⁵ Figura reproducida de ASME PCC-3 (The American Society of Mechanical Engineers, 2007, pág. 11).

en algunos casos puede llegar a ser contraproducente para la integridad del equipo, además de costoso. Esto último refiere a que puede darse el caso de equipos que al intervenirlos para inspeccionarlos, la apertura (desarmado de conexiones, uniones bridadas etc.), lavado interior, ingreso de herramientas y equipos etc. deriva en un deterioro del componente que de no haberse intervenido no habría ocurrido.

Por el contrario la línea continua negra muestra el descenso del nivel de riesgo conforme la actividad de inspección aumenta (en cantidad y efectividad). La gráfica indica que para un mismo nivel de actividad de inspección se obtiene una reducción mayor del riesgo, esto es posible de lograr dado que se hace foco en aquellos equipos de mayor riesgo dejando en un segundo plano a los de riesgo más bajo.

Cabe aclarar que la curva continua negra de riesgo, si bien desciende en forma sostenida, alcanza un punto a partir del cual el incremento de actividad de inspección resulta inefectivo. Este riesgo residual o remanente se debe a que todo equipo industrial esta sujeto a otras amenazas o factores de daño que contribuyen a una eventual pérdida de contención. Estas amenazas no pueden ser reducidas o mitigadas, mediante el conocimiento del estado actual del equipo obtenido por medio de actividades de inspección. Las amenazas que afectan la capacidad de contención de los equipos estáticos incluyen, pero no se limitan, a las siguientes listadas en la Tabla 1:

Categoría de Falla	%Contribución a Pérdidas
Falla Mecánica	41%
Error Operativo	20%
Causa Desconocida	18%
Desvíos de Proceso	8%
Desastres Naturales	6%
Errores de Diseño	4%
Sabotaje/Incendio intencional	3%

Tabla 1: Factores que contribuyen a una pérdida de contención⁶

Como se puede observar en la tabla anterior existen muchos factores que pueden conducir a una pérdida de contención. Si bien la inspección solo puede contribuir a gestionar los asociados a Falla Mecánica (41% de los casos), la metodología de

⁶ Tabla 2.3 ASME PCC-3 (The American Society of Mechanical Engineers, 2007, pág. 12)

análisis tiene en cuenta el resto de las categorías a través de un factor de gestión que se presentará más adelante en el desarrollo de esta tesis.

3.4 Componentes del Riesgo: La Probabilidad de Falla

El API⁷ define a la probabilidad de falla como: “La probabilidad que un equipo o componente experimente una falla o pérdida de contención a causa de uno o más **mecanismos de daño** ocurriendo bajo condiciones de operación específicas de temperatura, presión, caudal y flujo (multifásico, bifásico o monofásico)” (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 17). La falla o pérdida de contención ocurre como resultado de un proceso de degradación sostenido en el tiempo. Los **mecanismos de daño** son: “ Procesos que inducen cambios a nivel micro y/o macroscópico con el paso del tiempo. Dichos cambios son perjudiciales para los materiales afectando su condición o sus propiedades mecánicas. Los mecanismos de daño suelen ser de tipo incremental, acumulativos y en algunas instancias irreversibles. Los más comunes incluyen, pero no se limitan, a los siguientes: Corrosión, erosión, ataque químico, fluencia, fatiga, fractura frágil, creep (envejecimiento térmico) etc” (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 13). Los mecanismos de daño son el resultado de la composición del fluido de operación y las condiciones operativas.

3.5 Componentes del Riesgo: La Consecuencia de Falla

El API define a la consecuencia de falla como: “La consecuencia de una fuga es el resultado de un evento de falla utilizado para clasificar en forma relativa a los equipos. La misma puede ser determinada para eventos de seguridad, ambientales o de tipo financieros” (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 13). La metodología RBI permite calcular la consecuencia de falla asociada a una fuga dimensionando el área de afectación resultante. Dicha área se calcula considerando dos tipos de escenarios. En el primero se evalúa la posibilidad que el derrame derive en un evento de fuego y/o explosión con afectación a las personas y el segundo con afectación a las instalaciones. Dichos escenarios se ven influenciados de manera directa por distintos factores asociados al caso bajo estudio, como ser: La presión y temperatura de operación, el tipo de fluido de fuga (Gas, petróleo, gasolina etc.), los sistemas de

⁷ American Petroleum Institute

aislación y contención de fuga disponibles y los sistemas de mitigación disponibles (sistema de red contra incendio etc orientados a mitigar un evento de fuego).

Tal como se menciona al principio del párrafo anterior, las consecuencias pueden ser de distinto tipo. Dentro de las consecuencias financieras la metodología RBI permite calcular el impacto económico asociado a una fuga. Dicho impacto se compone del aporte de cinco factores medidos en términos monetarios: Costo de reparación del equipo que fue sujeto de fuga, costo eventual de reparación de equipos aledaños afectados (dependiente del área de consecuencia calculada previamente), costo de pérdida de producción, costo de afectación o bajas humanas y costo de saneamiento ambiental asociado al derrame.

Resumiendo, la consecuencia vinculada a la falla de contención de un equipo se puede evaluar, mediante metodología RBI, en términos del área de afectación resultante y al mismo tiempo en términos del impacto económico generado para la organización, clasificado en cinco factores que lo componen.

4 CAPÍTULO 2: Gestión de la Integridad y el Riesgo en el Upstream

4.1 Que es la industria del Upstream

Es la Parte de la industria petrolera que comprende la exploración, perforación y extracción de gas y petróleo. Se diferencia, entre otras cosas, de otras industrias por el llamado riesgo minero. Dicho riesgo refiere a que en la exploración y perforación de pozos productores de gas y petróleo si bien se busca acotar la incertidumbre a la mínima expresión, la misma no se elimina. Esto conlleva a que no exista un aseguramiento pleno que la inversión realizada en exploración derive en producción. Sumado a lo anterior la empresas operadoras de gas y petróleo no son dueñas del recurso que explotan (flúidos y territorio). Estas son concesionarias de permisos otorgados por el estado nacional Argentino a través de los cuales se comprometen a desarrollar los recursos. Las empresas obtienen rentabilidad por la venta de los fluidos producidos y a cambio entregan al estado el pago de regalías, el desarrollo de las comunidades donde operan y la generación de trabajo entre otros compromisos.

En esta industria se da la situación particular que los recursos hidrocarburíferos se ubican generalmente en zonas remotas alejadas de los centros urbanos donde se concentra la provisión de bienes y servicios. Conforme se explora y se confirman reservas las zonas se desarrollan para incrementar la producción a partir de la perforación de nuevos pozos y la incorporación de estaciones y plantas de tratamiento. A estas instalaciones, debemos adicionar las redes de transporte conformadas por ductos que conducen el gas y el petróleo. La extensión geográfica de las operaciones y las condiciones ambientales adversas en que se desarrollan involucran desafíos muy grandes de logística y gestión de los activos involucrados en el proceso productivo. Por este motivo es una industria que tiene que estar a la vanguardia en la utilización de nuevas tecnologías de producción y al mismo tiempo implementar herramientas de gestión modernas.

Como se menciona más arriba la actividad hidrocarburifera involucra una serie de instalaciones que operan con recipientes sometidos a presión, tanques de almacenamiento, cañerías y ductos necesarios para la producción. Conforme al costo millonario de todo este equipamiento y las dificultades asociadas a su mantenimiento en condiciones seguras para la operación; se ha desarrollado normativa especifica para dicha tarea así como también herramientas de gestión orientadas al aseguramiento de la Integridad de las instalaciones.

4.2 Que es la gestión de la integridad

Es el proceso de aseguramiento de la aptitud para el servicio de equipos estáticos mediante la aplicación de evaluaciones y estudios de ingeniería soportados por inspecciones. Dichas evaluaciones deberán garantizar con el mayor grado de certeza posible que el/los equipo/s involucrado/s en un proceso sean capaces de contener, con el paso del tiempo, el/los fluidos en las condiciones de temperatura y presión para los cuales fueron diseñados.

Conforme a que la envergadura de las instalaciones aumenta y la variedad de condiciones operativas se diversifica respecto de: Tipos de fluidos, presencia de contaminantes potencialmente corrosivos, materiales de construcción de los equipos de proceso etc, surge como necesidad fundamental contar con un **Sistema de Gestión para el Aseguramiento de la Integridad**.

4.3 Gestión tradicional de la Integridad de Equipos Estáticos

En el pasado no existía la gestión de la integridad como herramienta para el aseguramiento de la aptitud para el servicio de los equipos de proceso. La inspección de los equipos estáticos era parte del plan de mantenimiento de equipos realizado por el área de mantenimiento. De esta manera recibían un tratamiento similar al de los equipos rotantes y otros sistemas compuestos por piezas móviles y materiales eléctricos basados en horas de marcha o funcionamiento. Conforme a la cantidad de horas de servicio se realizaba un plan de inspección interno o externo y sobre la base de las mediciones de espesor de pared obtenidas, se calculaba una tasa de daño o velocidad de corrosión experimentada. Obtenida dicha información de inspección se programaba la próxima inspección dentro de una cantidad de años igual a la anterior si el resultado era favorable, o a lo sumo a la mitad de la vida remanente del equipo si dicho valor resultaba inferior a la periodicidad original.

Esta práctica no tenía en consideración el/los mecanismos de daño activos dentro y fuera del equipo bajo estudio. Por lo tanto no se evaluaba si la progresión de daño seguía un comportamiento o evolución no lineal diferente del asumido cuando se calcula una tasa de daño medida en mm/año asociada a una determinada pérdida de espesor entre dos fechas definidas. Las inspecciones llevadas adelante eran predefinidas en un plan de trabajo que indicaba las técnicas a ser aplicadas y el alcance de cada una de ellas. Esta forma de trabajar supone dar la misma prioridad

a todos los equipos y conduce a tener que balancear el programa de inspección sobre la base de la capacidad de los recursos de inspección disponibles y no priorizando aquellos ítems que requieren más atención con mayor frecuencia.

En la medida que la industria se fue complejizando y la demanda por incrementar la producción fue siendo cada vez mayor, el utilizar esta metodología de trabajo propició la ocurrencia de incidentes con mayor frecuencia y al mismo tiempo con niveles de impacto cada vez mayores. Ver Tabla 2 y Figura 2.

Fecha	País	Tipo Incidente	Nro. Muertes
3/10/1906	Francia	Explosión	1099
9/21/1921	Alemania	Explosión	600
4/26/1942	China	Otro	1549
4/16/1947	Estados Unidos	Explosión	561
8/7/1956	Colombia	Explosión	2700
2/25/1984	Brazil	Explosión	508
12/3/1984	India	Fuga Gas	2500
6/4/1989	Unión Soviética	Explosión	607
8/17/1989	Iraq	Explosión	700
10/17/1998	Nigeria	Explosión	1082

Tabla 2: Top Ten Accidentes Industriales 1900-00⁸

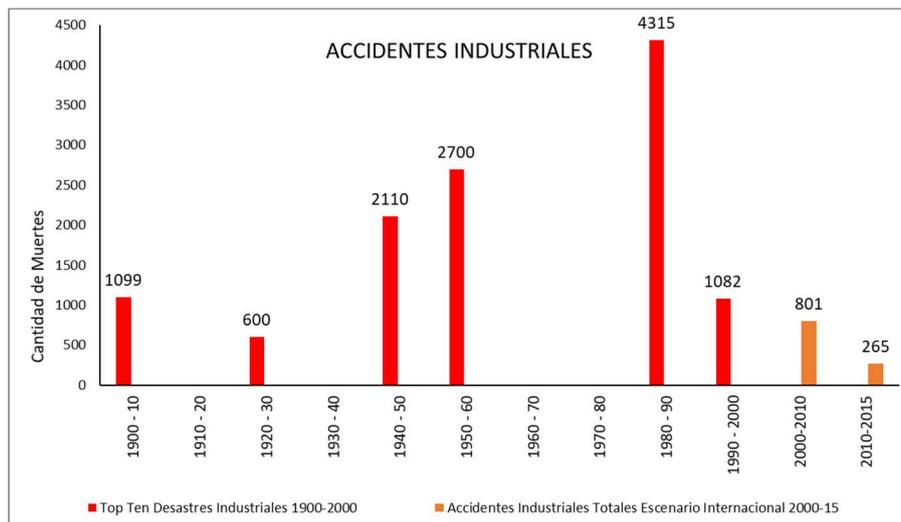


Figura 2: Top Ten Accidentes Industriales 1900-00' y Accidentes Industriales Totales 00-15' ⁹

⁸ <http://www.emdat.be/>

⁹ Gráfico preparado con información tomada de: <http://www.emdat.be/> y (Koteswara Reddy G, 2016)

Con la evolución de la sociedad y una mayor concientización respecto del cuidado del medioambiente, resultaba necesario desarrollar otro enfoque más integral. Dicho enfoque debería incluir no solo los aspectos económicos vinculados al mantenimiento de los equipos sino que también tendría que considerar el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, así como también del medioambiente. Retomando la información suministrada por la Tabla 1, cabe destacar que a través de un plan bien orientado de inspección es posible detectar a tiempo el 41% de las pérdidas producidas por falla mecánica. Además posiblemente, también una parte no determinada de las atribuibles a causas desconocidas conforme a que estas muchas veces no son clasificables dado que no es posible recuperar el equipo o parte de él para su análisis. Teniendo en mente estas cifras es que la industria Upstream y el Downstream colaboraron en conjunto con el API para desarrollar la metodología RBI o Inspección Basada en Riesgo. Se observa en la Figura 2 como en los mayores 10 accidentes industriales del período 1900-00' aumenta sensiblemente la cantidad de muertes. En el período 2000-15' vemos que, no solo la tendencia se revierte, sino que además los números son de muertes totales de todos los accidentes registrados; no solo los más catastróficos. Aunque no es posible comprobarlo, se observa que con el desarrollo e implementación de metodologías como la RBI y las nuevas tecnologías de inspección la situación general mejora de forma significativa.

4.4 Riesgo RBI: Como se calcula

4.4.1 Conceptos básicos

En la inspección basada en riesgo, este último se calcula como el producto de la probabilidad de falla y la consecuencia asociada a dicha falla:

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

Por lo general, se considera que el riesgo es una mejor medida para la priorización que la probabilidad de falla sola o la consecuencia de la falla sola, porque es más descriptivo de la pérdida/daño real causado. Por ejemplo, si se necesita priorizar dos activos donde uno tiene una alta probabilidad de falla pero baja consecuencia de falla, y el otro activo tiene una baja probabilidad de falla pero una alta consecuencia de falla, el análisis arrojará resultados completamente opuestos si considerara solo un factor o el otro. El uso del riesgo elimina esta ambigüedad.

4.4.2 Cálculo de la Probabilidad de Falla

La probabilidad de falla (POF) se determina utilizando los factores de daño (mecanismos) aplicables, una frecuencia de falla genérica y un factor del sistema de gestión:

$$\text{POF (t)} = \text{Gff} \times \text{FMS} \times \text{Df (t)}$$

Dónde:

POF: Probabilidad de Falla, por su sigla en ingles Probability of Failure.

Gff: Es la frecuencia de falla genérica. Propia del componente bajo estudio (Cañería, recipiente, tanque etc.) y diámetro característico del orificio de pérdida. La frecuencia de falla genérica se basa en los promedios de falla de la industria según el tipo de equipo. Los valores se toman de tablas provistas en el documento de API581, aunque de estar disponibles, el operador de las instalaciones puede utilizar sus propios valores tomados de su historial de fallas.

FMS: Es el factor del sistema de gestión. Resultante de evaluar el management de la instalación bajo estudio o de la compañía a un nivel más global. Se obtiene un valor numérico (entre 0 y 1000 puntos) a partir de responder una serie de encuestas, que contemplan: **Liderazgo y administración, seguridad de procesos, manejo del cambio, procedimientos operativos, practicas de trabajo seguro, capacitación,**

integridad mecánica, revisión de puesta en marcha, respuesta ante emergencias, investigación de incidentes, evaluación de contratistas y revisión del sistema de gestión. Cada ítem contempla preguntas que permiten definir un puntaje específico para el ítem y todos los ítems totalizan 1000 puntos para una evaluación perfecta.

Item	Puntaje
Liderazgo y administración	75
Seguridad de procesos	180
Manejo del cambio	80
Procedimientos operativos	80
Prácticas de trabajo seguro	80
Capacitación	100
Integridad mecánica	120
Revisión de puesta en marcha	60
Respuesta ante emergencias	65
Investigación de incidentes	75
Evaluación de contratistas	45
Revisión del sistema de gestión	40

Tabla 3: Puntaje por ítem de evaluación para el cálculo del F_{MS} .¹⁰

El F_{MS} toma valores entre 0,1 – 10 dependiendo del puntaje obtenido en las encuestas de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$pscore = \left[\frac{Score}{1000} \right] \times 100 \text{ [en \%]}$$

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 \times pscore + 1)}$$

Score: Calificación resultante de las encuestas.

pscore: Puntaje porcentual.

¹⁰ Tabla realizada con información tomada de API581 (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 289).

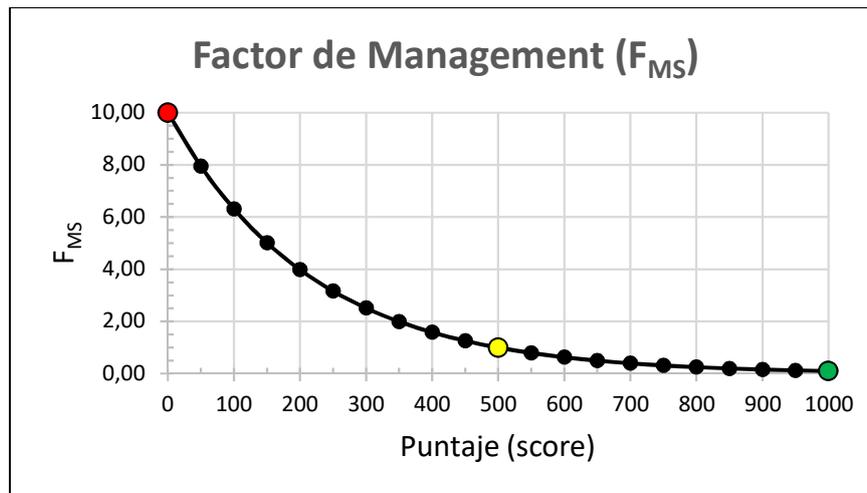


Figura 3: : Distribución del F_{MS} vs el puntaje obtenido en las encuestas¹¹

Como se puede observar en la Figura 3, el F_{MS} se distribuye de forma exponencial conforme a la ecuación que le da su origen. Visualmente indica que en una instalación perfectamente gestionada la probabilidad de falla asociada a los mecanismos de daño activos se ve reducida en un factor de 10 (multiplica por 0,1) por el contrario en un caso de absoluto descontrol en la gestión se ve aumentada en un factor de 10. Al mismo tiempo muestra, que dada la naturaleza exponencial del factor, mejoras no muy grandes en la gestión de todos o algunos de los ítems considerados pueden reducir la probabilidad de falla significativamente. Considerando un aumento de 100 puntos desde 500 ($F_{MS}=1$) a 600 puntos arroja un valor del factor de 0,63 (Reducción del 37%) por el contrario una reducción de 100 puntos implica un factor de 1,58 (aumento del 58%). Conforme a lo anterior el F_{MS} es una herramienta importante dentro del cálculo de la probabilidad de falla que permite enfocar sobre cuales ítems se debe trabajar más exhaustivamente en orden de reducir la probabilidad. Al mismo tiempo como todos tienen un peso relativo diferente, el enfoque también podría ser orientado sobre aquellos ítems que generen el mayor impacto. Ver Figura 4.

¹¹ Fuente: Elaboración propia.

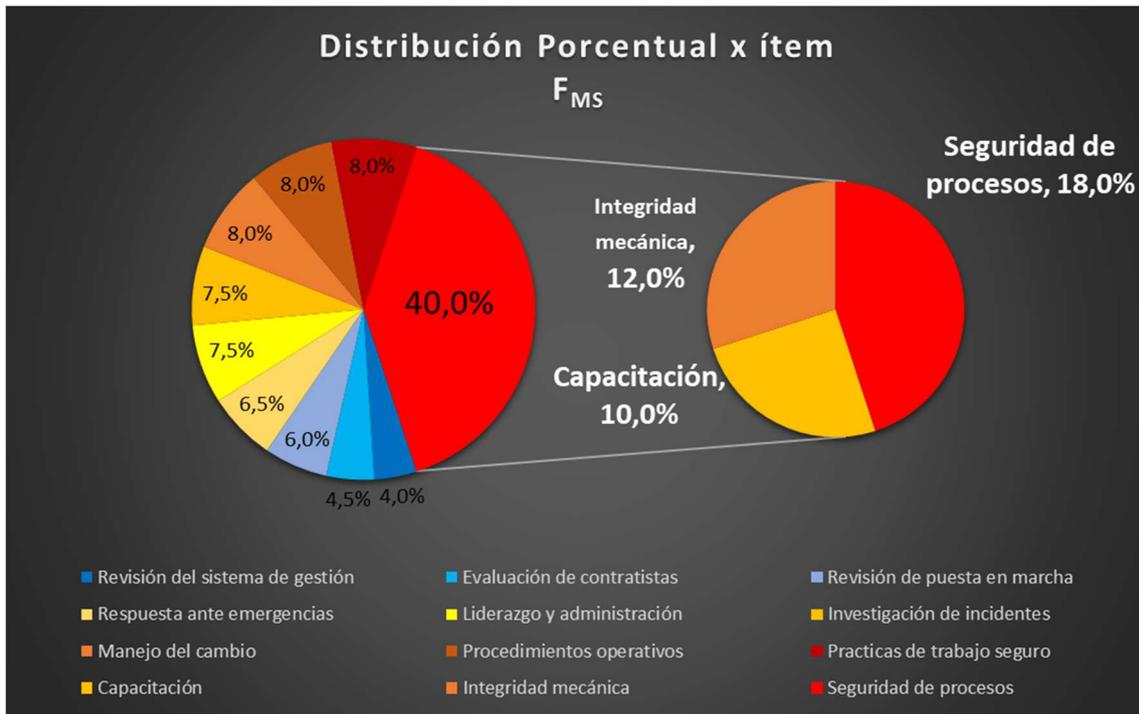


Figura 4: Distribución de pesos % por ítem para el cálculo del F_{MS} ¹².

Df (t): Es el factor de daño global. El mismo es la combinación de los diversos factores de daño que se aplican a la pieza de equipo en particular que se analiza. La función de este factor es evaluar estadísticamente el nivel de deterioro que pudiera estar presente en el equipo en función del paso del tiempo y la efectividad de la/s inspección/es realizadas. El mismo es global conforme a que se calcula en forma aditiva analizando todos los mecanismos de daño posibles presentes en el equipo, como por ejemplo: Corrosión interna, corrosión externa, fisuración bajo tensiones, fatiga mecánica, corrosión bajo aislación etc.

Resumiendo de acuerdo con RBI, el factor de daño ajusta la frecuencia de falla genérica en base a la incidencia de los mecanismos de daño activos en el componente y considera la susceptibilidad a dichos mecanismos y/o la velocidad con la cual se acumula el daño. Adicionalmente tiene en consideración datos del historial de inspecciones y su efectividad. Por consiguiente, la función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que podría estar presente como una función del tiempo en servicio y la efectividad de las actividades de inspección.

¹² Fuente: Elaboración propia.

4.4.3 Cálculo de la Consecuencia de Falla

La Consecuencia de Falla se calcula de dos maneras, en términos de área afectada por la fuga y en términos financieros por como afecta monetariamente a la compañía el derrame experimentado. El área afectada contempla la posibilidad de la ocurrencia de un evento de fuego y/o explosión que puede resultar en dos escenarios diferentes: Afectación o daño a las personas o afectación o daño a las instalaciones y/o equipos.

Para definir el área de consecuencia se realiza un cálculo hidráulico a partir del cual se definen las tasas de fuga para una cantidad discreta de orificios característicos de ¼", 1", 4" y 16" pulgadas. Dicho cálculo depende de las condiciones operativas del equipo bajo estudio entre las cuales se cuentan la presión, la temperatura y el tipo de fluido. Estas tres propiedades son fundamentales conforme a que la metodología pone a disposición del analista una serie de fluidos típicos, encontrados en la industria, que sirven de información de entrada para el cálculo de las tasas de descarga en caudal másico (masa/unidad de tiempo; Kg/h por ejemplo) de cada orificio característico.

Definidas las condiciones de operación y el fluido representativo, se debe definir el estado de agregación (gas o líquido) del mismo dentro y fuera del equipo en condiciones atmosféricas. Esto resulta importante conforme a que de acuerdo a que si el fluido contenido fuga en estado gaseoso o líquido, las ecuaciones de descarga son diferentes.

Fuga de Líquidos:
$$W_n = C_d \times K_{v,n} \times \rho_l \times \frac{A_n}{C_1} \times \sqrt{\frac{2 \times g_c \times (P_s - P_{atm})}{\rho_l}}$$

Fuga de Gases:
$$W_n = \frac{C_d}{C_2} \times P_s \times A_n \times \sqrt{\left(\frac{k \times g_c \times MW}{R \times T_s}\right) \times \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}}$$

W_n : Caudal másico teórico; C_d : Coeficiente de descarga = 0,61; $K_{v,n}$: Factor de corrección por viscosidad

ρ_l : Densidad del líquido; A_n : Área del orificio n; g_c : Constante gravitacional $1 \left(\frac{kg \times m}{N \times s}\right)$

P_s : Presión de operación; T_s : Temperatura de operación; P_{atm} : Presión atmosférica

k : Ratio de capacidad calorífica del gas ideal; R : Constante de los gases ideales

MW : Peso molecular del gas

Todo lo anterior apunta a definir las tasas teóricas de fuga para cada orificio, dado que las mismas deben ser corregidas de acuerdo a los sistemas de detección y contención de pérdidas presentes en la instalación. Esta parte del cálculo contempla que las fugas teóricas esperadas en condiciones no restringidas, en la realidad se manifiestan de forma más acotada de acuerdo con los sistemas de control presentes en la instalación analizada. Las Tablas 4 y 5 permiten identificar cuales son los sistemas necesarios que deberían estar presentes para clasificar una instalación determinada y el factor de reducción asociado a dicha clasificación.

Tipo de Sistema de Detección	Clasificación de Detección
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdidas de material por medio de cambios en las condiciones de operación (pérdida de presión o caudal) en el sistema.	A
Sensores adecuadamente ubicados para determinar cuando el fluido se encuentra por fuera de la envolvente contenedora de la presión.	B
Detección visual de las pérdidas o mediante cámaras cuya cobertura es marginal.	C
Tipo de Sistema de Aislación	Clasificación de Aislación
Sistemas de aislamiento o paro de emergencia activados directamente por la instrumentación del proceso o detectores que actúan en forma autónoma sin la intervención de un operador.	A
Sistemas de aislamiento o paro de emergencia activados por un operador desde una sala de control o cualquier otra locación alejada de la pérdida.	B
Sistemas de aislamiento dependientes de válvulas operadas manualmente in situ.	C

Tabla 4: Guía de clasificación de sistemas de Detección y Aislamiento.¹³

¹³ Tabla 4.5 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 502)

Clasificación de Sistemas		Ajuste de magnitud de la pérdida	Factor de Reducción
Detección	Aislación		
A	A	Reducir la tasa de fuga en un 25%	0,25
A	B	Reducir la tasa de fuga en un 20%	0,20
A o B	C	Reducir la tasa de fuga en un 10%	0,10
B	B	Reducir la tasa de fuga en un 15%	0,15
C	C	Reducir la tasa de fuga en un 0%	0,00

Tabla 5: Ajustes sobre la tasa fuga conforme a la clasificación de sistemas de Detección y Aislamiento.¹⁴

Una vez calculadas las tasas de fuga para cada diámetro de orificio y corregidas estas por la clasificación disponible de los sistemas de detección y aislamiento, se procede a calcular el área de consecuencia por Fuego y/o Explosión que podría afectar potencialmente a las personas o las instalaciones.

El cálculo es sencillo y se realiza con las siguientes ecuaciones:

Fugas Continuas:

$$CA_{n,\text{daño equipos}}^{\text{Continua}} = a \times (\text{rate}_n)^b$$

$$CA_{n,\text{daño personas}}^{\text{Continua}} = a \times (\text{rate}_n)^b$$

Fugas Instantáneas:

$$CA_{n,\text{daño equipos}}^{\text{Instantánea}} = a \times (\text{masa}_n)^b$$

$$CA_{n,\text{daño personas}}^{\text{Instantánea}} = a \times (\text{masa}_n)^b$$

$CA_{n,\text{daño equipos}}^{\text{Continua}}$ = Área de Consecuencia Fuga Continua por Daño a Equipos asociada al orificio de diámetro n .

$CA_{n,\text{daño personas}}^{\text{Continua}}$ = Área de Consecuencia Fuga Continua por Daño a Personas asociada al orificio de diámetro n .

$CA_{n,\text{daño equipos}}^{\text{Instantánea}}$ = Área de Consecuencia Fuga Instantánea por Daño a Equipos asociada al orificio de diámetro n .

$CA_{n,\text{daño personas}}^{\text{Instantánea}}$ = Área de Consecuencia Fuga Instantánea por Daño a Personas asociada al orificio de diámetro n .

¹⁴ Tabla 4.6 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 502)

$rate_n =$ Tasa de fuga corregida $\left(\frac{kg}{h}\right)$ asociada a fuga Continua del orificio de diámetro n .

$masa_n =$ Masa de fuga Instantánea real $\left(\frac{kg}{h}\right)$ asociada a fuga Instantánea del orificio de diámetro n .

a y b = Parámetros dependientes del tipo de Fluido liberado, las condiciones de liberación y si el daño afecta a Equipos o Personas. **En todos los casos las áreas calculadas son asociadas a eventos de Fuego y/o Explosión.**

Si bien la complejidad del cálculo no representa un inconveniente, la base de un resultado realista radica en definir correctamente lo siguiente:

- **Fluido representativo**
- **Condición de fuga** (En estado gaseoso o líquido y si la fuga es continua o instantánea). El límite para pasar de una condición a otra se define conforme una cantidad de masa umbral liberada en un tiempo mínimo preestablecido por API 581.
- **Posibilidad o no de Autoignición.** La temperatura de autoignición es la temperatura de calentamiento u operación bajo la cual un fluido puede entrar en combustión sin necesidad de una fuente externa de ignición (chispa, llama directa etc.).

Las Tablas 6 y 7 a continuación muestran como se define cada valor de a y b según las condiciones antes mencionadas. En ambos casos solo se presentan unos pocos fluidos, a modo de ejemplo, limitados a hidrocarburos livianos. Sobre el final de esta tesis se presentan a modo de anexo las tablas 6 y 7 completas disponibles en RBI API581 que incluyen hidrocarburos pesados y todo tipo de fluidos industriales gaseosos y líquidos.

Fluido	Fugas Continuas								Fugas Instantaneas							
	Autoignición No Posible				Autoignición Posible				Autoignición No Posible				Autoignición Posible			
	Gas		Líquido		Gas		Líquido		Gas		Líquido		Gas		Líquido	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C1-C2	8,66	0,98			55,13	0,95			6,47	0,67			164	0,62		
C3-C4	10,1	1,00			64,23	1,00			4,59	0,72			79,9	0,63		
C5	5,11	0,99	100	0,89	62,41	1,00			2,21	0,73	0,27	0,85	41,38	0,61		

Tabla 6: : Constantes cálculo área de consecuencia (Daño a los componentes, Fuego y Explosión).¹⁵

¹⁵ Tabla 4.8M reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 505)

Fluido	Fugas Continúas								Fugas Instantáneas							
	Autoignición No Posible				Autoignición Posible				Autoignición No Posible				Autoignición Posible			
	Gas		Líquido		Gas		Líquido		Gas		Líquido		Gas		Líquido	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C1-C2	21,8	0,96			143,2	0,92			12,4	0,67			473,9	0,63		
C3-C4	25,6	1,00			171,4	1,00			9,7	0,75			270,4	0,63		
C5	12,7	1,00	290	0,89	166,1	1,00			4,82	0,76	0,79	0,85	146,7	0,63		

Tabla 7: Constantes cálculo área de consecuencia (Daño a las Personas, Fuego y Explosión).¹⁶

Una vez definida el área de afectación generada por cada diámetro de orificio se debe afectar a cada valor calculado, por los sistemas de mitigación presentes en la instalación. Tal como antes los sistemas de detección y aislación de fugas permitían reducir las tasas de fuga; los sistemas de mitigación de la consecuencia presentes se ocupan de que una vez ocurrida la fuga la misma tome la menor dimensión (o área) posible. La Tabla 8 a continuación, muestra las categorías para encuadrar los sistemas de mitigación que estén presentes en la instalación que se este analizando.

Sistema de Mitigación	Ajuste Área Consecuencia	Factor de reducción área de Consecuencia $factor_{mitigación}$
Sistema de alivio de inventario asociado a sistema de aislación de Clase B o superior.	Reducir área en un 25%	0,25
Sistema de agua contra incendios y monitores/matafuegos.	Reducir área en un 20%	0,20
Solo matafuegos.	Reducir área en un 5%	0,05
Sistema de spray de espuma contra incendios.	Reducir área en un 15%	0,15

Tabla 8: Ajuste por sistemas de mitigación para área de consecuencia por Fuego y Explosión.¹⁷

Las áreas de fuga, por cada diámetro de orificio, corregidas según los sistemas de mitigación presentes se calculan de la siguiente forma:

$$CA_{n,daño\ equipos}^{mitigada} = CA_{n,daño\ equipos} \times (1 - factor_{mitigación})$$

$$CA_{n,daño\ personas}^{mitigada} = CA_{n,daño\ personas} \times (1 - factor_{mitigación})$$

¹⁶ Tabla 4.9M reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 507)

¹⁷ Tabla 4.6 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 502)

$CA_{n,daño\ equipos}$ o $CA_{n,daño\ personas}$ se calculan según la fuga sea continua o instantánea para cada diámetro de orificio (1/4", 1", 4" etc.) conforme el criterio definido por API581.

Habiéndose calculado el área mitigada particular de cada diámetro de orificio de fuga se procede a calcular el **área total** asociada a la fuga del componente analizado. El cálculo resultante, es un promedio ponderado de cada área afectada por la frecuencia genérica de falla propia de cada diámetro de orificio y tipo de componente.

$$CA_{Total\ daño\ equip}^{Fuego/Explosión} = \frac{1}{GFF_{Total}} \times \sum_1^4 (GFF_n \times CA_{n,daño\ equipos}^{mitigada})$$

$$CA_{Total\ daño\ personas}^{Fuego/Explosión} = \frac{1}{GFF_{Total}} \times \sum_1^4 (GFF_n \times CA_{n,daño\ personas}^{mitigada})$$

Tipo Equipo	Tipo Componente	GFF en función del orificio (fallas/año)				GFFtotal (fallas/año)
		Pequeño	Medio	Grande	Ruptura	
		1/4"	1"	4"	16"	
Compresor	COMPC	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06		3,00E-05
Compresor	COMPR	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Intercambiador Calor	HEXSS	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Intercambiador Calor	HEXTS	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Intercambiador Calor	HEXTUBE	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-1	2,80E-05			2,60E-06	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-2	2,80E-05			2,60E-06	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-4	8,00E-06	2,00E-05		2,60E-06	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-6	8,00E-06	2,00E-05		2,60E-06	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-8	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-10	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-12	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPE-16	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Cañería/Ducto	PIPEGT16	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Bomba	PUMP2S	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Bomba	PUMPR	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Bomba	PUMP1S	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Tanque650	TANKBOTTOM	7,20E-04			2,00E-06	7,20E-04
Tanque650	COURSE-1	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04

Tabla 9: Frecuencia Genérica de Falla por tipo de equipo, componente y diámetro de orificio.¹⁸

¹⁸ Tabla 3.1 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 141)

Tipo Equipo	Tipo Componente	GFF en función del orificio (fallas/año)				GFF _{total} (fallas/año)
		Pequeño	Medio	Grande	Ruptura	
		1/4"	1"	4"	16"	
Tanque650	COURSE-3	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-4	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-5	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-6	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-7	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-8	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-9	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Tanque650	COURSE-10	7,00E-05	2,50E-05	5,00E-06	1,00E-07	1,00E-04
Recipiente	KODRUM	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	COLBTM	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	FINFAN	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	FILTER	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	DRUM	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	REACTOR	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	COLTOP	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05
Recipiente	COLMID	8,00E-06	2,00E-05	2,00E-06	6,00E-07	3,06E-05

Tabla 9: Frecuencia Genérica de Falla por tipo de equipo, componente y diámetro de orificio (Continuación).¹⁹

La *GFF* o frecuencia genérica de falla esta tabulada y es un valor dependiente del tipo de equipo y del diámetro del orificio de fuga que puede ser tomado de la tabla provista en API581 (ver Tabla 9) o utilizarse valores propios surgidos de la estadística de fallas experimentadas en las operaciones de la compañía de quien este realizando el análisis.

Concluyendo el cálculo, se define como área de consecuencia al mayor valor resultante entre el área obtenida para daño a los componentes y daño a las personas.

$$CA_{Total}^{Fuego/Explosión} = MAX\{CA_{Total\ daño\ equipos}^{Fuego/Explosión}; CA_{Total\ daño\ personas}^{Fuego/Explosión}\}$$

Con los metros cuadrados resultantes, se obtiene a su vez, un radio de afectación cuyo epicentro se ubica en el equipo cuya área de consecuencia se este calculando.

¹⁹ Tabla 3.1 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 141)

4.4.4 Consecuencia Financiera

Definida la consecuencia medida en términos de área de afectación, es posible calcular la **consecuencia en términos económicos**. Esta otra forma de expresar la consecuencia, lejos de ser redundante, aporta otra medida del impacto de una fuga eventual en términos monetarios (dólares/año) otorgando mayor flexibilidad para la toma de decisiones a niveles gerenciales. La consecuencia financiera se calcula como el aporte combinado de los siguientes factores:

$$CF_{total} = CF_{equipo} + CF_{\substack{equipos \\ afectados}} + CF_{producción} + CF_{\substack{daño \\ personas}} + CF_{ambiental}$$

CF_{total} = Consecuencia financiera total asociada a la fuga

CF_{equipo} = Consecuencia financiera asociada a la rotura del equipo

$CF_{\substack{equipos \\ afectados}}$ = Consecuencia financiera asociada a daños producidos en equipos circundantes

$CF_{producción}$ = Consecuencia financiera debida a la inactividad de la producción

$CF_{\substack{daño \\ personas}}$ = Consecuencia financiera por eventual daño a las personas

$CF_{ambiental}$ = Consecuencia financiera asociada al saneamiento ambiental

A continuación se explica como se calcula cada término del cálculo de la consecuencia financiera.

CF_{equipo} : La consecuencia financiera asociada al costo de reparar el equipo se calcula sencillamente como:

$$CF_{equipo} = \frac{1}{GFF_{total}} \times CostoMaterial \times \sum_1^4 (GFF_n \times CostoOrificio_n)$$

Las frecuencias genéricas de falla se toman de la Tabla 9, el factor *CostoMaterial* de la Tabla 10 y este depende del material de construcción del equipo bajo estudio. En la medida que el material se complejiza por el agregado de aleantes que le confieren propiedades de mayor resistencia mecánica o contra la corrosión, el índice se ve incrementado. El factor *CostoOrificio_n* sale de la Tabla 11 y depende del diámetro del orificio y del tipo de equipo al que se asocia.

Material	CostoMaterial	Material	CostoMaterial
Carbon Steel	1	405 SS	2,8
1.25Cr-0.5Mo	1,3	410 SS	2,8
2.25Cr-1Mo	1,7	304 SS	3,2
5Cr-0.5Mo	1,7	Clad 316 SS	3,3
7Cr-0.5Mo	2	CS "Saran" Lined	3,4
Clad 304 SS	2,1	CS Rubber Lined	4,4
Polypropylene Lined (pp)	2,5	316 SS	4,8
9Cr-1Mo	2,6	CS Glass Lined	5,8

Tabla 10: Factor de Costo por tipo de Material (*CostoMaterial*).²⁰

Tipo de Equipo	Tipo de Componente	Costo Daño (2001 US Dolar), Costo Orificio			
		Chico (1/4")	Medio (1")	Grande (4")	Ruptura
Compresor	COMPC	10000	20000	100000	300000
Compresor	COMPR	5000	10000	50000	100000
Intercambiador Calor	HEXSS	1000	2000	20000	60000
Intercambiador Calor	HEXTS	1000	2000	20000	60000
Intercambiador Calor	HEXTUBE	1000	2000	20000	60000
Cañería/Ducto	PIPE-1	5	0	0	20
Cañería/Ducto	PIPE-2	5	0	0	40
Cañería/Ducto	PIPE-4	5	10	0	60
Cañería/Ducto	PIPE-6	5	20	0	120
Cañería/Ducto	PIPE-8	5	30	60	180
Cañería/Ducto	PIPE-10	5	40	80	240
Cañería/Ducto	PIPE-12	5	60	120	360
Cañería/Ducto	PIPE-16	5	80	160	500
Cañería/Ducto	PIPEGT16	10	120	240	700
Bomba	PUMP2S	1000	2500	5000	5000
Bomba	PUMPR	1000	2500	5000	10000
Bomba	PUMP1S	1000	2500	5000	5000
Tanque650	TANKBOTTOM	5000	0	0	120000
Tanque650	COURSE-1	5000	12000	20000	40000
Tanque650	COURSE-2	5000	12000	20000	40000
Tanque650	COURSE-3	5000	12000	20000	40000
Tanque650	COURSE-4	5000	12000	20000	40000
Tanque650	COURSE-5	5000	12000	20000	40000
Recipiente	KODRUM	5000	12000	20000	40000
Recipiente	FINFAN	1000	2000	20000	60000
Recipiente	FILTER	1000	2000	4000	10000
Recipiente	DRUM	5000	12000	20000	40000
Recipiente	REACTOR	10000	24000	40000	80000
Recipiente	COLTOP	10000	25000	50000	100000
Recipiente	COLMID	10000	25000	50000	100000
Recipiente	COLBTM	10000	25000	50000	100000

Tabla 11: Factores para definir el *CostoOrificio* conforme al tipo de equipo y diámetro de orificio.²¹

²⁰ Tabla 4.16 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 516)

²¹ Tabla 4.15 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 515)

CF_{equipos afectados}: La consecuencia financiera asociada a equipos circundantes afectados por la fuga o derrame; se calcula como el producto del área de afectación por fuego y/o explosión del equipo bajo estudio y el valor monetario de la capacidad instalada de la instalación por unidad de área (CostoEquipos). El factor CostoEquipos se estima como el costo total de los equipos presentes en la instalación dividido por la superficie de la planta. Eventualmente este valor puede variar dentro de una misma instalación conforme los procesos que se llevan a cabo se complejizan. Por este motivo se podrían tomar valores distintos según la parte de la instalación o proceso bajo consideración.

$$CF_{\text{equipos afectados}} = \text{CostoEquipos} \times CA_{\text{Total daño equipos}}^{\text{Fuego/Explosión}}$$

$$\text{CostoEquipos: } \left(\frac{\text{USD}}{\text{m}^2} \right)$$

CF_{producción}: La consecuencia financiera asociada con la interrupción del negocio se determina en función de la cantidad de tiempo de inactividad (y pérdida de producción) asociada con la reparación del daño a la pieza específica del equipo que ha perdido contención. Al valor anterior se le suma el tiempo de inactividad asociado con la reparación de los equipos aledaños afectados. Obtenidos ambos tiempos de inactividad, se suman y se afectan por el costo monetario de la producción perdida. La Tabla 12 brinda valores estimativos de tiempos de inactividad para cada tipo de equipo y diámetro de orificio.

$$CF_{\text{producción}} = \left(\text{DíasFS}_{\text{equipo}} + \text{DíasFS}_{\text{equipos afectados}} \right) \times \text{CostoProducción}$$

$$\text{DíasFS}_{\text{equipo}} = \frac{1}{\text{GFF}_{\text{total}}} \times \sum_1^4 (\text{GFF}_n \times \text{DíasFS}_n)$$

DíasFS_n se toma de la Tabla 12 a continuación

DíasFS_{equipo}: Días Fuera de Servicio Totales del Equipo bajo estudio

DíasFS_n: Días Fuera de Servicio según diámetro del orificio y tipo de equipo

$$\text{DíasFS}_{\text{equipos afectados}} = 10^{1,242 + 0,585 \times \log_{10} \left[\text{CF}_{\text{equipos afectados}} \times (10)^{-6} \right]}$$

CF_{equipos afectados} calculado anteriormente, más arriba.

$$\text{CostoProducción: } \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \text{ o } \frac{\text{Barriles}}{\text{Día}} \text{ pérdidas por inactividad}$$

Tipo de Equipo	Tipo de Componente	Tiempo Estimado F/S (Días), $DíasFS_n$			
		Chico (1/4")	Medio (1")	Grande (4")	Ruptura
Compresor	COMPC	2	3	7	14
Compresor	COMPR	2	3	7	14
Intercambiador Calor	HEXSS	0	0	0	0
Intercambiador Calor	HEXTS	0	0	0	0
Intercambiador Calor	HEXTUBE	0	0	0	0
Cañería/Ducto	PIPE-1	0	0	0	1
Cañería/Ducto	PIPE-2	0	0	0	1
Cañería/Ducto	PIPE-4	0	1	0	2
Cañería/Ducto	PIPE-6	0	1	2	3
Cañería/Ducto	PIPE-8	0	2	3	3
Cañería/Ducto	PIPE-10	0	2	3	4
Cañería/Ducto	PIPE-12	0	3	4	4
Cañería/Ducto	PIPE-16	0	3	4	5
Cañería/Ducto	PIPEGT16	1	4	5	7
Bomba	PUMP2S	0	0	0	0
Bomba	PUMPR	0	0	0	0
Bomba	PUMP1S	0	0	0	0
Tanque650	TANKBOTTOM	5	0	0	50
Tanque650	COURSE-1	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-2	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-3	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-4	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-5	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-6	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-7	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-8	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-9	2	3	3	7
Tanque650	COURSE-10	2	3	3	7
Recipiente	KODRUM	2	3	3	7
Recipiente	FINFAN	0	0	0	0
Recipiente	FILTER	0	1	1	1
Recipiente	DRUM	2	3	3	7
Recipiente	REACTOR	4	6	6	14
Recipiente	COLTOP	2	4	5	21
Recipiente	COLMID	2	4	5	21
Recipiente	COLBTM	2	4	5	21

Tabla 12: Tiempo estimado Fuera de Servicio ($DíasFS_n$) según el tipo de equipo y el diámetro del orificio.²²

²² Tabla 4.17 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 517)

CF *daño personas*: Otro costo a considerar cuando ocurre una falla es el costo potencial de lesión o daño a las personas. Cuando una empresa toma en cuenta los costos de las lesiones en su esquema de gestión de riesgos, entonces se pueden considerar los recursos apropiados para prevenir que estas lesiones sucedan. El cálculo aunque sencillo de realizar, conlleva un trabajo previo, predefinir los valores representativos de cada componente de la ecuación.

$$CF_{\text{daño personas}} = \text{DensPobl} \times \text{CostoLesión} \times CA_{\text{Total daño personas}}^{\text{Fuego/Explosión}}$$

$$\text{DensPobl}: \left(\frac{\text{Personas}}{m^2} \right)$$

$$\text{CostoLesión}: \left(\frac{\text{USD}}{\text{Persona}} \right)$$

$CA_{\text{Total daño personas}}^{\text{Fuego/Explosión}}$: Área total daño a personas (Calculada previamente).

Para el cálculo se utiliza una densidad de población constante, **DensPobl**, como valor predeterminado para todos los equipos en la instalación. Este valor predeterminado puede ser modificado por valores más altos o más bajos dependiendo de la ubicación específica del equipo con respecto a salas de control, pasillos, caminos, etc. Además de la densidad de población, se debe definir el costo de una lesión. Este valor debe ser lo suficientemente alto como para adecuadamente representar los costos típicos para las empresas de una lesión (que puede incluir lesiones mortales). Al asignar este valor, se debe considerar lo siguiente:

- a) Cualquier estándar existente en la compañía para tales cálculos.
- b) Costos médicos/de compensación locales asociados con la discapacidad a largo plazo.
- c) Costos legales/de conciliación
- d) Costos indirectos tales como mayor escrutinio regulatorio (Sindicatos, Gobierno), pérdida de reputación, etc.

CF_{ambiental} : La consecuencia financiera ambiental surge como resultado de que la pérdida de contención puede ser significativa y debe agregarse al resto de los costos, incluidas las multas y otras sanciones financieras. El cálculo propuesto por API581 considera el tipo y la cantidad de material derramado en el suelo, el número de días para limpiar el derrame y los peligros ambientales asociados con las propiedades del fluido liberado. El costo de la limpieza depende de dónde es probable que se produzca el derrame. Por ejemplo, los derrames en las vías fluviales son mucho más costosos de tratar que los derrames sobre el suelo. Además, los derrames que se abren camino debajo de la tierra serán más costosos que los derrames sobre el suelo.

El costo ambiental, AmbCost, se debe brindar en dólares/m³ y debe ser proporcionado por la empresa operadora para el análisis. El modelo tiene en cuenta que según el tipo de fluido, si este fuga como una gas en condiciones atmosféricas no generará afectación del suelo (aunque si emanaciones). Si por el contrario la fuga es de un líquido en condiciones atmosféricas, se toma en consideración que de acuerdo a la volatilidad de dicho fluido, una parte del derrame se elimina producto de la evaporación.

Conforme a lo anterior el cálculo se desarrolla de la siguiente forma y con el aporte de los datos provistos en la Tabla 13. Esta última aporta el valor de la fracción volumétrica evaporada, pasadas las 24 horas de producido el derrame, según el tipo de fluido que estemos considerando.

$$CF_{ambiental} = AmbCost \times \frac{1}{GFF_{total}} \times \sum_1^4 \frac{(GFF_n \times VOLUMEN_n)}{\rho_{fluido}}$$

$$VOLUMEN_n = masa_n \times \frac{(1 - frac_{evaporada})}{\rho_{fluido}}$$

AmbCost: Costo Total de Saneamiento Ambiental $\left(\frac{USD}{m^3}\right)$

masa_n: masa de fluido liberada por el orificio de diámetro n (kg)

frac_{evaporada}: Porcentaje del derrame que se evapora, pasadas la 24 hs. (Ver Tabla 13).

ρ_{líquido}: Densidad del Fluido $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$

Fluido	Densidad (kg/m ³)	Fracción Evaporada en 24 Hs.
C1-C2	250,513	1
C3-C4	580,012	1
C6-C8	684,02	0,9
C9-C12	734,014	0,5
C13-C16	764,529	0,1
C17-C25	775,021	0,05
C25+	900,029	0,02

Tabla 13: Fracción de Fluido evaporada ante un derrame, por tipo de fluido.²³

Habiéndose presentado someramente el cálculo del riesgo de un equipo industrial, se puede resumir que el mismo es el resultado de la combinación de la probabilidad de ocurrencia de una falla y la consecuencia asociada a la misma. La probabilidad es el resultado de los diferentes mecanismos de daño dependientes del tiempo presentes en el equipo bajo estudio. A su vez estos últimos se ven afectados por la forma en que se gestionan las instalaciones por medio del F_{MS} (Factor de Gestión o Management) y las frecuencias genéricas de falla propias de cada tipo de equipo.

Más adelante cuando se ahonde en los pasos para el cálculo de la probabilidad de falla y como esta se ve influenciada por la calidad, eficacia y cantidad de inspecciones realizadas sobre el equipo; se argumentará al respecto de como estos factores de análisis permiten organizar la gestión de integridad de equipos en forma sistemática.

La consecuencia medida en terminos de área de afectación es útil para la priorización por riesgo, definido junto con el nivel de probabilidad. El área además sirve de información de ingreso para el cálculo de la consecuencia financiera. El valor total de esta última y su desagregamiento por cada uno de los aportes que la componen servirán para argumentar como, focalizando en cada cálculo particular, se puede ver a donde se esta gastando el dinero y si se realiza de la forma más efectiva y eficiente.

²³ Tabla 4.18 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 518)

5 CAPÍTULO 3: Gestión de la Integridad

5.1 Proceso de aseguramiento de la Integridad

Ampliando lo ya introducido con anterioridad, el proceso de aseguramiento de la integridad mecánica se define como el conjunto de métodos necesarios para garantizar la operación segura de ductos, tanques, recipientes y cañerías de proceso, respetando los lineamientos estipulados en los estándares internacionales, la legislación vigente en la áreas de operación y las expectativas corporativas.

A modo de explicación gráfica de lo anteriormente expuesto se presenta en la Figura 5 el proceso de aseguramiento de la integridad mecánica de instalaciones industriales y el detalle de cada etapa.

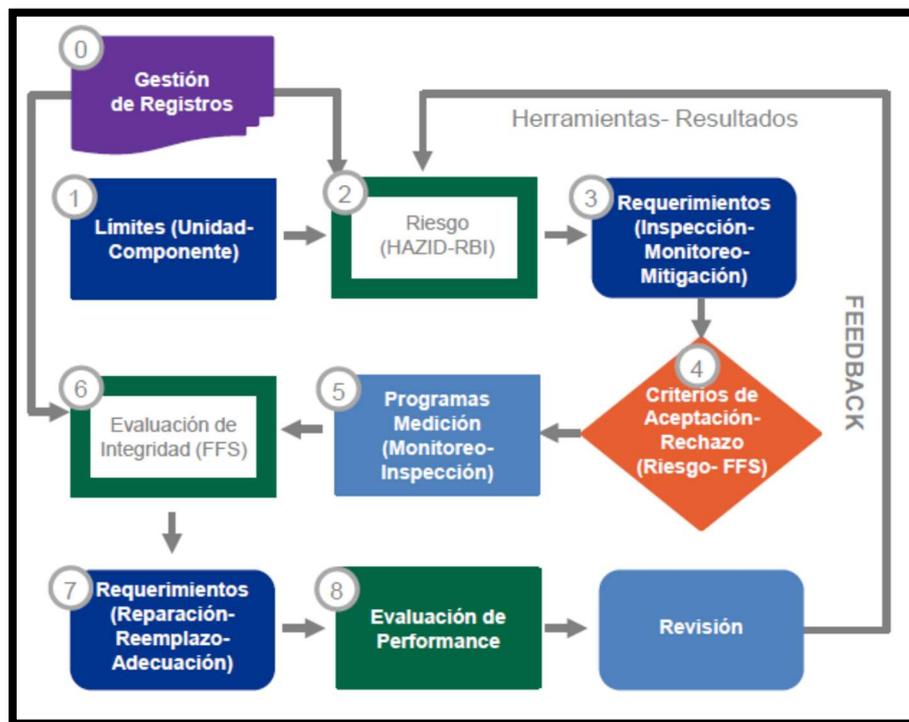


Figura 5: Proceso de aseguramiento de Integridad Mecánica²⁴

A continuación se explican brevemente los pasos involucrados en todo el proceso.

5.1.0 Gestión de registros

Como todo proceso que involucra evaluación y análisis debe estar documentado, en orden de guardar un archivo de todo lo realizado. Esto no solo facilita mantener la trazabilidad de toda la gestión sino que también permite que el proceso sea auditable. Los registros son requeridos para las evaluaciones de riesgo e integridad a lo largo

²⁴ Figura adaptada de: Manual de Operaciones Upstream (Pan American Energy, 2018, pág. 883)

del ciclo de vida de la instalación bajo estudio. Son un elemento complementario aunque no por ello menos importante.

5.1.1 Límites del Sistema

En orden de poder circunscribir el proceso y no mezclar el estudio entre sistemas/instalaciones, se debe definir con exactitud el alcance del sistema que se busca gestionar su integridad.

5.1.2 Riesgo

Se debe establecer la/s metodología/s de riesgo que se van aplicar para analizar los equipos alcanzados por el sistema definido en el punto anterior.

5.1.3 Requerimientos

Evaluado el riesgo se determinan los requerimientos de inspección, monitoreo de variables clave que afectan el nivel de riesgo y acciones de mitigación.

5.1.4 Criterios de Aceptación/rechazo

Se deben definir los criterios de aceptación y rechazo, según los umbrales de riesgo tolerables y condición aceptable de aptitud para el servicio.

5.1.5 Programas de medición

Se deben implementar los programas de monitoreo, inspección y ensayo necesarios para la identificación de mecanismos de daño activos. Los mismos están orientados a detectar y medir anomalías cuantificando también las tasas de degradación.

5.1.6 Evaluación de integridad/aptitud

Etapas fundamentales, requeridas para garantizar la operación segura.

5.1.7 Requerimientos de reparación/reemplazo

En esta etapa se deben implementar los programas de mantenimiento y mitigación diseñados para asegurar el estado de integridad de los equipos en el tiempo; bajo una condición estable de riesgo.

5.1.8 Evaluación de performance

Como todo sistema de gestión debe estar sujeto a evaluación respecto de su eficacia.

Finalizado el ciclo, los resultados de todo el proceso deben ser realimentados al modelo de evaluación de riesgo utilizado, en orden de recalcular el mismo.

6 RBI API581 herramienta para el aseguramiento de la Integridad

La metodología RBI API581 fue concebida como una herramienta para el cálculo del riesgo de equipos estáticos en instalaciones industriales. No obstante esa función para la cual fue concebida, es el objetivo de la presente tesis demostrar que la herramienta aplicada en todo su potencial resulta en un sistema de gestión de la integridad en si misma.

Conforme a haberse presentado las etapas o tareas principales asociadas al proceso de aseguramiento de la integridad, se fundamenta para cada etapa como la metodología RBI API581 resulta adecuada para satisfacer los requerimientos asociados a cada instancia de la gestión.

6.1 Gestión de registros

Conforme RBI API581 es una metodología de evaluación cuantitativa, requiere definir para el equipo bajo estudio sus características técnicas. Para ello se completa un legajo técnico que recopila todas las características constructivas del equipo:

- **Dimensiones:** Diámetro, longitud, volumen y espesor.
- **Materiales:** Si es de acero al carbono, acero inoxidable etc.
- **Revestimientos:** Interior, exterior y tipo en cada caso. También aplica si tiene o no aislación térmica.
- **Estandar de construcción:** Norma o código según el cual fue construido (ASME, API etc.).
- **Fecha de montaje**
- **Tipo y fecha de inspecciones realizadas**
- **Fluido de proceso:** Gas natural, petróleo crudo etc.
- **Condiciones de proceso:** Temperatura, presión, caudal, estado de agregación (líquido/gaseoso).

Toda esta información necesaria para el cálculo del riesgo conforme a RBI API581, es documentada para los equipos analizados en los legajos técnicos. Estos constituyen el registro necesario que requiere la gestión de la integridad de equipos estáticos.

6.2 Límites

El cálculo de la consecuencia conforme RBI API581 involucra definir para cada equipo bajo estudio cual es su grupo de inventario. El concepto de grupo de inventario refiere a que un equipo sujeto de una fuga, puede tener como fluido disponible para el derrame no solo su propio contenido sino también el de equipo/s vinculado/s al mismo. La posibilidad de aislación del equipo de su entorno, mediante válvulas u otros sistemas de bloqueo, es la que limita si el equipo se evaluará considerando que el eventual derrame se circunscribe a su contenido exclusivamente o puede recibir el aporte de otros equipos vinculados. Esta característica del análisis RBI API581 es fundamental para definir los volúmenes de control asociados a un grupo de inventario, formado por uno o más equipos del proceso bajo estudio. El concepto de grupo de inventario necesario para el cálculo de la consecuencia; termina definiendo los límites de la unidad-componente bajo análisis y cumplimentado así otra de las etapas necesarias para la gestión de integridad de equipos estáticos.

6.3 Riesgo

Aunque se propone en esta tesis un rango de aplicación mayor para la metodología RBI API581, la misma es esencialmente una herramienta de evaluación de riesgo cuantitativa. Como ya se ha presentado, el objeto de esta metodología de cálculo es cuantificar la probabilidad y consecuencia de falla de un equipo o conjunto de ellos. Es aplicable a todo tipo de componentes y considera particularmente todos los mecanismos de daño posibles en los procesos desarrollados en la industria del Upstream y Downstream. Un sistema de gestión de la integridad debe incluir un método para evaluar y priorizar las acciones sobre los equipos, pero de ninguna forma obliga a usar una u otra metodología de estudio. En esta tesis se busca demostrar que RBI API581 no solo cubre esta etapa del sistema de gestión de la integridad sino que haciendo uso de sus conceptos y metodología de cálculo permite gestionar, alrededor de su aplicación, todos los pasos o tareas que involucran un sistema robusto de gestión de la integridad mecánica.

6.4 Requerimientos de Inspección-Monitoreo-Mitigación

Conforme su nombre lo indica la metodología API581 apunta a orientar las actividades de inspección sobre los equipos de mayor riesgo. Como se mencionó anteriormente, uno de los componentes de la probabilidad es el factor de daño total compuesto por la suma algebraica de los mecanismos de daño activos en el componente:

$$D_{f-total} = D_{f-gov}^{thin} + D_{f-gov}^{extd} + D_{f-gov}^{SCC} + D_{f-gov}^{brit} \dots\dots +$$

D_{f-tot} : Factor de daños Total.

D_{f-gov}^{thin} : Factor de reducción de pared (Por corrosión interna etc.).

D_{f-gov}^{extd} : Factor de reducción de pared daño externo (Corrosión externa y bajo aislación).

D_{f-gov}^{SCC} : Daño por corrosión bajo tensiones.

D_{f-gov}^{brit} : Daño por fractura frágil.

La Figura 6 a continuación muestra gráficamente como el riesgo total es el resultado de los aportes parciales de cada tipo de daño, que en conjunto definen el riesgo total del equipo.

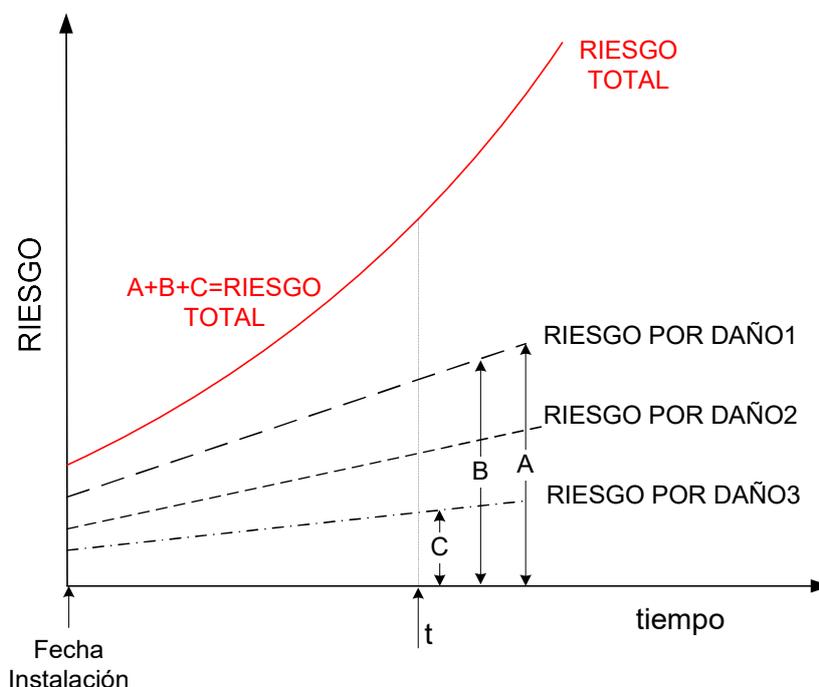


Figura 6: Principio de superposición para el cálculo del riesgo.²⁵

²⁵ Figura 4.1 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 34)

Los factores parciales que definen a cada tipo de mecanismo de daño evaluado dependen de una serie de factores entre los que se destacan:

- **Tipo y cantidad de de inspecciones:** RBI API581 categoriza las inspecciones realizadas sobre los equipos en intrusivas y no intrusivas. Para cada tipo de inspección se clasifican según la efectividad que presentan para identificar el mecanismo de daño en cuestión. De esta manera la metodología no solo indica como inspeccionar sino también donde y cuanto, es decir el alcance de la inspección (porcentaje de superficie a cubrir). El porqué de esta determinación responde a que cuanto más y mejor inspecciono, obtengo reducciones en la probabilidad de falla mayores y más duraderas. Esta condición se puede observar en la Figura 7 a continuación:

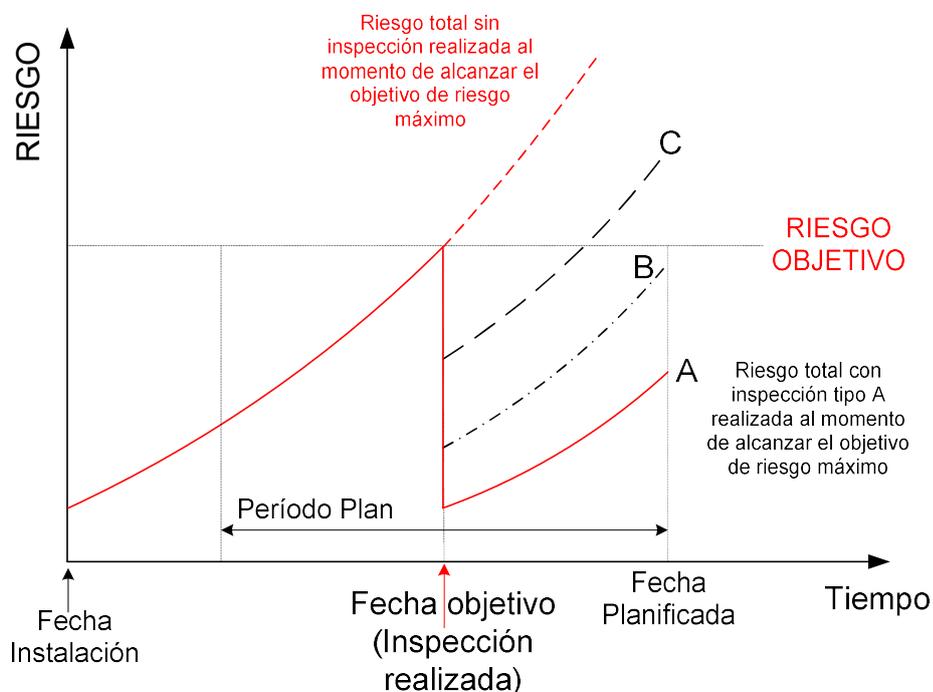


Figura 7: Planeamiento inspección cuando el riesgo excede el objetivo antes de la fecha de re análisis²⁶

En la Figura 7 se puede observar como el riesgo es algo que el equipo experimenta desde su puesta en servicio, independientemente que se realice el análisis de riesgo RBI en una instancia posterior. El riesgo aumenta con el paso del tiempo sobre la base que los mecanismos de daño considerados son dependientes del tiempo. Definido el nivel de riesgo al momento de realizado

²⁶ Figura 4.6 reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 38)

el RBI se proyecta su evolución hasta alcanzar el target de riesgo que cada operador o compañía debe establecer para sus operaciones. Alcanzado dicho nivel de riesgo a partir del cual el mismo se vuelve inaceptable, se deben tomar acciones de inspección orientadas a definir el estado de integridad del equipo. Conforme al plan de inspección elaborado si se realizan inspecciones de mayor efectividad (más detalladas, cubriendo mayor porcentaje, de tipo intrusivas etc.) el riesgo calculado disminuye producto de contar con el estado actual real del equipo bajo estudio. Se ve gráficamente que el realizar inspecciones de mayor efectividad permite disminuciones del nivel de riesgo mayores y más duraderas dado que posibilitan alejarse del target superior de riesgo por un lapso de tiempo mayor.

- **Velocidad de Corrosión o Tasa de Degradación:** La velocidad de corrosión se utiliza para cuantificar cuanta pérdida de material ha ocurrido desde la última inspección realizada y compararla con el último registro de medición de espesores. Se calcula el siguiente factor A_{rt}^{27} que junto con la cantidad y efectividad de las inspecciones registradas sobre el equipo permiten cuantificar el factor de daño particular según el mecanismo de daño que se este evaluando. Conforme la dependencia del factor de daño respecto de la tasa de corrosión, es fundamental cuantificarla de la mejor manera posible.
- **Confianza respecto de la velocidad de corrosión:** La velocidad de corrosión puede ser tomada de distintas fuentes: Registros de mediciones de espesor, simulada a partir de las variables de proceso y características del fluido, tomada de elementos de medición directa introducidos dentro del equipo (cupones de pérdida de peso, probetas electroresistivas etc.) o inclusive tomada de tablas de referencia según el fluido y tipo de contaminantes corrosivos presentes, que este pudiera tener. Conforme la fuente utilizada para definir la velocidad de corrosión sea una u otra API RBI581 define claramente como clasificar en cada caso si se trata de una fuente de tres tipos de nivel de confianza (Baja, Media o Alta). Según el nivel de confianza definido, eso resultará en un menor o mayor valor del mecanismo de daño evaluado.

²⁷ A_{rt} : Fracción de pérdida de espesor desde la última medición de espesor o fecha de puesta en servicio.

Un sistema de gestión de la Integridad incluye definir en un programa organizado, todos los requerimientos de **inspección, monitoreo y mitigación**. Habiendo explicitado claramente como se calcula cada factor de daño considerado y como estos dependen de diferentes factores se puede argumentar lo siguiente:

- El modelo RBI API581 permite definir claramente la mejor estrategia o plan de **inspección** de los equipos bajo estudio. Indica cuando, como y donde inspeccionar para mantener el riesgo de los equipos por debajo de un target tolerable para la organización. No obstante lo anterior, también brinda opciones respecto de como clasificar la eficacia de las distintas técnicas de inspección, lo cual permite decidir cual es la técnica que brinda la mejor relación costo-beneficio.
- Las acciones de **monitoreo** incluyen dar seguimiento a los parámetros operativos más comunes como son la temperatura, presión, caudal etc y a otros no tan comunes como el contenido de gases corrosivos (CO_2 , H_2S), velocidad de corrosión, pH del fluido etc. Todos estos indicadores se conocen como variables claves del proceso porque a partir de interpretar sus desvíos podemos definir si los procesos están en control o no. RBI API581 utiliza toda esta información para el cálculo del riesgo, como se mencionó anteriormente el cálculo de la consecuencia depende fuertemente de la presión, temperatura y tipo de fluido para el cálculo de las tasas de fuga. Los valores de contenido de CO_2 , H_2S , pH, contenido de agua etc son utilizados para calcular la velocidad de corrosión por medio de modelos, que permiten estimar la velocidad de corrosión cuando existe ausencia de valores medidos. Conforme RBI API581 calcula el nivel de riesgo usando como fuente de información los valores de variables de monitoreo, permite identificar cuales son más significativas para mantener el nivel de riesgo dentro de niveles aceptables. Inclusive posibilita evaluar escenarios cuando alguna de ellas se aparta de los valores normales por períodos de tiempo prolongados.

- Las acciones de **mitigación** están orientadas a reducir los efectos de los mecanismos de daños activos o potencialmente activos o en caso de consumada la fuga a acotar el impacto del derrame. Entre las acciones de mitigación que contempla RBI API581 se pueden contar las siguientes:
 - **Dosificación de inhibidor de corrosión:** Dado que se cuantifica el efecto de dosificar un inhibidor de corrosión dentro del sistema bajo estudio es posible estimar cuanto se reduce la velocidad de corrosión interna y por ende la probabilidad de falla. De esta forma se puede evaluar la decisión de incluir o no una estrategia de dosificación de inhibidor de corrosión tanto a la hora de evaluar el capex del montaje de todo el sistema de dosificación necesario como el opex requerido en químicos a lo largo de la vida útil del equipo. Considerando el costo de estas inversiones respecto del ahorro en el riesgo de una potencial fuga año por año se puede tomar una decisión que maximice el valor presente.
 - **Colocación de muros de contención, sistemas de telesupervisión etc:** Todo accesorio, equipo de control o sistema de detección/aislamiento que permita identificar en forma temprana y/o contener una fuga se considera un método de mitigación. API RBI581 premia y penaliza por la presencia o ausencia de estos sistemas. Una vez en servicio las instalaciones es difícil que se modifiquen los sistemas disponibles para mitigación. Por este motivo es muy recomendable realizar un análisis RBI API581 durante las etapas de diseño de las plantas en orden de anticipar el nivel de riesgo futuro de los equipos una vez en servicio. De esta forma se puede maximizar el valor presente de una inversión teniendo presente que tal vez una mayor inversión en capex al principio de la evaluación de la inversión, puede resultar en menores costos futuros producto de la reducción del riesgo sobre las instalaciones.

6.5 Criterios de Aceptación/Rechazo

Respecto de este aspecto el modelo RBI API581 nos exige que definamos un umbral de riesgo superior a partir del cual el mismo deja de ser aceptable y se requieren acciones de inspección, reparación o reemplazo. Si el riesgo calculado se encuentra debajo del aceptable el equipo podría continuar en servicio.

Al margen de los niveles de riesgo que definimos como aceptables, todos los equipos utilizados en la industria están generalmente contruidos conforme a alguna normativa de fabricación reconocida y aceptada de forma nacional/internacional. Esto implica que todo equipo sometido a presión tiene un espesor mecánico mínimo requerido, para operar bajo las condiciones de proceso para la que fue diseñado. RBI API581 toma en cuenta estos límites según el tipo de equipo y geometría del mismo calculando los requisitos de espesor mecánico y de resistencia a la deformación plástica por presión interna. Por tratarse de un documento del American Petroleum Institute, API581 respeta todos los lineamientos de otras normas API de inspección/mantenimiento/construcción así como también los de las normas ASME (American Association of Mechanical Engineers). A continuación se listan algunas:

- API650: Norma para la construcción de tanques atmosféricos.
- API653: Norma para la inspección/reparación/alteración de tanques atmosféricos.
- API570: Norma para la inspección/reparación/alteración de piping de planta.
- API510: Norma para la inspección/reparación/alteración de Recipientes a Presión.
- ASME B31.3: Norma para la construcción de piping de planta.
- ASME VIII Div.1: Norma para la construcción de Recipientes a presión.

Nuevamente el cálculo del riesgo mediante el modelo API581 permite definir los criterios de aceptación y rechazo que exige el proceso de la gestión de la integridad.

6.6 Programas de medición

De acuerdo a lo presentado anteriormente se puede definir, de acuerdo a RBI API581, cuales son los requerimientos de inspección, monitoreo y mitigación necesarios para alimentar el modelo y tener de esta forma calculado el nivel de riesgo con la mejor información posible. Las gestiones necesarias para llevar adelante estos relevamientos deben ser formalizadas por medio de un programa. El mismo debe

indicar en forma sistemática donde medir, tomar muestras y con que frecuencia hacerlo. Conforme estas tareas están orientadas a gestionar el nivel de riesgo dentro de niveles aceptables, no hay mejor forma de organizarlas que observando cuales son más sensibles de generar cambios abruptos en la probabilidad de falla y por asociación sobre el nivel de riesgo. Conforme el tipo y cantidad de inspecciones que se realizan sobre los equipos afectan positivamente sobre el nivel de riesgo de los mismos. El programa de inspección se organiza temporalmente, para gestionar, el riesgo de las instalaciones sea el más bajo posible. Nuevamente se observa que el gestionar la integridad mediante el modelo de inspección basado en riesgo, genera un ordenamiento respecto de como programar las inspecciones y monitoreo de variables clave. Una vez cumplidas las inspecciones y mediciones las mismas se realimentan para recalculer el riesgo con información actualizada. De esta forma se genera un círculo virtuoso que permite aplazar las tareas de aquellos equipos cuyo estado de integridad es bueno y aumentar la frecuencia sobre aquellos equipos donde se identificó deterioro.

Al iniciar un programa de gestión de la integridad basado en riesgo seguramente se gastarán recursos en inspeccionar todos los equipos al menos una vez. Conforme aumenta el conocimiento del estado de las instalaciones, la frecuencia de inspección se modifica de acuerdo a los resultados obtenidos. Esto genera un uso racional de los recursos económicos asignados para la inspección.

6.7 Evaluación de Integridad/Aptitud para el Servicio

Todo sistema de gestión de la integridad debe incluir dentro de sus tareas el asegurar que los equipos sean aptos para operar bajo las condiciones de proceso requeridas. Los mecanismos de daño evaluados por RBI API581 no proveen una evaluación de aptitud para el servicio. Estos si permiten evaluar estadísticamente la cantidad de daño que podría existir en un equipo, conforme el paso del tiempo y la cantidad y efectividad de las inspecciones realizadas sobre el mismo. La evaluación o cálculo de aptitud para el servicio se puede hacer de muchas maneras, una de las más conocidas son las técnicas suministradas en API579 (Aptitud para el Servicio). Por tratarse de documentos emitidos por la misma organización, API581 es congruente con API579. De esta forma no siendo una evaluación de aptitud para el servicio per se, el riesgo calculado según API581 sirve de fuente de información para los cálculos de aptitud para el servicio. Cabe aclarar que solo se calcula la aptitud de un equipo o

recipiente, cuando el mismo presenta niveles de daño significativos. Por significativo se entiende que: Se midieron espesores por debajo del mecánico requerido, se encontraron fisuras, laminaciones, corrosión generalizada/localizada o cualquier combinación de las anteriores.

6.8 Requerimientos de reparación/reemplazo

Una vez calculado el riesgo de un equipo o sistema según el modelo RBI API581 puede suceder alguna de las siguientes situaciones:

6.8.1 Equipo en buen estado de Integridad

El equipo se encuentra en buenas condiciones, por lo cual según la efectividad de la inspección realizada el nivel de riesgo baja. El riesgo retoma el crecimiento con el paso del tiempo pero teniendo en cuenta el estado favorable del equipo identificado durante la última inspección. No requiere acciones de reparación/reemplazo. Ver Figura 5.

6.8.2 Equipo en mal estado de Integridad

El equipo presenta deterioro, el nivel de riesgo baja según la efectividad de la inspección pero en menor medida que si la condición hubiera resultado positiva. Según el tipo y grado de daño que el equipo presente y si se toman o no acciones de mitigación para reducir la tasa de degradación; el nivel de riesgo puede crecer más o menos rápidamente con el paso del tiempo. En casos donde el daño detectado es relevante, no importa que tan frecuentemente se inspeccione el equipo o las acciones de mitigación que se tomen el riesgo no baja. Las inspecciones y acciones de mitigación que se realicen de ahí en adelante solo permiten mantener el nivel de riesgo conocido y acotado.

La situación planteada en el segundo caso pone de manifiesto el momento a partir de cual el riesgo solo puede ser mitigado mediante acciones de reparación/reemplazo. Bajo estas circunstancias el gasto en inspecciones deja de ser efectivo y hasta contraproducente en los casos de inspecciones intrusivas que requieren la apertura y limpieza del equipo.

Conforme a todo lo anterior, utilizando el modelo de inspección basado en riesgo, se puede cuantificar y programar las necesidades de reparación/reemplazo de todos los equipos analizados que así lo requieran. Los beneficios de poder anticipar las necesidades de reparación y reemplazo son variados, a continuación algunos de ellos:

- Presupuestar de forma anticipada los gastos de reparación/reemplazo.
- Cuantificar recursos humanos necesarios.
- Cuantificar compra de materiales/equipos para adquirirlos cuando sea más conveniente.
- Reducir/eliminar el costo de pérdida de producción. Ya sea adecuando las instalaciones o eligiendo la época del año que genere menor impacto, para hacer la reparación/reemplazo.

6.9 Evaluación de performance

El modelo RBI API581 permite cuantificar los $m^2/año$ o los USD/año de riesgo total, asociados a la falla de un equipo o conjunto de ellos. Comenzado el año calendario y conociendo cual es nivel de riesgo de la totalidad de los equipos dentro de una instalación, se puede definir cuan eficaz ha sido la labor de gestión de la integridad (inspección, monitoreo, mitigación etc.) al final del año. Si el nivel de riesgo total se modificó se puede inferir si el plan de gestión anual ha sido exitoso según distintas métricas:

- **En cuanto a su ejecución:**
 - Se inspeccionó todo lo previsto.
 - Se monitorearon todos los puntos necesarios.
 - Se mitigó según lo programado.
 - Se reparó/reemplazó todo lo programado.

Todo los puntos anteriores permiten indagar si el presupuesto anual se ejecutó completo o en forma parcial, considerando si los desvíos se produjeron en una o más de las tareas programadas.

- **En cuanto al nivel de riesgo:** Si subió o bajó y porqué.

7 Uso de RBI para el cálculo de Costo de Ciclo de Vida

7.1 Concepto de Costo de Ciclo de Vida

El costo total asociado a un determinado equipo, suele ser mucho mayor que el solo costo de adquisición o compra del mismo. Generalmente se comparan diferentes opciones respecto de tecnologías y/o proveedores para la toma de decisiones al momento de optar por una solución. Muchas veces el limitar la evaluación de la compra de un equipo, al costo de adquisición inicial, es una forma insuficiente de evaluación. La misma podría no estar contemplando costos mayores, respecto de otras opciones, a lo largo de la vida operativa del equipo.

Un análisis de costo de ciclo de vida (CCV) involucra la evaluación de todos los costos asociados a la utilización de un equipo a lo largo de toda su vida útil. Algunos costos habituales incluyen los siguientes:

- Costos de adquisición o compra

- Costos asociados a la operación
 - Costos de repuestos
 - Costos de fallas
 - Costos de reparación
 - Costos de producción

- Costos de mantenimiento
 - Preventivo/Correctivo

- Costos de disposición final/desguace

El objetivo de esta herramienta es seleccionar la mejor opción dentro de un abanico de opciones posibles. Como se deben proyectar costos que mayormente ocurren en el futuro, se requiere poder compararlos con los costos presentes. La forma de hacer esta comparación es por medio de la técnica del **valor presente neto**. Dicha técnica involucra básicamente sumar los costos de capital (capex) junto a todos los costos operativos (opex) y de otros tipos, descontándolos a valores actuales.

7.2 Cálculo del Costo de Ciclo de Vida

Matemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$CCV = CA + CI + \sum_{n=1}^N \frac{CO}{(1+i)^n}$$

CCV = Costo de Ciclo de Vida

CA = Costo de adquisición de equipos/materiales (CAPEX)

CI = Costos de instalación/fabricación (CAPEX)

CO = Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

i = Tasa de descuento

N = Vida útil deseada/esperada

n = Año particular de evaluación

Adicionalmente se pueden incluir otros costos como la pérdida de producción asociados a tiempos fuera de servicio, costos de reemplazo en el caso que el equipo considerado no alcance a durar toda la vida planificada etc. Eventualmente si los materiales de rezago tienen algún valor material se pueden deducir. Por último se debe considerar el costo de disposición final o desguace. Teniendo presente estos otros costos, la formula original para el cálculo del ciclo de vida se modifica de la siguiente manera:

$$CCV = CA + CI + \sum_{n=1}^N \frac{CO}{(1+i)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{PP}{(1+i)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{(Reemplazo - Rezago)}{(1+i)^n}$$

PP = Costo de Pérdida de Producción

Reemplazo = Costo de equipo o materiales de reemplazo

Rezago = Valor de material de rezago

7.3 La Integridad y el Costo de Ciclo de Vida

Como se presentó anteriormente parte del aseguramiento de la integridad de equipos estáticos involucra evaluar correctamente los mecanismos de daño a los cuales están sometidos los equipos. Dichos mecanismos de daño, entre otras cosas, dependen del tipo de fluido y las características metalúrgicas del material de construcción.

En instalaciones nuevas el proceso de selección de materiales para la construcción y montaje futuros, se realiza en dos etapas:

1. En primer lugar, se consideran todos los materiales técnicamente viables y se rechazan los inaceptables.
2. En segundo lugar, se selecciona dentro del grupo de materiales aceptables, aquel de menor costo.

Este proceso de dos etapas tiene por limitación seleccionar el material de menor costo inicial (menor capex) sin considerar los costos futuros que el mismo presenta. Eventualmente el material de menor costo de adquisición puede conducir a mayores costos operativos asociados a inspección y mitigación de los mecanismos de daño posibles, conforme el material seleccionado y las condiciones de proceso. La forma de corregir esta situación es sumar al proceso de evaluación, una tercera etapa que contemple el costo de ciclo de vida de cada material posible, relativo al costo de compra de cada uno.

Durante el proceso de selección de materiales para recipientes, ductos y piping se tiene presente las condiciones de corrosividad del fluido transportado. Dicha consideración es fundamental para estimar la vida útil de los equipos asociados al proceso. En situaciones de corrosividad críticas, se puede optar por aleaciones resistentes a la corrosión como es el caso de los aceros inoxidable o incorporar recubrimientos internos anticorrosivos en los equipos. Los aceros inoxidable difieren de los aceros al carbono convencionales en el contenido de ciertos aleantes (Cromo por ejemplo) agregados que les confieren mayor resistencia a la corrosión. Esta mejora en cuanto a su performance, viene acompañada de un costo significativamente mayor tanto en los materiales como en la fabricación.

La diferencia que resulta de utilizar materiales convencionales (aceros al carbono) o resistentes a la corrosión (aceros inoxidable o aceros al carbono revestidos internamente) se pueden resumir en dos puntos:

1. El material resistente a la corrosión tiene un mayor costo inicial pero un mucho menor, o nulo, costo operativo futuro.
2. El material convencional, tiene un menor costo inicial pero un mayor costo operativo. Los costos operativos están asociados mayormente a la inspección regular del equipo para asegurar su estado de integridad en el tiempo y al costo de mitigación de la corrosión interna mediante la dosificación de productos químicos anticorrosivos.

En orden de evaluar en forma comparativa dos materiales para una determinada función, se debe considerar si el equipo de proceso puede ser construido en acero al carbono o acero inoxidable. Definido si ambas opciones son viables técnicamente, hay que evaluar si el incremento en el costo del capital asociado a fabricar el equipo, en acero inoxidable, es justificado en relación a la reducción de los costos operativos a lo largo de la vida de servicio del equipo. **Es la diferencia de costos entre ambos materiales lo que realmente importa.**

Hablando en términos de gastos e ingresos, el incremento en CAPEX asociado al uso de acero inoxidable (o acero al carbono revestido), se considera un gasto en el primer año conforme es un costo adicional vinculado al cambio por una metalurgia resistente a la corrosión. Por contrapartida el ahorro atribuible a no dosificar los químicos para inhibir la corrosión, el no monitorear el proceso corrosivo y la no necesidad de inspección; se pueden considerar ingresos. De esta forma se calcula el valor presente neto de optar por uno u otro material de construcción.

Dado que la técnica del valor presente solo indica si una determinada inversión genera o no beneficios, pero no explicita el retorno que se obtiene de dicha inversión, hay que complementarla con otras herramientas. Surge de manera inmediata la necesidad de calcular cual es la tasa interna de retorno de optar por diferentes materiales. De esta forma se puede informar de una manera más impactante y conocida por la mayoría, el beneficio de invertir en un material resistente a la corrosión. Sobre esta base el instalar materiales resistentes a la corrosión debe conducir a ahorros importantes e inmediatos, en los costos operativos, para justificar

la inversión. A continuación se resume matemáticamente lo expresado en los párrafos anteriores:

$$NPV_{ARC} = \Delta CAPEX_{Materiales} + \sum_{n=1}^N \frac{\Delta OPEX_{Materiales,n}}{(1+i)^n} + \frac{\Delta CAPEX_{Materiales,n}}{(1+i)^n}$$

Donde:

NPV_{ARC} = Valor presente de la selección de materiales (Aleación Resistente a la Corrosión).

$\Delta CAPEX_{Materiales}$ = Variación de costo de adquisición de una Aleación Resistente a la Corrosión.

$\Delta OPEX_{Materiales,n}$ = Variación (ahorro) de costos operativos año n , asociados al material elegido.

i = Tasa de descuento.

$\Delta CAPEX_{Materiales,n}$ se incluye dado que en algunas situaciones se puede dar que aún mitigando la corrosión con el uso de tratamientos químicos y monitoreando el estado del equipo por medio de inspecciones; se debe reemplazar el equipo o parte de el antes del periodo de tiempo total considerado.

Por último la tasa interna de retorno es básicamente la tasa de descuento que hace que el valor presente de optar por una aleación resistente a la corrosión por sobre un acero al carbono convencional es cero.

7.4 Limitaciones asociadas al cálculo del Costo de Ciclo de Vida

Los métodos presentados para la evaluación del costo de ciclo de vida, representan una mejora sustancial respecto de solamente comparar el costo de adquisición de un equipo o componente de un determinado material. Asimismo aunque mejor evaluada la situación, la metodología presentada no contempla los riesgos involucrados en la selección de un material. Se supone, en la evaluación planteada, que los materiales duran por el lapso de tiempo evaluado sin presentar fallas y que no existe incertidumbre alguna en los valores utilizados de velocidad de corrosión y efectividad de los tratamientos químicos. Esto último esta lejos de ser verdad, en la práctica los materiales fallan por una gran variedad de factores. Bajo estas condiciones no se están considerando los costos asociados a que eventualmente el material seleccionado falle y el equipo presente una pérdida de contención.

7.5 Técnica de Valor Esperado

La técnica de valor esperado toma en consideración el costo de realizar una selección de material equivocada. En términos económicos implica los costos de optar por una aleación resistente a la corrosión cuando no era necesaria o por el contrario seleccionar un material que falla en forma prematura. En ambas situaciones se calculan costos de ciclo de vida mayores a los reales necesarios. Mediante esta técnica se considera la probabilidad de ocurrencia de falla variando entre cero y uno, mientras que la consecuencia se representa mediante el costo de los posibles escenarios asociados a la pérdida. La Figura 8 a continuación ilustra el proceso de cálculo.

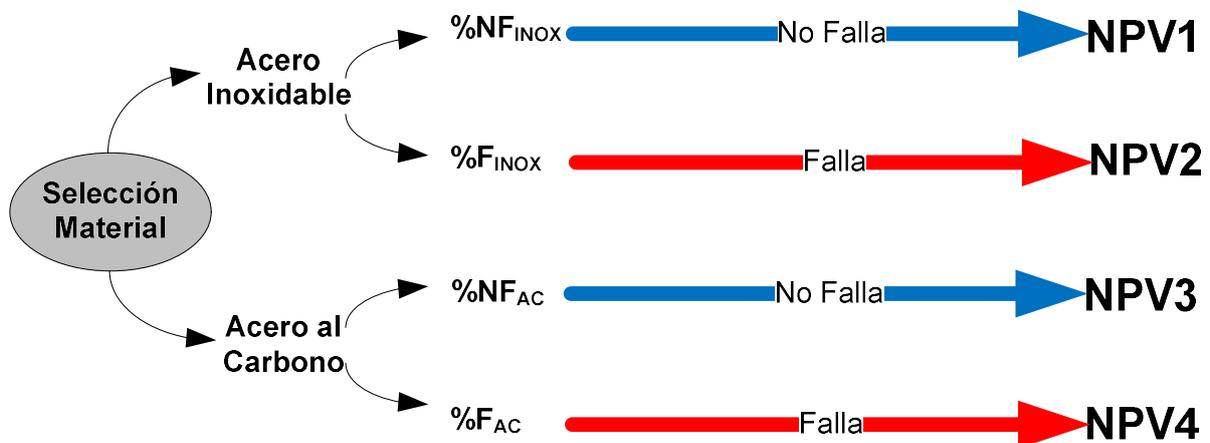


Figura 8: Representación gráfica del cálculo del Valor Esperado²⁸

Valor esperado de utilizar Acero Inoxidable (o acero al carbono revestido):

$$NPV1 \times \%NF_{INOX} + NPV2 \times \%F_{INOX}$$

$\%NF_{INOX}$ = Probabilidad de No Falla Acero Inoxidable

$\%F_{INOX}$ = Probabilidad de Falla Acero Inoxidable

Valor esperado de utilizar Acero al Carbono:

$$NPV3 \times \%NF_{AC} + NPV4 \times \%F_{AC}$$

$\%NF_{AC}$ = Probabilidad de No Falla Acero al Carbono

$\%F_{AC}$ = Probabilidad de Falla Acero al Carbono

²⁸ Fuente: Elaboración propia.

Si la falla no ocurre los costos o consecuencias a considerar para el cálculo de NPV1 y NPV3 se limitan a:

1. Costo inicial de instalación del material (Acero al carbono o Inoxidable).
2. Costos de inspección y mantenimiento (Nulos o muy bajos para el Acero Inoxidable).

Si la falla ocurre los costos o consecuencias a considerar para el cálculo de NPV2 y NPV4 comprenden:

1. Costo inicial de instalación del material (Acero al carbono o Inoxidable).
2. Costos de inspección y mantenimiento (Nulos o muy bajos para el Acero Inoxidable).
3. Costos de reparación o reemplazo (Específicos para cada material).
4. Costos asociados al daño ambiental y/o personas.
5. Costos asociados a la afectación de la reputación de la compañía.
6. Costos de pérdida de producción.

Los escenarios anteriores plantean cuales son los costos asociados para cada material. Se considera, para el cálculo, cuales son los porcentajes o probabilidades que la falla ocurra para cada material.

7.6 Limitaciones de la Técnica de Valor Esperado

En principio es complejo determinar cuales son las probabilidades de falla de cada material. Existen formas de estimarlas, utilizando la corrosividad del fluido y tamaños esperados de defectos según el ataque sea localizado o generalizado. También se pueden utilizar tablas de referencia tomadas de bibliografía específica. Igualmente se tratan de estimaciones con un nivel alto de incertidumbre.

Sumado a lo anterior también se debe definir cuando ocurriría la falla conforme se requiere descontar a valor presente los costos de reparación/reemplazo, daño ambiental, producción etc. Para ello hay que estimar de acuerdo con la tasa de corrosión/degradación calculada cuando es esperable que ocurra la falla en el futuro.

La técnica de valor esperado corrige o contempla el hecho que los materiales pueden presentar fallas. Conforme se debe definir una probabilidad ocurrencia de falla para cada material considerado, el resultado depende fuertemente de esos valores. Las consecuencias económicas asociadas a las fallas, aunque están consideradas, no

se indica como estimarlas. Por lo tanto los resultados están sujetos a definir de manera realista los costos asociados a una eventual pérdida.

Metodológicamente la técnica del cálculo del valor esperado es muy útil y acerca al analista a calcular el costo real del ciclo de vida de un equipo. La limitación surge en cuanto a la fuentes de información y/o modelos que se utilizan para estimar la probabilidad de falla de cada material considerado, el tiempo de ocurrencia de la pérdida y los costos económicos resultantes de la fuga.

7.7 Aplicación de RBI para el cálculo del Costo de Ciclo de Vida

Como se indica en párrafos anteriores una correcta evaluación del costo de ciclo de vida de un activo requiere de una definición acertada de todos los costos involucrados en la selección de un determinado equipo y/o material. Aún siendo acertados en dimensionar los costos de toda índole, se debe contemplar que eventualmente el/los equipos evaluados pueden presentar fallas o pérdidas de contención con el consecuente costo asociado. Mediante la técnica del valor esperado se tienen en cuenta estas circunstancias. No obstante, el obtener un valor representativo, depende de estimar cuál es la probabilidad de que la falla suceda y el momento de ocurrencia de la misma. Dichos valores no son sencillos de estimar y ambos pueden introducir una gran variabilidad, conduciendo a errores de selección.

Las empresas productoras de gas y petróleo pueden ser muy efectivas en determinar la mayor parte de los costos involucrados en una evaluación de costo de ciclo de vida. Los costos de adquisición se pueden consultar con el departamento de compras para distintos materiales, dimensiones etc. Los fabricantes de recipientes, ductos y demás tipos de equipos son también una fuente de información adecuada. Los costos de inspección y mantenimiento dependerán de si la compañía cuenta con un servicio propio o contratado y si el mismo es fijo o eventual pero de cualquier forma se puede definir un costo según la técnica de inspección empleada ya sea por metro lineal o superficie inspeccionada. Los costos de reparación o reemplazo también se pueden definir con un alto grado de exactitud, ya sea que la empresa cuente con una cuadrilla de mantenimiento propia o tercerizada. Por último los costos asociados a tratamientos químicos anticorrosivos se pueden cuantificar muy fácilmente conforme las empresas proveedoras de estos productos pueden brindar la información necesaria. Los costos de los químicos están tabulados según el tipo de producto y la estrategia de

dosificación (por litro de producto consumido, por volumen de fluido tratado, por concentración etc.).

Si bien es un proceso laborioso, en cuanto a recopilar la información necesaria, el cálculo del costo de ciclo de vida de un activo no representa un desafío mayúsculo. Sobre todo para las compañías de mayor escala que generalmente cuentan con áreas específicas que pueden aportar toda la información necesaria. **La dificultad más significativa radica en calcular el costo asociado a que el equipo falle.** La estimación del costo de falla es lo único que generalmente no se indica como realizar, en la bibliografía disponible asociada al tema costo de ciclo de vida.

Como se presentó anteriormente la metodología RBI API581 permite calcular el riesgo como el resultado de la acción combinada de la probabilidad de falla y la consecuencia asociada a la misma. La probabilidad de falla se calcula como el agregado de los factores de daño activos sobre el equipo, la frecuencia genérica de falla total y el factor de gestión. De los tres factores que componen la probabilidad se debe destacar que el factor de daño es dependiente del tiempo, por lo tanto podemos calcular o proyectar la probabilidad de falla en un tiempo futuro. Esta particularidad del modelo RBI es la que permite calcular año a año el costo del riesgo de operar un equipo. Dicho riesgo se mide en términos de área afectada por el derrame y lo que es más importante en términos del costo económico total que el mismo genera. Por lo tanto si se puede calcular la probabilidad de que el equipo falle con el paso del tiempo y el impacto económico resultante; se habrá encontrado la manera de cuantificar el costo de falla presente y futuro necesario para el cálculo del costo de ciclo de vida. De esta forma ya no se debe estimar una probabilidad de falla basados en los fenómenos de deterioro posibles en el equipo. Ni tampoco se debe estimar un año o fecha de ocurrencia más factible para esa falla potencial. Básicamente lo que se hace es incluir un nuevo término en el cálculo del costo de ciclo de vida que cuantifique el costo del riesgo de fuga conforme el paso del tiempo:

$$CCV_{Modif} = CA + CI + \sum_{n=1}^N \frac{CO}{(1+i)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{PP}{(1+i)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{(Reemplazo - Rezago)}{(1+i)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{CRiesgo_n}{(1+i)^n}$$

CCV_{Modif} = Costo de Ciclo de Vida Modificado

CA = Costo de adquisición de equipos/materiales (CAPEX)

CI = Costos de instalación/fabricación (CAPEX)

CO = Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

i = Tasa de descuento

N = Vida útil deseada/esperada

n = Año particular de evaluación

PP = Costo de Pérdida de Producción

Reemplazo = Costo de equipo o materiales de reemplazo

Rezago = Valor de material de rezago

$CRiesgo_n$ = Costo asociado al riesgo de falla año por año (Según modelo RBI API581)

El uso del modelo RBI posibilita resolver la limitación más importante para un adecuado cálculo del costo de ciclo de vida, que es la estimación del costo de falla. Al mismo tiempo permite potenciar la técnica del valor esperado dado que se elimina el tener que estimar un año para la ocurrencia de la falla y además ya no se discrimina si la misma ocurre o no con un determinado factor de ocurrencia. Por el contrario, la modificación propuesta, considera a la ocurrencia de la falla como un costo continuo que se va modificando conforme el paso del tiempo.

Anteriormente este autor presentó como el tipo, cantidad y efectividad de las inspecciones que se realizan sobre los equipos, es relevante. De esta forma se puede definir de antemano para un equipo cuando y como se debería inspeccionar en orden de mantener un riesgo económico (costo) acotado que permita obtener el menor costo de ciclo de vida. La introducción del costo asociado al riesgo de falla permite evaluar el impacto de otras decisiones que exceden a solamente definir el material de construcción. Al presentar la consecuencia de falla y como esta se calcula, se mostró como el área asociada a la misma depende de los sistemas de detección, aislación y mitigación de fugas instalados. Estos sistemas afectan sensiblemente el resultado del área de afectación por daño a las personas y por daño a los equipos circundantes ($CA^{Fuego/Explosión}_{daño\ personas}$ y $CA^{Fuego/Explosión}_{daño\ equipos}$). Dado que ambos factores incidieren en los costos financieros por daño a las personas y equipo circundantes afectados respectivamente; terminan afectando al costo económico total.

El gasto inicial que se realiza en estos sistemas (detección, aislación y mitigación), forman parte del CAPEX inicial. En la medida que se realicen mayores inversiones en estos elementos se incrementa el costo del ciclo de vida del equipo bajo estudio. La incorporación del costo del riesgo mediante metodología RBI permite identificar si el

costo inicial mayor en estos sistemas no se compensa o inclusive se cubre en exceso mediante una reducción del costo de riesgo proyectado a futuro.

La herramienta de riesgo RBI abre la puerta a evaluar múltiples escenarios donde se puede cuantificar los efectos de elegir uno u otro material, invertir o no en mejores sistemas de telesupervisión del proceso y cualquier otra variable que este contemplada en el modelo y sea factible de ser modificada o corregida. Inclusive si se consideran otros costos como el de producción y el ambiental contemplados por el modelo RBI, se capturan otros factores o variables altamente relevantes como el valor del barril de crudo. Esto habilita a considerar la variabilidad que introduce la volatilidad del precio internacional del petróleo. De esta manera podría ocurrir que para zonas de altísima sensibilidad ambiental, un precio bajo del barril, no justifique la inversión conforme la misma solo es viable con materiales de bajo costo, pero que en caso de ocurrir una falla en la vida útil del proyecto la misma no sea factible de ser absorbida por el negocio. En resumen los escenarios a evaluar son múltiples, pero una vez definidas las condiciones se puede cuantificar el impacto de las decisiones efectuadas. Esta posibilidad es fundamental a la hora de justificar inversiones en tecnología, modificar el emplazamiento de una planta por el potencial impacto ambiental o a las personas etc. Dado que la metodología es normada y abierta es relativamente sencillo demostrar a la dirección de la compañía el porqué de una determinada necesidad de inversión.

7.8 Caso de estudio

7.8.1 Selección de tipos de tanques

Como es de público conocimiento, la industria del petróleo y el gas ha visto cambiar radicalmente su negocio en años recientes. El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales como generalmente se denomina al petróleo y gas producido desde rocas compactas de baja permeabilidad; ha modificado el negocio de manera sustancial. El poder y control que detentaban los países miembros de la OPEP²⁹ se ha reducido enormemente conforme el mayor importador, Estados Unidos, ha recuperado su producción interna por medio del desarrollo de sus recursos no convencionales. Todo este proceso ha conducido a un precio promedio significativamente más bajo del precio del crudo desde mitad del año 2014 hasta la

²⁹ Organización de Países Exportadores de Petróleo

época actual. Lejos quedaron los valores promedio de cien dólares el barril del período dos mil diez a mitad de dos mil catorce.

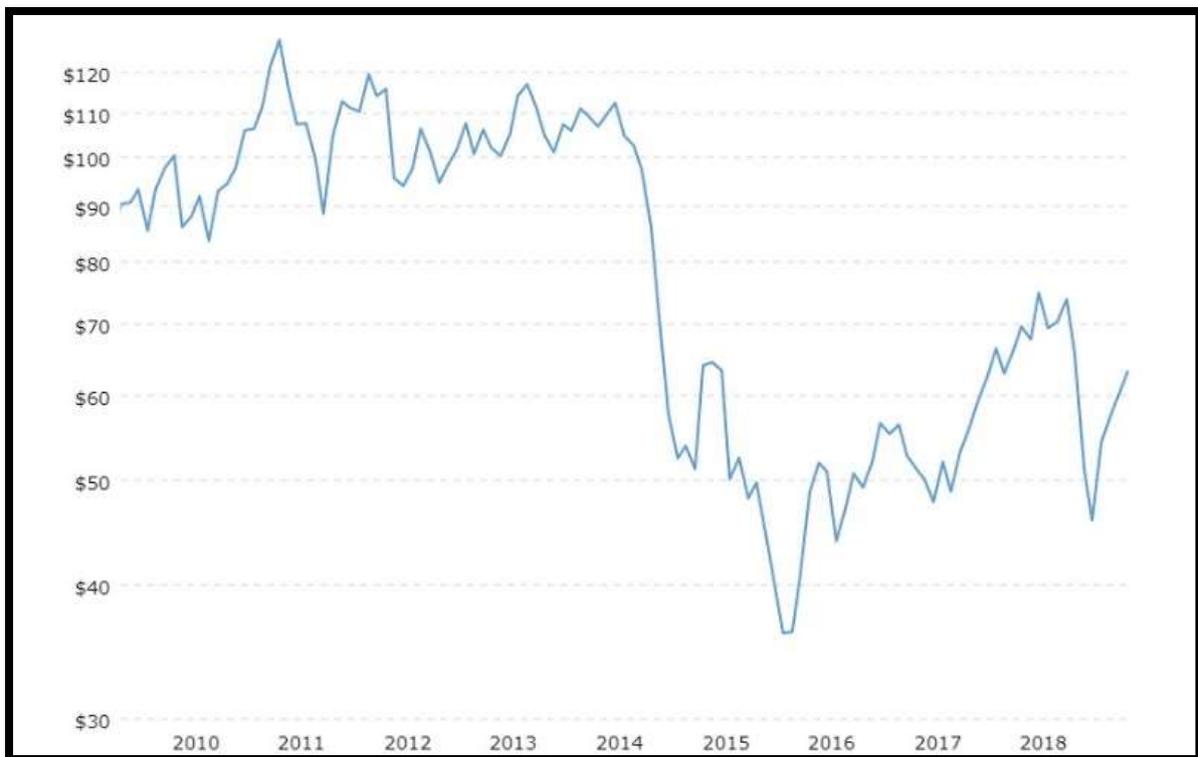


Figura 9: Precio en Usd/Barril del petróleo crudo WTI³⁰ (Período 2010 – Abril 2019)³¹

Conforme esta situación las empresas productoras de petróleo y gas han debido mejorar en la eficiencia de todo el proceso productivo. El nuevo contexto introdujo la necesidad de mirar aspectos de las operaciones que antes no era necesario considerar dado que el negocio igualmente era rentable. La forma de operar no se ha modificado sustancialmente a lo largo de los años recientes y el fluido que se produce en los pozos, una vez que se separó el gas asociado, se almacena en tanques atmosféricos. Los tanques atmosféricos son equipos fundamentales para la producción petrolera. Los mismos se utilizan como medio de almacenamiento en la batería de producción a los fines de contar con un tiempo determinado de capacidad de stock sin tener que parar pozos en caso que se interrumpiera el bombeo de exportación de la batería. A continuación en la Figura 10 un esquema de lo mencionado:

³⁰ WTI: West Texas Intermediate

³¹ Fuente: <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>

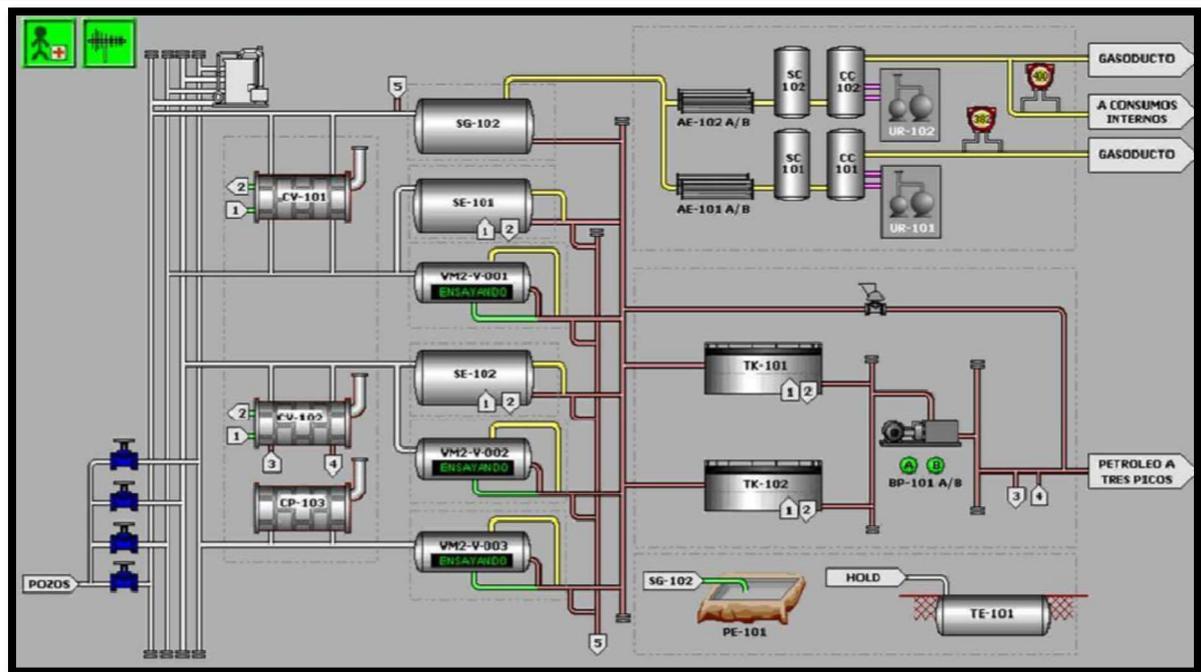


Figura 10: Representación gráfica del proceso de producción en Baterías de petróleo³²

Si bien se han introducido mejoras tecnológicas para medir la producción, el nivel de los tanques y la telesupervisión de variables de proceso, la configuración de los tanques en la Argentina se ha mantenido sin grandes variaciones. Las baterías de producción más modernas, del año dos mil en adelante, mayormente utilizan tanques de 320 metros cúbicos de capacidad con dimensiones que pueden ser de dos tipos:

- 5 metros de altura y 9 metros de diámetro
- 7 metros de altura y 7,62 metros de diámetro

Este es el estándar utilizado más habitual que podemos encontrar en instalaciones modernas. En general se utilizan dos tanques de este tipo, ambos operativos, pero con la posibilidad de ante una salida de servicio poder operar con uno solo de ellos. Estos tanques presentan características a destacar:

- Se contruyen en campo (yacimiento) lo cual implica un costo mayor que un equipo fabricado en taller.

³² Diagrama típico de Batería representado en Sistema SCADA. Reproducido de Manual de Operaciones Upstream (Pan American Energy, 2018, pág. 988).

- En principio no son trasladables, o son de difícil traslado conforme deben cortarse en dos mitades para poder moverlos.
- Conforme su volumen mayor a los 2,5 metros cúbicos y contenido de hidrocarburos están legislados por la Resolución 785/05 de la Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Esto implica lo siguiente:
 - Se debe realizar un estudio de impacto ambiental asociado a la instalación de cada tanque.
 - Deben auditarse técnicamente a tanque abierto en un plazo no mayor a quince años, para verificar su estado interno de integridad. Previo a la puesta en servicio se realiza una auditoría de condición técnica inicial para dar cuenta del estado del tanque para operar por quince años.
 - Cumplidos los quince años en servicio, se puede optar por la apertura para inspección fuera de servicio o la ley permite realizar un ensayo de inspección en servicio por medio de la metodología de emisión acústica. De resultar aprobado se otorga un permiso de operación por dos años. El ensayo se puede realizar hasta tres veces consecutivas lo cual permite aplazar la apertura seis años hasta los veintiun años de servicio. Conforme el parque de tanques sea extenso las operadoras optan por utilizar este recurso. Cumplidos los veintiun años extendidos de servicio el tanque se debe sacar de servicio de forma mandatoria y ser auditado vacío y limpio a tanque abierto.
 - Deben auditarse ambientalmente en servicio cada cinco años. Para verificar el estado ambiental del lugar de emplazamiento de cada tanque.
 - Anualmente se debe realizar una inspección visual externa del tanque y sus accesorios, con el mismo en servicio, dejando registro de su estado y hallazgos más relevantes.

- Cada cinco años se realiza una inspección visual externa del tanque acompañada de medición de espesores en chapas en envolvente y techo y en los cuellos de las conexiones. Por último se realiza un ensayo de nivelación para verificar si el tanque ha sido sujeto de asentamiento diferencial. El alcance de esta inspección cubre la inspección anual. Esta inspección no es mandatoria por cumplimiento legal, pero si es altamente recomendable.
- Deben instalarse con un muro estanco de contención de fugas a su alrededor, que permita mitigar/contener el área de afectación ante un eventual derrame de fluido.
- Por su volumen no pueden ser montados directamente sobre el suelo (se hundirían en la tierra) por lo cual se debe construir una base de apoyo o platea en hormigón armado o en su defecto un anillo de apoyo del mismo material.

Se puede resumir de los puntos anteriores que aún siendo equipos simples, por tratarse de un cilindro construido mediante chapas soldadas, los tanques de almacenamiento tienen características especiales a tener en cuenta al momento de decidir su montaje.

Como se mencionaba anteriormente el entorno cambiante de la industria del petróleo y el gas ha propiciado que se desafíen las prácticas habituales de operación, con el objetivo de reducir costos. Para el caso de los tanques se toma como referencia prácticas operativas utilizadas en yacimientos de petróleo y gas no convencional de Estados Unidos donde en lugar de instalar menor cantidad de tanques de mayor volumen se ha optado por mayor cantidad de menor volumen. Al reducir el volumen de los tanques se generan una serie de ventajas. Cuanto menor el volumen se puede reducir el diámetro e incrementar la altura. A continuación algunas ventajas asociadas a modificar el estándar de fabricación de los tanques:

- Pueden ser construidos en centros industriales metalúrgicos, reduciendo sus costo respecto de ser construidos en campo.
- Pueden ser transportados en camión o tren hasta los yacimientos.
- Se puede incrementar su cantidad conforme la producción lo requiera. Esto permite mayor flexibilidad y no incurrir en costos de capacidad instalada ociosa. Lo anterior refiere a volúmenes de almacenamiento mayores que quizá no se

requieran si la producción no acompaña como se proyectó al inicio del desarrollo del área.

- Cuanto menor el diámetro, menor el área de emplazamiento. Esto permite reducir el área total de la instalación (Batería o planta), con el consiguiente menor costo de movimiento y nivelación de suelo. Además se acota el impacto ambiental que la instalación genera.
- Cuanto menor el diámetro si se produjera una rotura del piso, el único componente del tanque no inspeccionable desde el exterior en servicio, su reemplazo es más rápido y menos costoso que para áreas de piso mayores. Eventualmente ante una rotura, posiblemente sea más barato remover el tanque y colocar otro nuevo o reparado previamente sin interrumpir la producción demasiado tiempo.
- Conforme los tanques son más altos no se requiere hacer taludes de tierra para elevarlos más, en orden de tener la altura de fluido mínima necesaria para la succión de las bombas de exportación. Los equipos de bombeo requieren de una presión mínima (Altura o presión hidrostática) en la succión para poder operar de manera adecuada y no generar roturas prematuras.

Al parecer modificar el estándar de fabricación de los tanques supone muchas ventajas de todo tipo: Operativas, de Mantenimiento, de Fabricación, Ambientales etc. Asimismo y teniendo presente el concepto de costo de ciclo de vida, se deben considerar algunos aspectos negativos. Al reducir el volumen de los tanques se debe incrementar la cantidad de equipos que se instalan, para mantener capacidades de almacenamiento equivalentes a la configuración tradicional. El hecho de aumentar la cantidad de tanques involucra lo siguiente:

- **Costo de adquisición:** Por tanque, se considera la inversión inicial de comprar cada tanque.
- **Costo de mantenimiento:** Por tanque, conforme para cada equipo se debe considerar el mantenimiento de los sistemas de protección: Valvulas de alivio y emergencia, sistemas control de nivel etc.
- **Costos de inspección:** Por tanque, asociados a las inspecciones técnicas de integridad anuales y quinquenales (con mayor detalle).

- **Costos de auditoría:** Por tanque, asociados a las auditorías técnicas, inicial y a los quince años de servicio. También se incluyen las auditorías ambientales que se deben realizar por tanque cada cinco años.
- **Costos de reparación:** Por tanque, si el tanque no falla antes de los quince años de servicio solo se incluye el costo de reparaciones que surjan como necesarias en la auditoría técnica de los quince años de servicio.
- **Costo de abandono/desguace:** Por tanque, se debe considerar el costo de limpieza y saneamiento al final de la vida útil de cada tanque. Sumado a esto los equipos deben ser desguazados en orden de cumplir con los requisitos legales vigentes (Res. 785/05 de la Secretaría de Energía de la Nación Argentina).
- **Costo de riesgo de pérdida o falla:** Por tanque, es este costo el más difícil de estimar conforme no hay un método definido para este ítem. En general se toma el registro de pérdidas asociadas a tanques y se define un probabilidad o frecuencia de falla basada en el parque total que tiene la compañía. Con dicha probabilidad y el costo total promedio vinculado a la pérdida de un tanque se estima un valor monetario del riesgo de pérdida o falla. De acuerdo a lo presentado anteriormente esta práctica presenta falencias graves como por ejemplo:
 - Cuando ubicar temporalmente a la falla.
 - Para un parque reducido de tanques unas pocas fallas pueden arrojar una frecuencia de falla excesivamente alta.
 - La estimación depende fuertemente de los datos que la alimentan. Es decir es fundamental que los registros de falla y costos asociados esten debidamente documentados. Esta situación raramente ocurre, sobretodo en compañías más pequeñas cuyos sistemas de registros no son los mejores.

Al llegar al punto de definir cual es el costo de falla de un tanque, se propone utilizar el modelo RBI API581 en orden de cuantificar cual es el impacto económico asociado a una potencial pérdida de un tanque.

7.8.2 Modelo RBI para fallas en tanques

La metodología de cálculo de riesgo para el caso de los tanques de almacenamiento, difiere levemente de la del resto de los equipos, especialmente en el cálculo de la consecuencia. En el caso de los tanques, por ser equipos atmosféricos, las ecuaciones de descarga de fugas se modifican respecto de las de recipientes sometidos a presión. La fuerza impulsora de las pérdidas en tanques, dependen de la altura de llenado del equipo conforme la presión hidrostática aumenta cuanto más alto es el nivel de fluido. El modelo RBI toma esto en consideración y calcula las tasas de fuga tanto para el piso como para las virolas de la envolvente según el nivel de líquido que hay por encima. De esta forma se calcula una consecuencia de falla para el piso y otra para la envolvente, obteniéndose así el cálculo de riesgo particular de cada caso.

La consecuencia para tanques discrimina respecto de si la base de apoyo del equipo es una platea de hormigón armado, un anillo de hormigón o el suelo virgen. Tiene presente si el tanque cuenta con un muro de contención de fugas y si la zona de emplazamiento presenta una sensibilidad ambiental de tipo bajo, medio o alto. Todos los cálculos de pérdida se realizan discriminando que tipo de fluido fuga: Petróleo, gasolina, diesel etc.

En cuanto a la probabilidad los mecanismos de daño que se evalúan mayormente son: La corrosión interna, el daño de revestimiento interno para tanques revestidos interiormente, la corrosión externa y/o bajo aislación para el caso de tanques con aislación térmica. Se tiene en cuenta si el tanque está pintado internamente y si cuenta con protección catódica anticorrosiva entre otros aspectos. Cabe mencionar que el cálculo de la probabilidad discrimina si la falla es en el piso o en la envolvente del tanque. Conforme a este último punto, dado que contamos con probabilidad y consecuencia de falla particulares para el piso y virolas de la envolvente es que podemos calcular un riesgo particular para cada caso. De esta forma se considera año a año la evolución del riesgo de falla en términos económicos tanto para el piso como para la envolvente. Esto es así porque existe la posibilidad de ocurrencia de falla simultánea de ambos componentes. Además hay que tener presente que esta metodología es fuertemente dependiente del tipo y efectividad de las inspecciones realizadas, condición que para el piso solo puede ser evaluada con el tanque fuera de servicio. Por el contrario la envolvente puede ser inspeccionada desde el exterior

con el tanque en servicio. De esta forma se puede mostrar el efecto que tienen las inspecciones sobre el riesgo de fuga por envolvente, siempre y cuando los resultados de las inspecciones sean favorables.

7.8.3 Aplicación de la técnica RBI

La metodología antes descrita se aplicó a la evaluación de tres escenarios con distintos tipo de tanques y/o cantidades:

- **Caso 1:** Se instalan dos tanques de 320 m³ (7 m de altura y 7,62 m de diámetro).
- **Caso 2:** Se instalan cuatro tanques de 120 m³ (11 m de altura y 3,8 m de diámetro).
- **Caso 3:** Se instalan seis tanques de 120 m³ (11 m de altura y 3,8 m de diámetro).

En cada caso se evaluó la evolución del riesgo económico asociado a una pérdida por el piso o por la envolvente. Se consideró que cada sistema de tanques propuesto maneja una producción de petróleo neta³³ de cuatrocientos metros cúbicos de petróleo, de manera tal que se analice cada estrategia en igualdad de condiciones. Cabe aclarar que en cada caso se considera que todos los tanques están operativos y la producción se procesa de forma equitativa y distribuida según la cantidad de tanques. Esto implica que el impacto económico por producción se divide según la cantidad de tanques que involucra cada escenario. Por último y en orden de mostrar el efecto de las inspecciones se muestra la evolución del riesgo financiero para el caso que los tanques no se inspeccionan a lo largo de su vida útil de servicio y el caso donde se inspeccionan cada cinco años. En ambos casos sí se ejecutan las inspecciones externas exigidas por la Secretaría de Energía de la Nación Argentina, pero las mismas no se impactan conforme las inspecciones anuales solo implican realizar una inspección visual sin evaluación de espesores de las chapas de la envolvente. En el caso del piso no hay forma de inspeccionarlo en servicio ni mucho menos medir espesores, por lo cual no se consideran inspecciones de ningún nivel de efectividad. Si bien existen tecnologías que permiten hacer una inspección interna del piso del tanque, con el mismo en servicio, no están disponibles en la Argentina

³³ Producción neta, refiere a crudo seco (sin agua) la baterías manejan producción bruta con un determinado porcentaje de agua propio de cada batería.

por lo cual no fueron consideradas. Eventualmente se podría evaluar el costo de importar el servicio respecto del beneficio obtenido en la reducción del riesgo de pérdida por el piso.

A continuación los gráficos 1 y 2 en los cuales se presenta la evolución del riesgo financiero para cada caso y escenario (con/sin inspección) para un período de veintiún años de servicio.

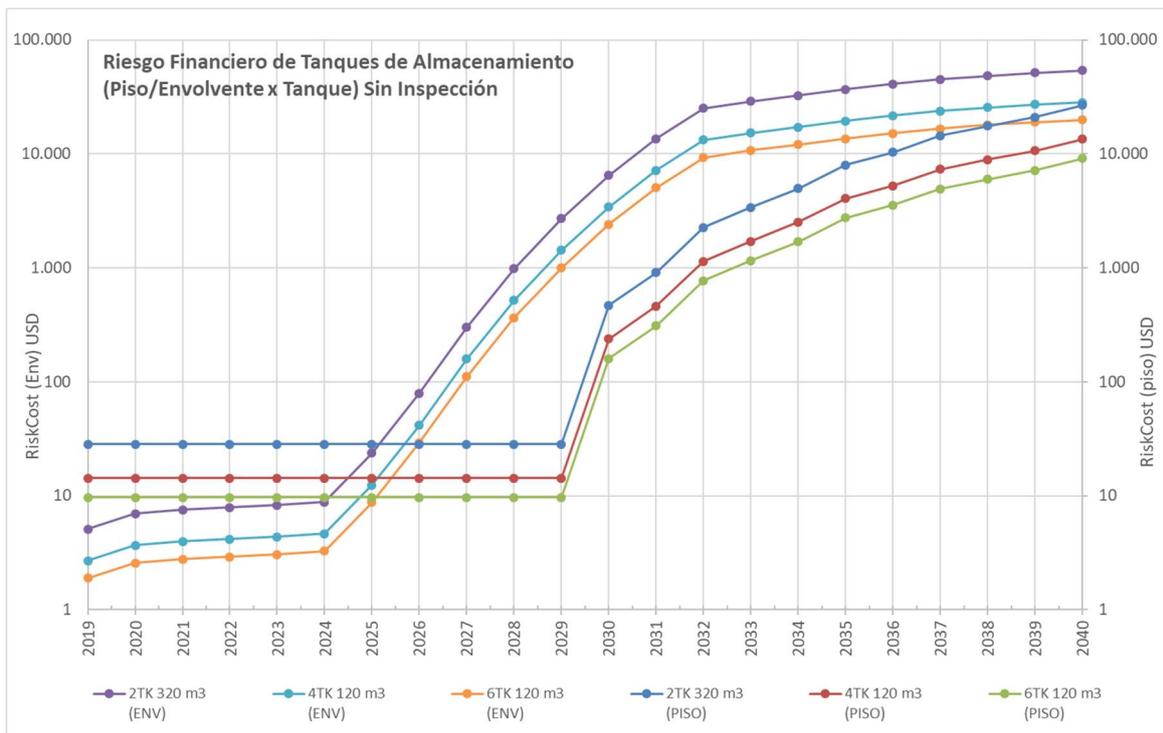


Grafico 1: Riesgo Financiero Tanques, pérdida por piso y envolvente (Sin Inspección).³⁴

³⁴ Fuente: Elaboración propia.

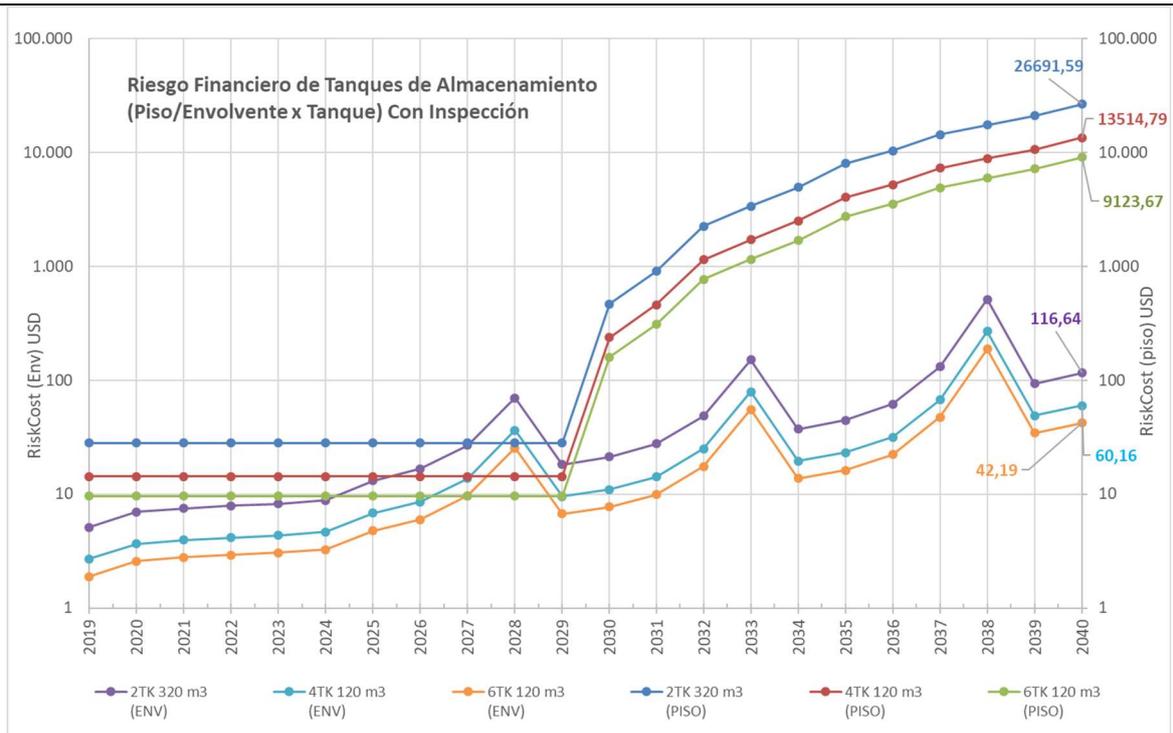


Gráfico 2: Riesgo Financiero Tanques, pérdida por piso y envolvente (Con Inspección).³⁵

A partir del gráfico 2 se observa como las inspecciones realizadas cada cinco años tienen un efecto positivo en reducir el riesgo. El mismo para los tres casos evaluados no supera los ciento veinte dólares/año; mientras que los mismos casos evaluados sin inspección toman valores del orden de entre veinte mil y cincuenta mil dólares/año para el riesgo de fuga por envolvente (En todos los casos se refiere al año veintiuno de servicio). En la tabla 14 se muestran los valores de riesgo proyectados para el año 2040, tras veintiún años de servicio con y sin inspección.

2040	Con Inspección Quinquenal						Sin Inspección					
	CostoRiesgoPiso (USD)			CostoRiesgoEnv (USD)			CostoRiesgoPiso (USD)			CostoRiesgoEnv (USD)		
	2TK 320 m ³ (PISO)	4TK 120 m ³ (PISO)	6TK 120 m ³ (PISO)	2TK 320 m ³ (ENV)	4TK 120 m ³ (ENV)	6TK 120 m ³ (ENV)	2TK 320 m ³ (PISO)	4TK 120 m ³ (PISO)	6TK 120 m ³ (PISO)	2TK 320 m ³ (ENV)	4TK 120 m ³ (ENV)	6TK 120 m ³ (ENV)
	26692	13515	9124	117	60	42	26692	13515	9124	53813	28367	19895

Tabla 14: Riesgo comparativo con y sin inspección por caso evaluado. Año 2040³⁶

³⁵ Fuente: Elaboración propia.

³⁶ Fuente: Elaboración propia.

7.8.4 Resultados

La tablas 15 y 16 muestran el cálculo completo del valor actual neto de optar por el Caso 1, 2 o el 3 en lo que respecta al tipo y cantidad de tanques. Se han incluido todos los costos asociados a la operación de cada tanque a lo largo de una vida útil estimada de 30 años (2019-2049). Los costos considerados incluyen:

- Inversión inicial.
- Mantenimiento anual de los instrumentos de control.
- Trabajos de inspección: Auditoria técnica legal e inspección por programa interno de integridad.
- Auditoria ambiental: Inicial previo al inicio de operaciones y posterior cada cinco años.
- Reparación a los 21 años de servicio: Incluye vaciado, limpieza y disposición de residuos.
- Riesgo de Pérdida por Piso Año por Año.
- Riesgo de Pérdida por Envoltente Año por Año.

Tipos de Cambio (porcentaje)	38,5	Auditoria de Condición Técnica Inicial		Año con Emisiones Acústicas																		
		2019	2020	2021	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Año	0	1	2	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
Inversión inicial (US\$)	\$ 628.000																					
Costos de mantenimiento anual (incl. US\$)	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	
Costos de Inspección (US\$)	\$ 5.432	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	
Costos de Auditoria Ambiental (US\$)	\$ 1.150	\$ 3.423			\$ 3.561					\$ 3.561					\$ 3.561					\$ 3.561		\$ 3.561
Costos de Reparación (US\$)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Riesgo Pérdida Piso Año x Año (US\$)	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	
Riesgo Pérdida Envoltente Año x Año (US\$)	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	
Pago de caja neto anual (US\$)	\$ 3.490	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	
Tasa de interés	10%																					
VAN	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	US\$ 785.695	
CashFlow	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	US\$ 626.320	
Inversión inicial (US\$)	\$ 628.000																					
Costos de mantenimiento anual (incl. US\$)	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	
Costos de Inspección (US\$)	\$ 5.432	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	
Costos de Auditoria Ambiental (US\$)	\$ 1.150	\$ 3.423			\$ 3.561					\$ 3.561					\$ 3.561					\$ 3.561		\$ 3.561
Costos de Reparación (US\$)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Riesgo Pérdida Piso Año x Año (US\$)	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	
Riesgo Pérdida Envoltente Año x Año (US\$)	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	
Pago de caja neto anual (US\$)	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	
Tasa de interés	10%																					
VAN	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	US\$ 490.139	
CashFlow	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	US\$ 333.000	
Inversión inicial (US\$)	\$ 628.000																					
Costos de mantenimiento anual (incl. US\$)	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	\$ 344	
Costos de Inspección (US\$)	\$ 5.432	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	\$ 979	
Costos de Auditoria Ambiental (US\$)	\$ 1.150	\$ 3.423			\$ 3.561					\$ 3.561					\$ 3.561					\$ 3.561		\$ 3.561
Costos de Reparación (US\$)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
Riesgo Pérdida Piso Año x Año (US\$)	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	\$ 58	
Riesgo Pérdida Envoltente Año x Año (US\$)	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	\$ 10	
Pago de caja neto anual (US\$)	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	\$ 1.394	
Tasa de interés	10%																					
VAN	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	US\$ 686.016	
CashFlow	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	US\$ 500.000	

Tabla 15: VAN por tipo de Tanque (Sin inspección).³⁷

³⁷ Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Cambio (porcentaje)	38,5	Asistencia de Condiciones Financieras Anual	Año con Dinero Acumulado																																					
			2019	2020	2021	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2019	2020	2021	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
2 Tanques tradicionales 320m³																																								
6 Tanques transportables 120m³																																								
6 Tanques transportables 120m³																																								

Tabla 16: VAN por tipo de Tanque (Con inspección).³⁸

Conforme es difícil visualizar la información de las tablas 15 y 16 se adjunta anexo un archivo Excel con los cálculos y tablas asociadas.

	2TK 320 m ³	4TK 120 m ³	2TK 320 m ³
Inversión Inicial (Solo los tanques)	626.320	333.000 (53,2%)	500.000 (79,8%)
Costo Ciclo Vida (CCV) (USD)			
Con Inspección	713.757	414.387	608.150
Δ CCV _{C/Insp}	--	299.370 (41,9%)	105.607 (14,8%)
Costo Ciclo Vida (CCV) (USD)			
Sin Inspección	785.695	490.139	686.016
Δ CCV _{S/Insp}	--	295.556 (37,6%)	99.679 (12,7%)
ΔCostoRiesgo	-71.938 (9,15%)	-75.752 (15,45%)	-77.866 (11,35%)

Tabla 17: Comparativa Costo Ciclo de Vida por caso de estudio.³⁹

³⁸ Fuente: Elaboración propia.

³⁹ Fuente: Elaboración propia.

La tabla 17 anterior muestra de manera resumida el cálculo del costo del ciclo de vida (CCV) para cada caso. Se observa claramente que el formato más conveniente es el de cuatro tanques de 120 m³ de capacidad. Con esta configuración se obtiene el menor valor para el CCV (414.387 USD) y requiere la menor inversión inicial (333.000 USD). Resulta también en la mayor reducción porcentual en el costo del riesgo conforme se ejecutan las inspecciones respecto de si no se ejecutan (15,45%). Cabe destacar que la inversión inicial es significativamente menor (46,8%) en el caso 2 que en la opción 3 (20,2%) siempre comparando respecto del esquema tradicional de 2 tanques de 320 m³.

Haciendo un análisis integral de los costos totales de operar con una u otra configuración, se puede modificar de manera bien soportada un cambio en la filosofía de operación de este tipo de instalaciones (Baterías de Petróleo). A priori la opción 3 si no se analiza en detalle, se podría inferir que solo implica invertir en más tanques y gastos de auditoría. En cuanto se suma el costo del riesgo, se pone de manifiesto la relevancia de estos costos a la hora de evaluar la modificación de una filosofía de operación. En operadoras grandes con múltiples áreas de explotación, el incurrir en una evaluación errónea o incompleta puede conducir a serios problemas operativos futuros conforme la problemática se ve aumentada por la escala de las operaciones.

8 Resultados y conclusiones

Como se presentó en los párrafos anteriores y en opinión de este autor, el modelo de inspección basado en riesgo API581 es una herramienta potente para el cálculo del riesgo de instalaciones industriales. Dado el detalle respecto de como se calcula el riesgo se observó como, mediante su aplicación, se puede gestionar la integridad de las instalaciones desde el nivel más elemental (equipos individuales) hasta un nivel más macro como puede ser una planta o instalación industrial que las agrupe. Están contemplados todos los aspectos necesarios para obtener un resultado de riesgo cuantitativo, ya sea en términos de área afectada o perjuicio económico. Conforme a este último punto, se pueden orientar las tareas de la gestión de integridad (inspección-monitoreo-mitigación) sobre aquellos activos que más impactan sobre la operación y la compañía como un todo. Abarcando ítems como el daño a las personas y el medioambiente dentro del cálculo del riesgo se contempló el cuidado de la reputación de la empresa, un activo intangible que es muy difícil de lograr y muy fácil de perder.

Como primera conclusión, se logró el objetivo planteado en la hipótesis de demostrar que el modelo RBI API581 más que un herramienta de riesgo, es un modelo/herramienta para la gestión de la integridad.

Con el desarrollo del caso de estudio y habiéndose introducido el concepto de ciclo de vida se pudo constatar la utilidad de este modelo para representar el costo asociado a una pérdida de contención. Conforme la robustez de la herramienta para modelar los mecanismos de daño en distintos tipo de materiales, fluidos, condiciones operativas, sistemas de control instalados etc.; se cuantificó en términos monetarios los efectos de tomar una decisión respecto de los ítems mencionados. Poder capturar desde las etapas más tempranas de un proyecto, cual es el impacto futuro en los costos de mantenimiento y su evolución temporal, aporta un valor agregado muy significativo.

Si esta herramienta fuera de uso habitual en las instancias de la ejecución de la ingeniería básica y de detalle seguramente se podrían identificar muchas oportunidades para la reducción de costos. El caso planteado respecto de la selección de tanques es uno sencillo por el tipo de equipo y su condición de proceso en condiciones atmosféricas. Si se aplicara el modelo para equipos en condiciones de proceso más exigidas con altas presiones y temperaturas con materiales de

construcción aleados mucho más costosos etc seguramente se abrirían mayor variedad de escenarios e ítems a considerar.

Conforme estos últimos párrafos, este autor entiende que también se logró el objetivo secundario relacionado a demostrar la utilidad del modelo RBI como herramienta de reducción de costos para lograr un adecuado balance entre los gastos de capital y los operativos de un proyecto.

9 Recomendaciones y oportunidades

Como principal factor de éxito que se podría mencionar para la implementación de un programa de gestión de la integridad basado en riesgo, sería el compromiso de la alta gerencia. Llevar adelante un plan de este estilo supone un cambio cultural de la organización donde las decisiones deben contemplar no solo los beneficios sino también los costos asociados al riesgo de ir en uno u otro sentido. La información, los datos, los recursos económicos y humanos pueden estar disponibles pero si la organización no entiende a la gestión de integridad basada en riesgo como un trabajo de todos, las chances de éxito se reducen.

En el año 2013 la revista The Economist publicó un reporte sobre: “El impacto de la antigüedad de la instalaciones en las industrias manufactureras” (The Economist, 2013), en el mismo se entrevistaron a 366 ejecutivos de las industrias de gas y petróleo, química, de servicios eléctricos, agua y de recursos naturales de los cuales el 50% eran nivel C⁴⁰, el resto vice presidentes, directores etc. A estos se les consultó al respecto de cuales eran los principales desafíos para el futuro asociados al creciente envejecimiento de la infraestructura productiva en sus industrias. Algunos de los puntos principales que se desprenden del reporte son los siguientes:

- El 87% de los ejecutivos mencionaron que el envejecimiento de la infraestructura ha impactado sobre las operaciones en términos de tiempo y costo. Más de uno en diez indicó que los problemas producidos tuvieron consecuencias severas que aún están tratando de resolver. (The Economist, 2013, pág. 6).

⁴⁰ CEO, CFO, CTO

- El 50% de los mayores proyectos de mantenimiento en yacimientos maduros de petróleo y gas están vinculados a infraestructura envejecida. (The Economist, 2013, pág. 7).
- El 33% de los ejecutivos indicaron que aumentarían el gasto en infraestructura por los próximos 5 años. (The Economist, 2013, pág. 4)
- El 89% de los ejecutivos está enfocado en desarrollar **nuevas tecnologías** para mejorar la eficiencia y/o **extender el ciclo de vida** de su infraestructura en los próximos 5 años.
- El foco debe estar sobre un mejor planeamiento de los proyectos, mirando el **ciclo de vida entero** desde el diseño al decomisionado. Las compañías con procesos robustos de gestión de proyectos son más capaces de seleccionar cuales proyectos financiar con recursos limitados, identificando cualquier riesgo que pudiera comprometer el proyecto en el futuro. (The Economist, 2013, pág. 19).

La utilización del modelo RBI presentado viene a atender estos puntos/problemas. en orden de poder darle mayor versatilidad se debe contar con herramientas de software que permitan hacer los cálculos más rápido, modificar variables, evaluar escenarios operativos y de contexto como puede ser el precio del barril de petróleo o el millón de BTU⁴¹ de gas. En la medida que el modelo se administra con herramientas informáticas la potencia del mismo adquiere otro nivel. Con los sistemas de telesupervisión presentes hoy día en las instalaciones hasta podrían alimentarse los datos operativos y sus fluctuaciones en tiempo real para el calculo constante del nivel de riesgo.

Finalmente se pone de manifiesto, como un modelo teórico para el cálculo de riesgo posibilita llevar adelante la gestión de integridad de activos, reduciendo los costos y cuidando al mismo tiempo del medioambiente y las personas.

⁴¹ BTU: Unidad térmica Británica, es una unidad para la medición de energía.

Como se desprende de todo lo anterior, el tema de gestionar el riesgo de las instalaciones, extender el ciclo de vida de las instalaciones, enfocar los recursos de mantenimiento sobre los equipos/sistemas críticos etc. es un problema de afectación mundial que ocupa el tiempo de los principales referentes en la industria. Como se mencionaba anteriormente, es la alta gerencia quien debe impulsar y comprometer a toda la organización para que la gestión de integridad basada en riesgo sea exitosa.

10 Bibliografía

- American Petroleum Institute (API581). (2016). Risk-Based Inspection Methodology (API RP 581). Washington DC: American Petroleum Institute.
- American Petroleum Institute. (2000). Risk-Based Inspection Base Resource Document. Washington DC: American Petroleum Institute.
- Koteswara Reddy G, K. Y. (2016). Analysis of Accidents in Chemical Process Industries in the period 1998-2015. ChemTech.
- Pan American Energy. (2018). Manual de Operaciones Upstream. Buenos Aires.
- The American Society of Mechanical Engineers. (2007). Inspection Planning Using Risk-Based Methods (ASME PCC-3-2007). New York: The American Society of Mechanical Engineers.
- The Economist. (2013). The impact of ageing infrastructure in process manufacturing industries. London: The Economist.

11 Anexos

Table 4.8 – Component Damage Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
C ₁ -C ₂	43.0	0.98			280.0	0.95			41.0	0.67			1079	0.62		
C ₃ -C ₄	49.48	1.00			313.6	1.00			27.96	0.72			522.9	0.63		
C ₅	25.17	0.99	536.0	0.89	304.7	1.00			13.38	0.73	1.49	0.85	275.0	0.61		
C ₆ -C ₈	29.0	0.98	182.0	0.89	312.4	1.00	525.0	0.95	13.98	0.66	4.35	0.78	275.7	0.61	57.0	0.55
C ₉ -C ₁₂	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53
C ₁₃ -C ₁₆			64.0	0.90			1023	0.92			0.46	0.88			9.2	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			20.0	0.90			861.0	0.92			0.11	0.91			5.6	0.91
C ₂₅ +			11.0	0.91			544.0	0.90			0.03	0.99			1.4	0.99
H ₂	64.5	0.992			420.0	1.00			61.5	0.657			1430	0.618		
H ₂ S	32.0	1.00			203.0	0.89			148.0	0.63			357.0	0.61		
HF																
Aromatics	17.87	1.097	103.0	1.00	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	1.00	512.6	0.713	701.2	1.00
Styrene	17.87	1.097	103.0	1.00	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	1.00	512.6	0.713	701.2	1.00
CO	0.107	1.752							69.68	0.667						
DEE	39.84	1.134	737.4	1.106	320.7	1.033	6289	0.649	155.7	0.667	5.105	0.919			5.672	0.919
Methanol	0.026	0.909	1751	0.934					28.11	0.667	1.919	0.900				
PO	14.62	1.114	1295	0.960					65.58	0.667	3.404	0.869				
EEA	0.002	1.035	117.0	1.00					8.014	0.667	69.0	1.00				
EE	12.62	1.005	173.1	1.00					38.87	0.667	72.21	1.00				
EG	7.721	0.973	108.0	1.00					6.525	0.667	69.0	1.00				
EO	31.03	1.069							136.3	0.667						
Pyrophoric	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53

Tabla 4.8M: Constantes cálculo área de consecuencia (Daño a los componentes, Fuego y Explosión).⁴²

⁴² Tabla 4.8M reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 505)

Table 4.8M – Component Damage Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
C ₁ -C ₂	8.669	0.98			55.13	0.95			6.469	0.67			163.7	0.62		
C ₃ -C ₄	10.13	1.00			64.23	1.00			4.590	0.72			79.94	0.63		
C ₅	5.115	0.99	100.6	0.89	62.41	1.00			2.214	0.73	0.271	0.85	41.38	0.61		
C ₆ -C ₈	5.846	0.98	34.17	0.89	63.98	1.00	103.4	0.95	2.188	0.66	0.749	0.78	41.49	0.61	8.180	0.55
C ₉ -C ₁₂	2.419	0.98	24.60	0.90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53
C ₁₃ -C ₁₆			12.11	0.90			196.7	0.92			0.086	0.88			1.714	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			3.785	0.90			165.5	0.92			0.021	0.91			1.068	0.91
C ₂₅ +			2.098	0.91			103.0	0.90			0.006	0.99			0.284	0.99
H ₂	13.13	0.992			86.02	1.00			9.605	0.657			216.5	0.618		
H ₂ S	6.554	1.00			38.11	0.89			22.63	0.63			53.72	0.61		
HF																
Aromatics	3.952	1.097	21.10	1.00	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	1.00	83.68	0.713	143.6	1.00
Styrene	3.952	1.097	21.10	1.00	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	1.00	83.68	0.713	143.6	1.00
CO	0.040	1.752							10.97	0.667						
DEE	9.072	1.134	164.2	1.106	67.42	1.033	976.0	0.649	24.51	0.667	0.981	0.919			1.090	0.919
Methanol	0.005	0.909	340.4	0.934					4.425	0.667	0.363	0.900				
PO	3.277	1.114	257.0	0.960					10.32	0.667	0.629	0.869				
EEA	0	1.035	23.96	1.00					1.261	0.667	14.13	1.00				
EE	2.595	1.005	35.45	1.00					6.119	0.667	14.79	1.00				
EG	1.548	0.973	22.12	1.00					1.027	0.667	14.13	1.00				
EO	6.712	1.069							21.46	0.667						
Pyrophoric	2.419	0.98	24.60	0.90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53

Tabla 4.9M: Constantes cálculo área de consecuencia (Daño a las Personas, Fuego y Explosión).⁴³⁴³ Tabla 4.9M reproducida de (American Petroleum Institute (API581), 2016, pág. 507)