



Assets Integrity

VOL. 02



EDITORIAL



Ing. Ely R. Ramírez.
Director General
engineer.ely.ramirez@gmail.com

O'Hanlon es enfático al señalar que, "la gestión de activos no se trata de manejar los equipos, se trata de entregar valor a una organización mediante la utilización efectiva de sus activos".

El factor humano siempre es y será el más importante a considerar en cualquier proceso de la industria, cada una de las técnicas, eventos, relatos expresados en esta segunda entrega, pienso que nosotros tenemos el mayor peso de que funcione o no, algo que estemos implementando, como implementamos y mantenemos en el tiempo la sostenibilidad de un programa implementado? Como comprometemos a la gente? En cada conferencia, en cada congreso que veo, se habla de las mejores técnicas de confiabilidad, de la mejor manera de calcular el riesgo, de los factores de seguridad asociados, que tal si logramos dedicarlos más del 50% de estudios, investigaciones o incluso de peso en cada metodología, o por lo menos tenemos en mente en cada grupo de trabajo en cada equipo natural de trabajo que el comportamiento o la manera como cada uno percibe o actúa dentro de la organización realmente tiene el mayor peso, esta revista aún está naciendo espero en los próximos capítulos traerles temas de este tipo, gracias por su apoyo!!!

Ing. Ely Ramírez - Director General

COLABORADORES



Ing. Medina N. Robinson J.
robinson.medina@iasca.net



Ing. Edmundo E. Minguet C.
eminguet@gmail.com



Ing. Romero Barrios, María Teresa
romeromariatr@gmail.com



Ing. Ernesto Primera.
editor@ernestoprimer.com



Raulyn Ladera
Diseñador Gráfico
rauln534@gmail.com



Andrés Molina Villamil.
andres.molina@intecorpconsulting.com

Gutiérrez Urdaneta, Edwin Ericson
edwin.gutierrez.ca@gmail.com

José Rafael López Farrera.
lopezjrx@gmail.com

Ing. Eliana Berroteran
berroterane@csf.com.ve

Ing. Romel Rodríguez
rodriguezrx@csf.com.ve

CONTENIDO

- 4** | *ANÁLISIS COSTO RIESGO BENEFICIO PARA LA SELECCIÓN DE CONDUCTORES DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*
- 16** | *ATERRIZANDO LA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS*
- 20** | *ENTENDIENDO LA BIOCORROSIÓN*
- 32** | *METODOLOGÍA PARA LA INSTALACIÓN DE VÁLVULAS DE AISLAMIENTO DE EMERGENCIA*
- 55** | *MODELO API RP 581 PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO FINANCIERO EN EL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO ESTÁTICO*
- 64** | *METODOLOGIA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) API 581*



Análisis Costo Riesgo Beneficio para la Selección de Conductores de una Planta de Generación Eléctrica.

INTRODUCCIÓN

Análisis Costo Riesgo Beneficio para la Selección de Conductores de una Planta de Generación Eléctrica. Con la finalidad de mejorar la rentabilidad de los procesos productivos, cada día se dedican enormes esfuerzos destinados a visualizar, identificar, analizar, implantar y ejecutar actividades para la solución de problemas y toma de decisiones efectivas y acertadas, que involucren un alto impacto en las áreas de: seguridad, higiene, ambiente, metas de producción, costos de operación y mantenimiento, así como garantizar una buena imagen de la empresa y la satisfacción de sus clientes y del personal que en ella labora.

La toma de decisiones, con el pasar del tiempo y considerando las condiciones económicas cambiantes a nivel mundial, se hace más crucial en cuanto hacia donde dirigir los recursos de la manera mas óptima y rentable, generalmente bajo ambientes de gran incertidumbre.

El Análisis Costo Riesgo Beneficio, conocido como ACRB por sus siglas en español, se ha convertido en una herramienta muy útil para tomar decisiones en cuanto a escenarios de inversión, operación o desincorporación de activos, fundamentado en el hecho que nos permite conocer cuando obtenemos por lo que gastamos.

El presente trabajo tiene como finalidad presentar un caso de estudio de la Metodología Análisis Costo Riesgo Beneficio aplicada a un portafolio de opciones para los equipos impulsores de una Planta de Generación Eléctrica.

Es importante mencionar que previo a la aplicación de dicha metodología se evaluaron las opciones técnicamente factibles para la selección de los impulsores de los equipos de generación eléctrica.



MARCO CONCEPTUAL.

Horizonte Económico:

El horizonte económico de un proyecto se refiere al período de vida útil del mismo; es decir, el período de tiempo que un proyecto, activo o ítem agrega valor a la cadena productiva por el cumplimiento de sus funciones.

Como consecuencia el horizonte económico comprende todas las etapas en la vida de un proyecto, desde su inversión inicial, pasando por el período de operación hasta su desincorporación.

Diagrama de Flujo de Caja Proyectado:

Consiste en un modelo gráfico que se utiliza para representar los ingresos y desembolsos de dinero que se esperan a lo largo del horizonte económico establecido.

La Figura 1 muestra un diagrama de “perfiles de ingresos y egresos”, y en la misma se observan diversos perfiles de egresos asociadas a diversos conceptos tales como inversión inicial, costos de operación, impuestos, egresos por fallas o eventos no deseados y costos de desincorporación.

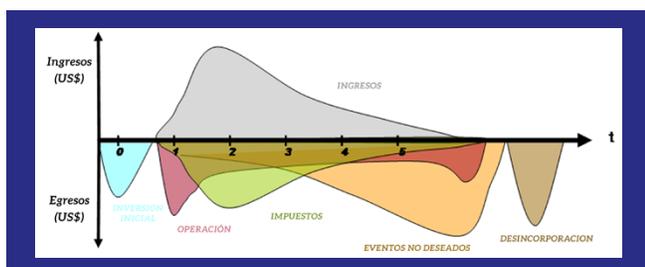


Figura 1.- Diagrama de Flujo de Caja Proyectado.

Tasa de Descuento:

Es aquella que permite estimar el valor presente neto de un activo a través de los flujos de caja esperados, convirtiéndose en la tasa que representa el valor al cual un inversionista

está dispuesto a arriesgar su capital. La tasa de descuento es diferente y particular para cada inversionista, dependiendo de sus expectativas, las características de la empresa, el riesgo asociado a cada inversión, etc.

Actualmente, en el mercado existen diversos modelos para determinar la tasa de descuento, entre los cuales se encuentran el modelo de Fijación de Capital de Activos y el modelo del Promedio Ponderado del Costo de Capital, conocidos por sus acrónimos en inglés CAPM (Capital Asset Pricing Model) y WACC (Weighted Average Cost of Capital) respectivamente.

Indicadores Financieros:

Los indicadores financieros son figuras de mérito que permitan calificar las diferentes opciones de utilización de los recursos según su bondad; en otras palabras, estos indicadores ofrecen información estandarizada y fácilmente interpretable acerca de la conveniencia o viabilidad de cada una de las opciones evaluadas y en consecuencia, nos permiten compararlas.

Existen múltiples indicadores financieros ampliamente utilizados; algunos de los cuales no consideran el valor del dinero en el tiempo y se conocen como indicadores estáticos y otros que si lo hacen y se conocen como indicadores dinámicos. El tema de los indicadores financieros es muy amplio, sin embargo; por razones didácticas, en esta sección nos centraremos en un indicador dinámico de amplia utilización conocido como Valor Presente Neto (VPN).

Evaluaciones Financieras y Análisis de Riesgo:

En aquellos casos donde exista una incertidumbre significativa en las variables de entrada al cálculo de indicadores financieros y en consecuencia deban representarse con distribuciones de probabilidad, es muy importante utilizar Análisis de Riesgo basado en Simulación

de Montecarlo en el marco de Evaluaciones Financieras. Por ejemplo cuando las variables de entrada para el cálculo del VPN son aleatorias, se requiere efectuar múltiples iteraciones para obtener un estimado confiable del valor esperado del VPN; de esta forma puede obtenerse la distribución de probabilidad completa del VPN que permite inferir el riesgo de la opción analizada, basándonos en la dispersión de la citada distribución, obtener intervalos de confianza del VPN y calcular la probabilidad de que el $VPN < 0$. Este enfoque tiene la ventaja de permitir realizar análisis de la sensibilidad del VPN a las variables de entrada, lo que nos conducirá seguramente a identificar las variables ofensoras del VPN y al establecimiento de acciones para mitigar el riesgo de la opción analizada.

Análisis RAM:

El Análisis RAM (Reliability, Availability and Maintainability) o Análisis de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad, permite pronosticar la producción que pudiera perderse y la indisponibilidad de un proceso de producción, mediante un estudio de diagnóstico que busca caracterizar el estado actual de un equipo, sistema o proceso y predecir su comportamiento para un periodo determinado de tiempo.

El análisis RAM se sustenta en un modelo de simulación que toma en cuenta: la confiabilidad y mantenibilidad de los equipos; la configuración del sistema; las fallas aleatorias y sus reparaciones; las pérdidas de capacidad por degradación y la probabilidad de ocurrencia de eventos simultáneos en diferentes elementos del sistema.

El pilar fundamental de este análisis es la “construcción” de los TPEF (Tiempos promedios entre la falla) y TPPR (Tiempos promedios para reparar) (términos desarrollados en el Capítulo II, Sección 4 del TOMO I de la presente obra) para los diversos componentes, con base en información

proveniente de bases de datos propias, bancos de datos genéricos de la industria y opinión de expertos.

Una vez construido, el modelo RAM trabaja como un simulador “Qué pasa si...” (what if ...), que permite inferir el impacto que tienen en la disponibilidad y producción diferida del sistema: nuevas políticas de mantenimiento, cambios en la mantenibilidad de los equipos, aplicación de nuevas tecnologías, cambios en la configuración de los equipos dentro de los procesos de producción, cambios en la política de inventarios e implantación de nuevos métodos de producción.

Valor Presente Neto Probabilístico:

El valor presente neto (VPN) es un indicador financiero y consiste en saber cuánto se va a obtener de una inversión, si se pudiese hacer en el presente todos los ingresos y egresos de forma instantánea. Se utiliza el VPN para determinar si una inversión es conveniente o no.

El modelo utilizado para calcular este indicador permite cuantificar el impacto de la incertidumbre asociada a cada una de las variables de entradas (Ingresos, Egresos, Inversión Inicial) dentro del modelo matemático, obteniendo una distribución probabilística para el indicador Valor Presente Neto. En la Figura 2 se esquematiza el modelo para el cálculo basado en Simulación de Montecarlo.

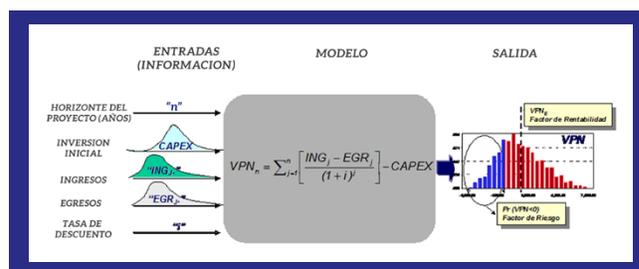


Figura 2.- Modelo Probabilístico para Calcular el VPN.

El factor de Rentabilidad mostrado se define como el valor medio o esperado de la distribución de probabilidad del VPN.

El factor de riesgo se define como el área de la curva por debajo de la cual se obtiene $VPN=0$ (si es cero indica que sólo se ha recuperado la inversión inicial).

METODOLOGÍA “ANÁLISIS COSTO RIESGO BENEFICIO”.

El Standard Norzok Z-013[2] define la Metodología Costo Riesgo Beneficio como una “comparación cuantitativa costo - beneficio que busca verificar si las consecuencias o pérdidas por un evento posible (tomando en cuenta posibles pérdidas de producción, costos de reparación e impactos en seguridad, higiene y ambiente) excedan los costos de realizar una tarea de mitigación para evitar dicho evento, evaluados ambos desde la perspectiva del ciclo de vida.”

Existen diversas formas para llevar a cabo el Análisis Costo-Riesgo-Beneficio en función de la información disponible y de la forma como se analicen dichos datos. Una forma práctica y sencilla de comprender los pasos necesarios para aplicar la metodología, se muestra en el flujograma de la Figura 3.

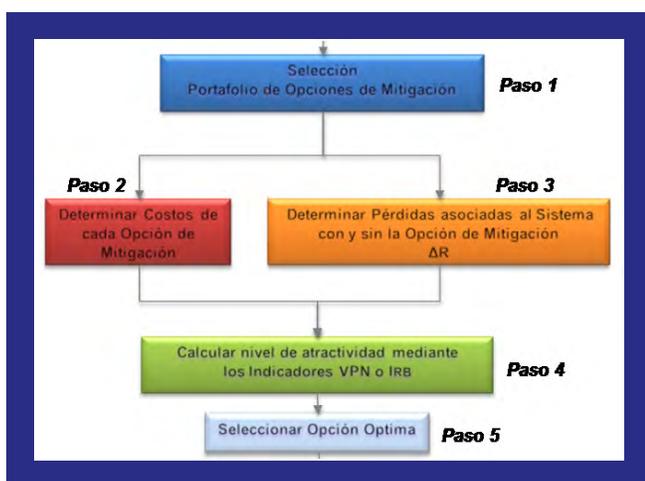


Figura 3.- Modelo Análisis Costo Riesgo Beneficio.

PASO 1. ESTABLECER EL PORTAFOLIO DE OPCIONES.

Se tiene prevista la Instalación de una Planta Eléctrica con una Capacidad Inicial de 8866.9 KW para la primera fase del Proyecto, la cual entrara en operación a principios del año 2016 y en una segunda fase de ampliación se requiere llegar a una capacidad de 17357.3 KW para el año 2017, esta potencia fue definida con base a los requerimientos de consumo eléctrico de la Población en la zona donde será instalada dicha planta. Adicionalmente, se exige cumplir con un objetivo mínimo de Disponibilidad del 95% para cubrir la demanda de energía.

Para la instalación de la Planta Eléctrica se requiere seleccionar el mejor modelo de Equipo Conductor para los Generadores Eléctricos a ser instalados.

De este modo, el grupo de Ingenieros de Equipos Rotativos de la organización encargada del proyecto, ha preseleccionando tres posibles alternativas con los datos técnicos necesarios tal como se refleja en la tabla anexa:

	Turbina Modelo A	Turbina Modelo B	Motores Diesel
Potencia en KW/año	5,147.00	10,618.00	3,000.00
Potencia en KW/día	14.10	29.09	8.22
Potencia en KW/Hora	0.59	1.21	0.34

Tabla 1.- Portafolio de Opciones Conductores.

Se debe seleccionar la mejor opción para los conductores de la Planta de Generación Eléctrica para un horizonte económico de 20 años.

PASO 2. DETERMINAR LOS COSTOS DE CADA OPCIÓN DE MITIGACIÓN.

Para el caso de estudio se ha decidió estimar el nivel de atractividad de las opciones mediante el indicador financiero VPN; ya que este permite no sólo determinar la rentabilidad del proyecto; sino a su vez, establecer el Factor de Riesgo de cada opción, lo que genera una decisión más asertiva.

De tal modo, para determinar los costos de cada opción de mitigación según la figura No.1, se deberían establecer las curvas de la inversión inicial, los costos operativos, los impuestos y los costos de desincorporación.

Costos de Inversión Inicial.

Se ha obtenido información de los proveedores de los conductores sobre los costos de dichos equipos según la opinión de expertos, tal como se muestra en la tabla No. 2.

	Costo del Equipo (\$)		
	Mínimo	Mas Probable	Máximo
Turbina Modelo A	4,007,399	4,452,665	4,897,932
Turbina Modelo B	6,909,458	7,429,525	8,023,887
Motor Diesel	2,275,000	2,500,000	2,975,000

Tabla 2.- Costos de los Conductores.

Como se trata de una variable financiera para representarla en el modelo se utiliza la Distribución de Probabilidad Triangular.

Una vez obtenidos estos costos se necesita establecer la cantidad de equipos requeridos.

Así, bajo la premisa establecida de una disponibilidad esperada de la Planta Eléctrica del 95% y la demanda de energía eléctrica establecida para los dos períodos: año 2.016 8866,9 KW del año 2.017 en adelante 17357,3 KW, se ubicó data genérica de OREDA 2009 para representar las tasas de falla y reparación de los conductores y generadores eléctricos, y se realizó un Análisis

RAM para determinar la cantidad de equipos requerida en cada etapa, así como la disponibilidad esperada del sistema para cada año de horizonte económico y el número esperado de fallas.

De este modo, para cumplir con la demanda de energía y la disponibilidad del sistema establecida, la cantidad de equipos requeridos quedo establecida de la siguiente manera.

	Turbina Modelo A	Turbina Modelo B	Motores Diesel
Capacidad del Equipo por Diseño	5147	10618	3000
Cantidad de Equipos por Requerimiento de Energia			
Cantidad de Equipos Fase I	2	1	3
Cantidad de Equipos Fase II	4	2	6
Cantidad de Equipos por Requerimiento de Energia y Disponibilidad			
Cantidad de Equipos Fase I	2 de 3	1 de 1	3 de 5
Cantidad de Equipos Fase II	4 de 5	2 de 3	6 de 10

Tabla 3.- Cantidad de Conductores Requeridos.

Costos Operativos.

En el caso de los equipos conductores los costos operativos consisten en los costos de combustible y los costos de mantenimiento preventivo a los equipos.

Costos por Combustible:

Para estimar los costos del combustible se solicitó al proveedor la tasa de consumo de combustible de cada tipo de conductor, el cual proporcionó la información mostrada en la tabla No. 4. De igual manera, el costo del combustible se obtiene por opinión de expertos (ver tabla 5).

	Motor a Gas	Turbina Modelo A	Turbina Modelo B
Consumo de Combustible (MM BTU/hr)	35	60	118

Tabla 4.- Consumo de Combustible.

Costo Unitario del Combustible (\$/BTU)	Mínimo	1
	Máximo	6

Tabla 5.- Costo del Combustible.

De esta manera, el costo del combustible para cada año se estima mediante la siguiente ecuación:

$$C_c = N_o * C_o * T_o * C_{uc}$$

Donde:

Cc: Costo de Combustible (\$).

No: Número de Equipos Operando.

Co: Consumo del Combustible (BTU/hora).

To: Tiempo operativo anual (horas).

Cuc: Costo Unitario del Combustible (\$/BTU).

Es importante mencionar que el tiempo operativo anual se obtiene multiplicando las horas anuales calendario (8760 horas), ya que el sistema deberá operar de manera continua, por la disponibilidad anual del sistema arrojada como resultado del Análisis RAM ejecutado previamente.

Para representar los Costos del combustible se utiliza una Distribución de Probabilidad Lognormal, ya que es la que se considera de mejor ajuste para este caso.

Costos por Mantenimiento:

Los especialistas en equipos rotativos del equipo de trabajo, aunado a las recomendaciones del fabricante, establecieron las frecuencias de los mantenimientos preventivos a los equipos conductores que se deben realizar, tal como se muestra en las tablas 6 y 7.

Programa de Mantenimiento Preventivo - Turbinas

Mantenimiento Anual

	Unidad en Operación	Unidad Spare	Duración (hrs)
Mensual	11	3	24
Semestral	1	-	48
Anual	1	-	120
Overhaul	Cada 4 años	-	240

Tabla 6.- Mantenimientos Preventivos Turbinas.

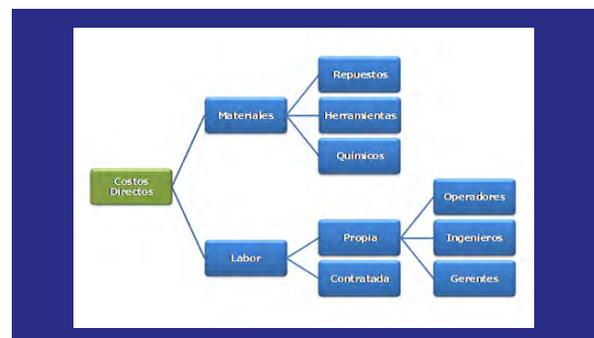
Programa de Mantenimiento Preventivo - Motores

Mantenimiento Anual

	Unidad en Operación	Unidad Spare	Duración (hrs)
Mensual	11	3	48
Anual	1	-	120
Overhaul	Cada 6 años	-	240

Tabla 7.- Mantenimientos Preventivos Motores.

Una vez establecida la cantidad de mantenimientos preventivos anuales por cada tipo de conductor, se procede a la estimación de los costos de mantenimiento, que son costos directos, tomando en cuenta los renglones mostrados en la Figura 4.



Así, se ubican los costos de materiales para cada acción de mantenimiento (ver tablas 8 y 9).

Costo Materiales por Mantenimiento por Equipo (\$/año)			
	Stand By	Operando	Overhaul
Turbina Modelo A	2500	20000	1214384
Turbina Modelo B	2500	25000	2021668

Tabla 8.- Costo MaterialesMantenimientos Preventivos Turbinas.

Costos Materiales por Manteneiminto (\$)			
	Mensual	Anual	Overhaul
Motores	750	10246	128470

Tabla 9.- Costo MaterialesMantenimientos Preventivos Motores.

De este modo, para estimar los costos de los materiales por mantenimientosde las turbinas para cada año del horizonte económico se utiliza la siguiente ecuación:

$$\mathbf{Cma = Cmo*No + Cms*Ns +Cmo*Nov}$$

Ec. 2.

Cma: Costo de los Materiales para Mantenimiento (\$/año).

Cmo: Costo de los Materiales Mantenimiento Turbinas Operando (\$/año).

No: Número de Turbinas Operando.

Cms: Costo de los Materiales Mantenimiento Turbinas Stand By.

Ns: Número de Turbinas en Stand By.

Cmo: Costo de los Materiales Mantenimiento Turbinas en Overhaul.

Nov: Número de Turbinas con Overhaul para ese año.

Por otro lado, en el caso de los motores se utiliza la ecuación 3 para estimar los costos de materiales.

$$\mathbf{Cma = Cmm*No*Nmm + Cma*Nma +Cmo*Nov}$$

Ec. 3.

Dónde:

Cmm: Costo de Materiales del Mantenimiento Mensual Motores.

No: Número de Equipos Operando.

Nmm: Cantidad de Mantenimientos Mensuales a Ejecutar por año.

Cma: Costo de Materiales del Mantenimiento Anual Motores.

Nma: Cantidad de Mantenimientos Anuales a Ejecutar por año.

Cmo:Costo de Materiales del Mantenimiento Overhaul Motores.

Nov: Cantidad de Mantenimientos Overhaul a Ejecutar por año.

El Costo de labor se estima será de 100 \$/hora. De manera que para estimar los costos de labor se utiliza la siguiente ecuación:

$$\mathbf{CLT = Tm*CL}$$

Ec. 4.

Donde:

CLT:Costo de Labor Total (\$).

Tm: Tiempo Total Invertido en Labores de Mantenimiento Preventivo por Año.

CL:Costo de Labor por hora (\$/hora).

Para estimar el tiempo de mantenimientosose

debe estimar para cada equipo conductor operativo o en stand by la cantidad de horas que se invierten en su mantenimiento preventivo por año.

De esta manera, los costos por operativos se estiman mediante la suma de los costos de materiales para los mantenimientos, los costos de labor total y el costo del combustible.

En la Figura No. 5 se muestran los resultados obtenidos de los Costos Operativos para los primeros años de la Turbina Modelo A. Es importante mencionar que los valores mostrados no corresponden a un valor determinístico, ya que para las estimaciones se han utilizado distribuciones de probabilidad y se propagará la incertidumbre del modelo mediante el Método de Simulación de Montecarlo.

Años	1	2	3
	2014	2015	2016
Unit 1	432	432	432
Unit 2	432	432	432
Unit 3	72	432	432
Unit 4		432	432
Unit 5		72	72
Down Time	936	1800	1800
Costo Labor (\$)	93600	180000	180000
Costo Material (\$)	42500	82500	82500
Costo Combustible	2821512.76	5603273.13	5612222.13

Figura 5.- Costos Operativos Turbina Modelo A.

Costos por Impuestos.

Con la finalidad de modelar los costos por pago de impuestos, se ubicó la información acerca de la tasa impositiva, que según los expertos estará entre un mínimo de 11% y un máximo de 15%.

Según la naturaleza de esta variable, se representan dichos datos con una Distribución de Probabilidad Lognormal,

De modo que, aquellos años donde los ingresos superen los egresos se debe pagar impuestos, por lo que se utiliza la ecuación 5.

$$Si (In > Eg) \Rightarrow Ci = (In - Eg) * Ti$$

Ec. 5.

Dónde:

In: Ingresos anuales (\$).

Eg: Egresos anuales (\$).

Ti: Tasa Impositiva.

Ci: Costos por Impuestos (\$).

3.2.4. Costos por Desincorporación.

Para este caso de estudio se determinó un costo por desincorporación del 5% del Costo del Equipo para el año 20 del horizonte económico del análisis.

PASO 3. DETERMINAR LAS PÉRDIDAS ASOCIADAS AL SISTEMA

En este caso de estudio se consideran pérdidas asociadas al sistema, los desembolsos que se generan por los eventos no deseados que ocurren en los equipos; es decir, los costos de las fallas.

El equipo de trabajo según la opinión de expertos asignó un Costo por Logística de la Falla, debido a que por ser un evento no deseado que ocurre de manera imprevista se incurre en costos adicionales por la logística urgente de la reparación. En la tabla 10 se muestran los costos por logística.

	Costo por Falla (Logística - \$)		
	Minimo	Mas Probable	Maximo
Turbina Modelo A	300555	333950	767345
Turbina Modelo B	518210	557215	901791
Motor Diesel	170625	187500	323125

Tabla 10.- Costo por Logística de las Fallas.

Adicionalmente, se tienen los costos de materiales por falla (ver tabla 11).

Costo Materiales por Mantenimiento Reactivo (\$)			
	Minimo	Mas Probable	Maximo
Turbina Modelo A	2500	6000	10000
Turbina Modelo B	3000	7500	12000
Motor Diesel	1500	4000	6000

Tabla 11.- Costo por Materiales para solventar la Falla.

Tanto los costos por logística de la falla, como los costos de materiales por el mantenimiento reactivo son representados por una distribución de probabilidad triangular por ser la que mejor ajusta para opinión de expertos cuando la variable está relacionada con dinero.

De manera que para la obtención de las pérdidas por eventos no deseados en el sistema, se estiman mediante la siguiente ecuación:

$$Ps = (CLF + Cmf + TPPR \cdot CL) \cdot Nf \cdot Nef \quad \text{Ec. 6.}$$

Ps: Pérdidas del Sistema.

CLF: Costo de Logística de la falla (\$/falla).

Cmf: Costo de Materiales por falla (\$/falla).

TPPR: Tiempo promedio para reparar del equipo conductor (horas).

CL: costo de labor (\$/hora).

Nf: Número de fallas del sistema por año.

Nef: Número de equipos fallados.

$$Nef = (Nt - No) + 1 \quad \text{Ec. 7.}$$

Dónde:

Nt: Número Total de Equipos Instalados.

No: Número de Equipos Operando.

PASO 4. CALCULAR EL NIVEL DE ATRACTIVIDAD DE LAS OPCIONES.

En este caso de estudio se seleccionó el indicador financiero VPN para calcular el nivel de atractividad de las opciones, basado en el hecho que además de permitir estimar el Factor de Rentabilidad de cada opción, a su vez, se puede obtener el factor de riesgo de las mismas.

De modo que, si observamos la figura 2, para completar el análisis debemos evaluar los ingresos que se obtendrán de la Planta Eléctrica.

Para ello se ubicó la información del precio del KW/hr según opinión de expertos (ver tabla 12). Mediante la siguiente ecuación se estiman, entonces, los ingresos derivados de la venta de energía eléctrica:

$$In = Er \cdot Pp \cdot To$$

Ec. 8.

Donde:

In: Ingresos por la venta de energía eléctrica (\$/año).

Er: Energía eléctrica requerida según la demanda para cada año del horizonte económico (KW/hr).

Pp: Precio de la energía eléctrica (\$/KW/hr).

To: horas por año que opera el sistema. Obtenido de la multiplicación de 8760 horas por la disponibilidad anual obtenida del Análisis RAM previo.

En la figura 6 se muestra las estimaciones realizadas para los ingresos, inversión inicial y costos de la Turbina Modelo A para los primeros años del horizonte económico.

Años	0	1	2
		2016	2017
Ingresos (\$)		37,767,415.61	65,708,447.34
Inversión Inicial	-13,357,995.00		8,905,330.00
Costo del Combustible		2,821,512.76	5,603,273.13
Mantenimiento Programado		136,100.00	262,500.00
Mantenimiento Reactivo		2,370,103.95	9,577,388.37
Impuestos		4,032,404.13	5,141,233.20
Desincorporación			
Flujo de Caja		28,407,294.76	36,218,722.64

Figura 6.- Evaluación de Ingresos, Inversión y Costos Turbina Modelo A.

Una vez determinada la curva de ingresos, se procede a estimar el VPN probabilístico para cada opción seleccionada y propagar la incertidumbre del modelo mediante el método de Simulación de Montecarlo apoyados en el software Crystal Ball de Oracle, tal como se muestra en la figura 2.

En la figura 7 se observan los resultados obtenidos para cada opción.

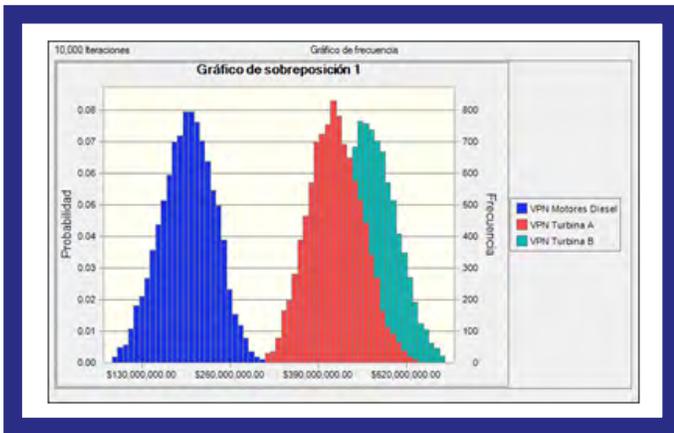


Figura 7.- Resultados VPN Opciones Conductores de Planta Eléctrica.

PASO 5. SELECCIONAR OPCIÓN ÓPTIMA.

Una vez que las opciones han sido evaluadas, tendremos una serie de distribuciones de la variable VPN para cada opción de conductores. Para lograr jerarquización se construirá la conocida “Matriz de Jerarquización de Proyectos”, tal como se muestra en la figura 8.

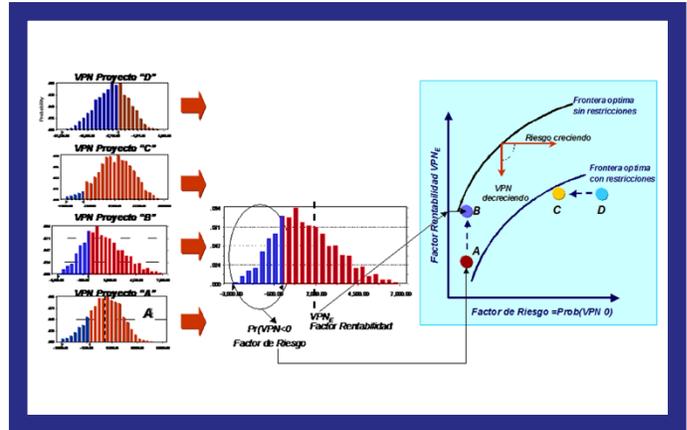


Figura 8.- Matriz de Jerarquización de Proyectos.

De este modo graficando el Factor de Rentabilidad, representado por la media de la distribución de probabilidad del VPN y el Factor de Riesgo, representado por la probabilidad de obtener valores menores a cero del VPN para cada opción, se obtuvo la matriz mostrada en la figura 9.

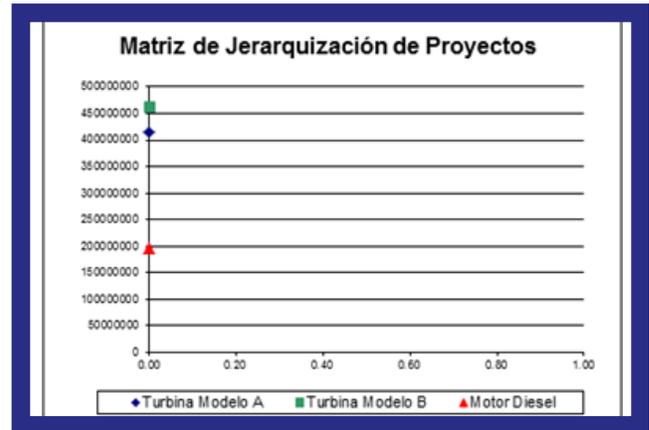


Figura 9.- Matriz de Jerarquización de Opciones Impulsores de Planta Eléctrica.

Finalmente se puede concluir que la mejor opción desde el punto de vista de rentabilidad y factor de riesgo son las Turbinas Modelo B.

CONCLUSIONES

- La Metodología Análisis Costo Riesgo Beneficio, permite la evaluación económica y la rentabilidad de diferentes opciones de equipos conductores, facilitando así la toma de decisiones más convenientes para este tipo de negocios.
- Esta Metodología permite la inclusión de técnicas de Ingeniería de Confiabilidad que permiten la reducción de los escenarios de incertidumbre frente a la tomas de decisiones complejas como las planteadas en este análisis.
- La Metodología ACRB facilita una mejor visual de los beneficios o no durante el proceso de toma de decisiones frente a diferentes opciones técnicamente factibles en la evaluación de equipos eléctricos.
- Las evaluaciones económicas de proyectos u opciones en una cartera o portafolio de opciones de mitigación a convertirse en inversiones futuras, incluye como elemento diferenciador el uso de distribuciones de probabilidad en cada una de las variables principales del modelo económico.

RECOMENDACIONES

- Divulgar y adiestrar al personal técnico y especializado involucrado en evaluaciones técnicas de opciones de compra de equipos de Equipos en el uso y aplicación de esta metodología.
- Establecer la Metodología de ACRB como una de las técnicas requeridas en la evaluación económica de diferentes opciones de inversión.

AUTORES



Gutiérrez Urdaneta, Edwin Ericson

Magister Especialista en Confiabilidad de Sistemas Industriales

E-mail: edwin.gutierrez.ca@gmail.com



Romero Barrios, María Teresa

Magister Especialista en Confiabilidad de Sistemas Industriales

E-mail: romeromariatr@gmail.com



Centro de Conocimientos que promueve y brinda experiencias, guías, prácticas, técnicas, herramientas, modelos y metodologías para la Gestión de Activos y Riesgos, Ingeniería de Confiabilidad, Mantenimiento y Maquinarias Rotativas, para el universo de profesionales de la ingeniería e industria mundial a través de programas de Formación, Capacitación, Investigación, y Desarrollo.



Gestión de Activos y Riesgos:

- ISO-55000: Gestión de Activos Físicos.
- ISO-31000: Gestión del Riesgo.
- RBM. (Risk-Based Methods) Métodos Basados en Riesgo.

Ingeniería de Confiabilidad:

- Técnicas de Confiabilidad.
- KPI. Indicadores Claves de Desempeño.
- BSC. Indicadores Balanceados de Gestión.
- Estudios RAM. Confiabilidad / Disponibilidad / Mantenibilidad.
- RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.
- RCA. Técnicas de Análisis Causa Raíz.
- RBS. (Risk-Based Spare): Inventarios Basados en Riesgos.
- TPM. (Total Productive Maintenance): Mantenimiento Productivo Total.
- Lean Six Sigma.
- LCC. (Life Cycle Cost): Análisis de Costo de Ciclo de Vida.

Maquinaria Rotativa:

- Selección, Aplicación y Operación de Sistemas de Bombeo.
- Mantenimiento de Bombas y Compresores.
- Mantenimiento Mayor de Bombas (Overhaul)
- Sellos Mecánicos y Sistemas de Sellado.
- Compresores: Reciprocantes, Centrífugos y de Tornillo.
- Confiabilidad de Sistemas de Bombeo.
- Turbinas a Gas: Operación y Mantenimiento.
- Confiabilidad de Turbinas a Gas.
- Cojinetes: Aplicaciones y Análisis de Fallas.
- Fundamentos de Hidráulica.
- Alineación de Equipos Rotativos.
- Lubricación Industrial.
- Análisis Metalúrgico de Fallas.

Técnicas Predictivas:

- Análisis de Vibraciones Mecánicas.
- Análisis de Aceites Lubricantes (Tribología).
- Termografía Infrarrojo.
- Ruido Ultrasónico.

MODALIDADES

Presenciales



Distancia (On-line)



Programas Avanzados

Diplomados

Cursos

Talleres



Pirámide Evolutiva de la Confiabilidad
All rights reserved. © MRI

Mobile City, Alabama - USA. 36695

+1 251 285 0287 / +1 205 578 7025

info@machineryinstitute.org

@MachineryRelia

MachineryInstitute

www.machineryinstitute.org





Aterrizando La Seguridad de Los Procesos

“Durante estos últimos años se observan comentarios y publicaciones en las redes sociales sobre Gestión de Activos, así como también los contenidos de Conferencias, expositores y empresas que ofrecen sus servicios en Iberoamérica, sin embargo, da una sensación de que los enfoques están volando por las nubes, mientras tanto las organizaciones necesitando de acciones prácticas, tangibles y factibles. Es tiempo de salir de la abstracción que solo genera mercadeo”.

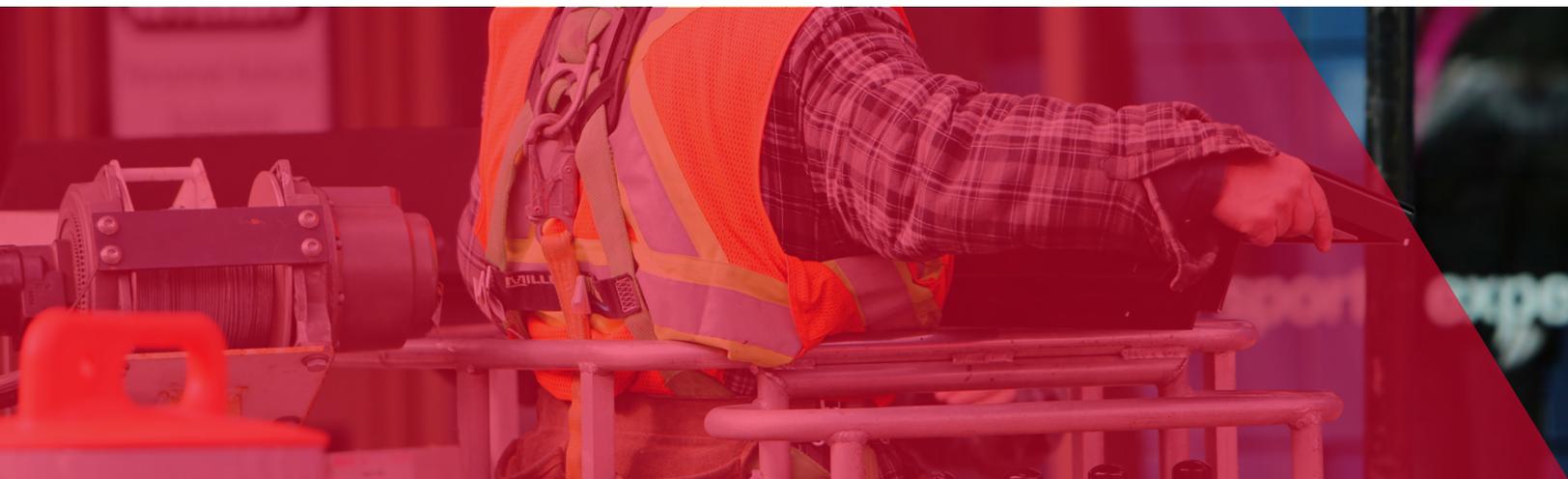
Así mismo ha pasado el tiempo y el 2016 fue un año lleno de tragedias como las descritas a continuación:

1. Explosión de Planta Petroquímica en México: 32 muertos y varios heridos. (Petroquímica Mexicana de Vinilo (PMV) “Pemex y Mexichem”)
2. Fuego en Planta Petroquímica en Saudí Arabia: 12 muertos y varios heridos. (Saudi Arabia Basic Industries Corporation - SABIC)
3. Fuego en Refinería en Rusia: 8 Muertos (The

Bashneft - Ufaneftekhim Refinery)

4. Fuego en Plataforma Petrolera en México: 3 muertos (Pemex)
5. Fuga de Amoniacos en Malasia: 2 Muertos (Petronas)

LUGAR	MUERTES
Mexico	35
Saudí Arabia	12
Rusia	8
Malasia	2
TOTAL	57



Esto es solo una muestra de muchos accidentes que ocurren todos los años en nuestro Globo, muchos se hacen noticia entre los medios de comunicación y redes sociales, y muchos otros no. Lo único que falta para que ocurran otras tragedias es tiempo, y lamentablemente tiempos cortos: En muchas operaciones actualmente suelen decir palabras como “Tuvimos suerte”. Es tiempo de que hagamos cosas diferentes.

REFLEXIONEMOS:

Por esa razón me tome el tiempo de escribir esta nota dirigida a los usuarios finales de empresas Energéticas (Petróleo, Gas, Petroquímica, Químicas, Generación de Energía) y todas aquellas en las que sus procesos puedan amenazar la seguridad de las personas que laboran en ella, la de sus comunidades y su medio ambiente.

ES HORA DE ATERRIZAR:

En los Estados Unidos hay muchas organizaciones, asociaciones e instituciones que están trabajando de forma conjunta, uniendo esfuerzo en ejecutar actividades (aterrizar) enfocadas en prevenir eventos mayores en su industria energética, y medir paso a paso sus avances de forma tangible, en busca de los mejores resultados.

El enfoque prioritario que ha tenido este trabajo dentro de la Gestión de Activos le han llamado “PROCESS SAFETY” que podemos traducirlo como “SEGURIDAD DE LOS PROCESOS” este no es más que una de varias áreas que cubre la Gestión de Activos, pero que la historia, el presente y los resultados nos están mostrando que debemos priorizar.

Voy a tratar en unas breves líneas y enlaces, de orientar a los usuarios finales para que identifiquen estos pasos y busquen entenderlos, modelarlos, adaptarlos a sus procesos, condiciones y entornos. Por supuesto será muy breve, pero les

dejare recursos para que de forma autodidacta traten de transformar su enfoque entrando en la conocida fase de entendimiento en búsqueda de la competencia, y pensar en excelencia, pero sabiendo que para llegar a ella tenemos pasos muy básicos que dar.

Paso 1

Entendamos el proceso y sus elementos, para ellos los invito a leerla guía 3132 de la OSHA (Occupational Safety and Health Administration), en ella encontrara un resumen del proceso y sus elementos, a continuación algunos de ellos:

1. Información de Seguridad de los Procesos
2. Análisis de Peligros del Proceso
3. Procedimientos Operacionales
4. Revisión de Seguridad Pre-Arranque
5. Integridad Mecánica
6. Manejo del Cambio
7. Investigación de Incidentes

Paso 2

Capacite a su organización para entender con detalles cada uno de los elementos y la forma como estos deben interactuar. Para ello ASME (American Society of Mechanical Engineers) y el CCPS (Center for Chemical Process Safety) tienen un portafolio de formación y certificación de competencias. A continuación, algunos enlaces de referencia.

CCPS: Process Safety Boot Camp <http://www.icheme.org/academy/courses/ch900/process-safety-boot-camp>

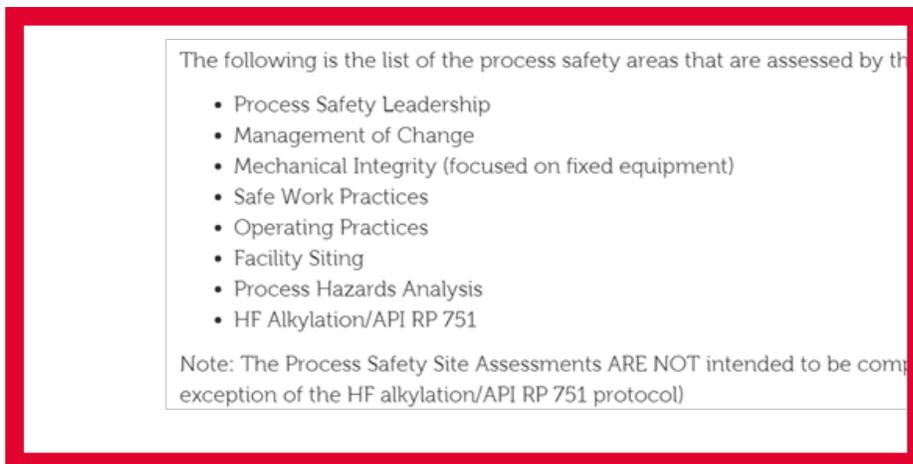
CCPS: Certified Process Safety Professional <http://www.icheme.org/ccps/resources/education/cpsp>

ASME: Process Safety and Risk Management <https://www.asme.org/products/courses/process-safety-risk-management-engineers>

Paso 3

Evalúa tus procesos de trabajo, tu personal,..etc. aplica el ASSESSMENT que ha desarrollado API (American Petroleum Institute) para identificar verdaderas brechas, no genéricas, ESPECIFICAS. A través de este programa identificaras donde están tus puntos débiles, donde debes invertir recursos, tiempo y dinero. A continuación, el enlace con los detalles.

API: PSSAP Process Safety Side Assessment Program <http://www.api.org/products-and-services/site-safety/pssap-protocols>



Paso 4

Reúnete con los verdaderos expertos, los que tienen las buenas y malas experiencias y están dispuestos a compartirlas. Participa en eventos que agreguen valor y allí podrás mirar desde casos prácticos hasta estructuras organizacionales que te darán una visión más clara de lo que debes hacer para tener mejores resultados. Te invito a asistir a eventos como el que organizo este año la AFPM (American Fuel and Petrochemical Manufacturers). A continuación, el enlace con los detalles.

AFPM: National Occupational and Process Safety Conference <https://www2.afpm.org/forms/meeting/Microsite/NSC16>

Paso 5

Sin duda alguna lo único que te faltara para esto es tiempo, ya que te debes ocupar de tu día a día, para ello busca apoyo en empresas Consultoras y Asesores que realmente estén preparados en el tema. Muchas veces los pasos anteriores son difíciles de llevar a cabo por limitaciones de idioma, limitaciones de recursos...etc. Pero existen empresas de servicio (Consultores/Asesores) que pueden demostrar que cuentan con el personal con

las competencias y su experiencia corporativa que han recorrido los pasos anteriores, ellos son los que realmente te pueden ayudar. Aquí debes tener ojo crítico, pues aquí es donde más hay ilusiones, mercadeo y sueños de volar.

AUTOR



Ernesto Primera.

CMRP - CQRM - CSSGB - VAIII

Experto en Mantenimiento, Ingeniería de Confiabilidad y Maquinarias Rotativas

Miembro del Equipo de Investigación y Desarrollo del Machinery & Reliability Institute - MRI

Instructor Global y Speaker Bureau para ASME International

Miembro del Equipo de Autores de PlanetRAMS Network

Correo: editor@ernestoprimer.com

Blog: www.ernestoprimer.com



ENTENDIENDO LA BIOCORROSIÓN.

La corrosión es un proceso destructivo en lo que a ingeniería se refiere, y representa una enorme pérdida económica. El concepto más aceptado y acertado define el fenómeno de la corrosión como el ataque de un material por el medio que le rodea con la consiguiente pérdida de masa y deterioro de sus propiedades. Al considerar esta definición, lo primero que se piensa es la destrucción del metal bajo la influencia de oxígeno y agua (corrosión aeróbica). Sin embargo, una gran parte de los daños y perjuicios ocasionados por la corrosión ocurren en ausencia de oxígeno (corrosión anaeróbica), tal es el caso del área inferior de tanques de almacenamiento de hidrocarburos o de otros sistemas donde se encuentre agua estancada o con un patrón de flujo laminar.

Es condición fundamental para que se logre el fenómeno de corrosión (oxidación del metal) que debe estar presente algún otro compuesto químico para que se lleve a cabo el proceso de reducción. En la mayoría de los entornos, las sustancias que se reducen son el oxígeno disuelto o los iones de hidrógeno del ácido. En condiciones anaeróbicas o anóxicas (sin oxígeno o aire presente), algunas bacterias (bacterias anaeróbicas) pueden prosperar y en este entorno esos microorganismos pueden proporcionar los compuestos químicos que se reducen y permiten que se produzca la

oxidación del hierro para obtener las reacciones de corrosión.

La biocorrosión, también conocida como corrosión microbiana y más específicamente llamada corrosión influida microbiológicamente o MIC (por sus siglas en Inglés, Microbiologically Influenced Corrosion) se puede definir como **“un proceso electroquímico que produce el deterioro de un material metálico donde se encuentran involucrados microorganismos (bacterias, hongos o algas) ya sea iniciando, facilitando o acelerando el proceso de ataque corrosivo”**



Microorganismos y factores que favorecen la Biocorrosión

Los microorganismos anaeróbicos provocan un incremento de hasta 10 veces en la velocidad de corrosión por la producción del H₂S y la liberación de enzimas específicas (principalmente “hidrogenasa”). Se han identificado algunas especies de microorganismos clasificados como «Hidrógeno-dependientes» que usan el hidrógeno disuelto del agua en sus procesos metabólicos provocando una diferencia de potencial del medio circundante.

En los procesos de biocorrosión participan microorganismos aeróbicos y anaeróbicos que pueden crecer cambiando sus subprocesos metabólicos y cada especie genera sustancias de diferentes características químicas. Cada variedad de bacterias es responsable de causar una reacción que influye en el proceso de corrosión debido a la naturaleza de la sustancia que produce, estas reacciones son de naturaleza anódicas y/o catódicas debido a que se forman celdas electroquímica.

Entre los factores que afectan la agresividad de las bacterias corrosivas están:

- Tipo de flujo
- El tratamiento químico del sistema
- Concentración de oxígeno
- Temperatura
- Concentraciones de carbono orgánico total
- Concentraciones de nitrógeno
- Concentración de amoníaco
- pH

Existen cuatro clases principales de bacterias implicadas en la biocorrosión:

- Sulfatorreductoras
- Productoras de ácido
- Depositadoras de metales
- Formadoras de exopolímeros (gel)



Figura 1 - Los microorganismos se asocian en comunidades que forman biopelículas sobre las superficies metálicas, condición que hace difícil su remoción, y lo que se traduce en problemas dentro de las operaciones. La interacción de estos microorganismos genera la biomasa que ocasiona corrosión en las superficies metálicas.

Condiciones que propician la Biocorrosión.

Deben estar presentes varios factores determinantes para un diagnóstico de MIC:

- Estancamiento del fluido o patrón de flujo laminar para favorecer la formación de depósitos y áreas anaeróbicas.

- Rango de pH entre 4,5-9,0.
- Temperatura entre 20-50 °C (si existiera la posibilidad de microorganismos termófilos, la temperatura podría estar alrededor de los 80 °C)
- Presencia de nutrientes esenciales para su desarrollo: agua, nitrógeno, carbono, niveles de iones específicos como sulfatos y férricos.
- Presencia de otros organismos que favorecen a través de sus actividades metabólicas la producción de sustancias que intervienen en la biomasa.

De acuerdo con las características fisicoquímicas del medio, se debe verificar el origen biológico del problema, confirmando la presencia de los microorganismos, principalmente en los depósitos y la fase acuosa, aislar e identificar las especies microbianas presentes y verificar las características del ataque, ya que la biocorrosión no precisamente se da por microorganismos en ambientes sumergidos, también organismos más desarrollados como los vertebrados e

invertebrados producen el fenómeno de biocorrosión por el amoníaco de sus excrementos en contacto con aleaciones de cobre y zinc.

La mayoría de los ataques por MIC toman la forma de picadura que se forman debajo de las colonias de microorganismos que viven de la materia orgánica, la mineral y los biodepositos que forman una biopelícula, la cual crea un entorno de protección a la comunidad de microorganismos, donde las condiciones pueden llegar a ser muy agresivas, lo cual acelera la velocidad de corrosión.

Los microorganismos se asocian en comunidades que forman biopelículas sobre las superficies metálicas, condición que hace difícil su remoción, lo que se traduce en problemas dentro de los sistemas industriales. Esta biopelícula permite que los productos químicos corrosivos se concentren quedando encapsulados, aun cuando fuera de este encapsulamiento el ambiente no sea corrosivo. Grandes cantidades de biopelículas pasaría a llamarse biomasa. Así, se tiene ese punto donde las condiciones son muy agresivas al material y se caracteriza por generar puntos o



picaduras localizadas en la superficie interna de los equipos y superficies metálicas en general.

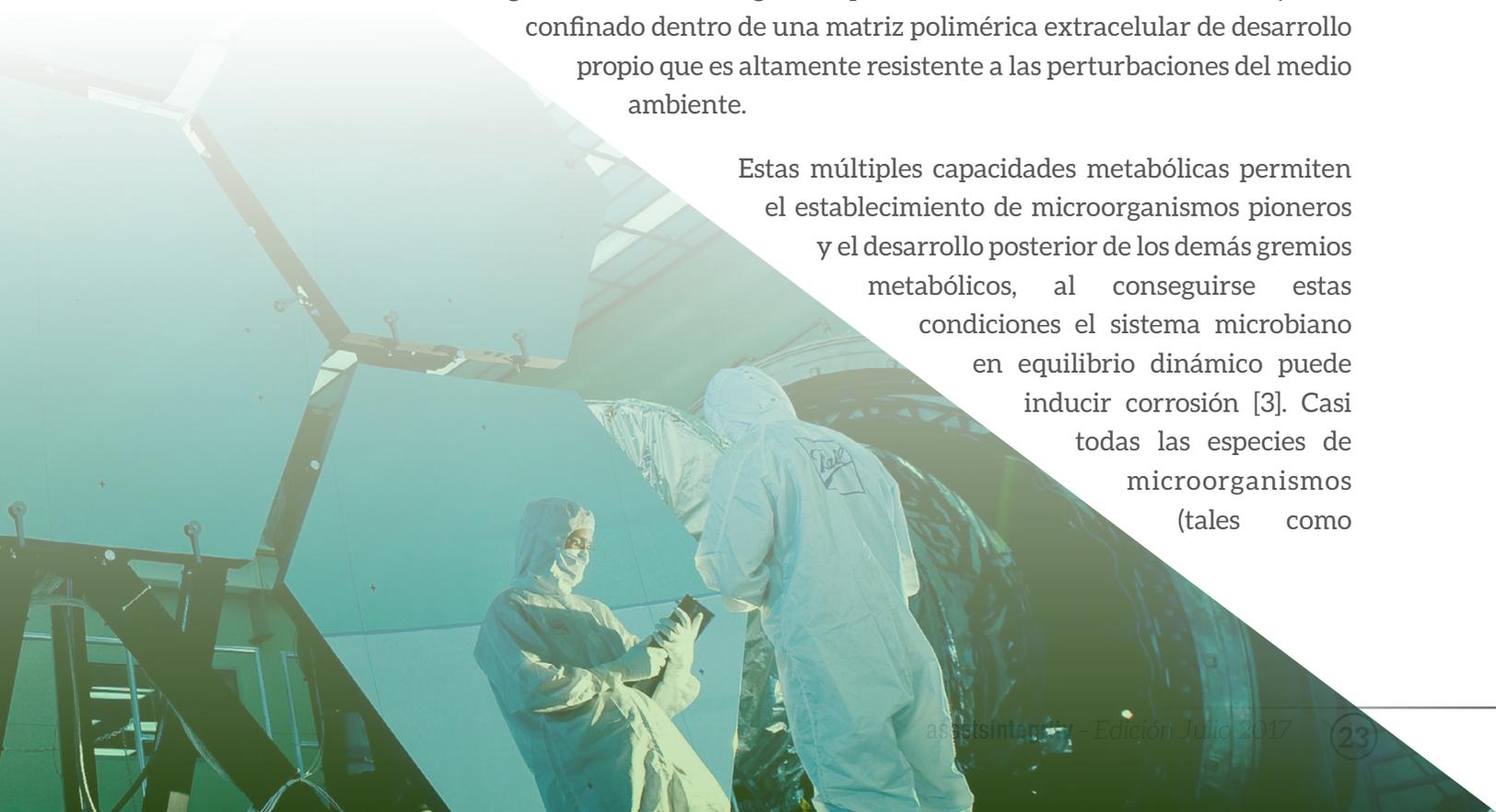
Debido a que se trata de una comunidad en la que los compuestos generados por algunas especies sirven de sustento a otras, por ello se encuentran diversas fuentes de energía. Como fuentes de energía se encuentran en estos ambientes los compuestos de maleato, formiato y alcoholes como metanol, etanol, propanol y butanol, que la actividad microbiana de algunas especies los oxida hasta acetato como producto final y excretan ácido graso, estos ácidos grasos de cadenas cortas también sirven de fuente de energía a las Bacterias Sulfato Reductoras (BSR), que metabolizan además los compuestos de sulfatos y son transformados en sulfuros.

Formación de la Biomasa.

El bioensuciamiento (biofouling dicho en inglés técnico) es una mezcla de compuestos producidos por las actividades metabólicas de la diversidad de microorganismos presentes en un sistema. Se definen como comunidades complejas de microorganismos que crecen en una matriz orgánica polimérica autoproducida y adherida a una superficie viva o inerte, y que pueden presentar una única especie microbiana o varias especies diferentes. En esta mezcla se pueden encontrar microorganismos y macroorganismos, también se incluyen productos de corrosión, partículas inorgánicas; todo esto es propicio para la formación de un punto de anclaje donde van a convivir los microorganismos, y justo en estas condiciones empiezan a interactuar los responsables de la elaboración de la masa gelatinosa denominada biopelícula.

La biopelícula la conforman bacterias que hacen vida y se desarrollan en un lugar fijo (sésiles) bajo una matriz orgánica de polímeros extracelulares producidas por los mismos organismos, genéricamente denominada sustancia extracelular poliméricas (EPS, "Extracellular Polymeric Substances"). Esta comunidad especializada y heterogénea de microorganismos que está estructurada de tal forma que originan nichos fisiológicos específicos, se ubica en el sustrato y está confinado dentro de una matriz polimérica extracelular de desarrollo propio que es altamente resistente a las perturbaciones del medio ambiente.

Estas múltiples capacidades metabólicas permiten el establecimiento de microorganismos pioneros y el desarrollo posterior de los demás gremios metabólicos, al conseguirse estas condiciones el sistema microbiano en equilibrio dinámico puede inducir corrosión [3]. Casi todas las especies de microorganismos (tales como



microalgas, bacterias, arqueas, hongos, etc.) son capaces de formar biopelícula a través de la adherencia a las superficies y sinérgica entre sí. Entender la biopelícula y mitigar sus efectos adversos es crítico para una amplia gama de usos en los límites de la prevención de corrosión [3-4]. Debido a que las biopelículas no están conformadas por organismos de una sola especie ocurre el comportamiento de manera simbiótica, es decir, que el producto de desecho de un organismo es el nutriente de otro o también se generan productos que son beneficiosos para la comunidad.

La biomasa posee capacidades metabólicas que afectan de manera directa la superficie metálica, ya que los microorganismos generan por sus actividades orgánicas algunos compuestos químicos (metabolitos) que reaccionan con los metales, originando herrumbre y otros componentes que en este ambiente tienen un comportamiento catódico que contribuyen a la oxidación del hierro (y de otros elementos) de las aleaciones.

Hay una contribución de la biomasa a la corrosión de manera tanto activa como pasiva, esto sucede porque hay un marcado diferencial en el consumo de oxígeno, y así estimulan la formación de celdas de oxígeno. Así mismo, la biomasa crea una oclusión (cambia la conducción de calor, influyen en el flujo o ambos), y esta es otra manera de contribuir también a la formación de celdas de oxígeno diferenciales y al ataque pasivo.

Estudios realizados utilizando microscopía confocal han mostrado que la arquitectura de la matriz de la biopelícula no es sólida y presenta canales que permiten el flujo de agua, nutrientes y oxígeno, incluso hasta las zonas más profundas de la biomasa. La existencia de estos canales no evita sin embargo, que dentro de la biopelícula se puedan encontrar diferentes ambientes en los

que la concentración de nutrientes, pH u oxígeno sea distinta. Esto aumenta la heterogeneidad del estado fisiológico en el que se encuentran las bacterias dentro de la biopelícula y dificulta su estudio. La formación de biopelícula es un proceso dinámico y complejo que conlleva la adhesión, colonización y crecimiento de los microorganismos. No se trata de un proceso aleatorio sino que sigue una sistemática que permite su predicción.

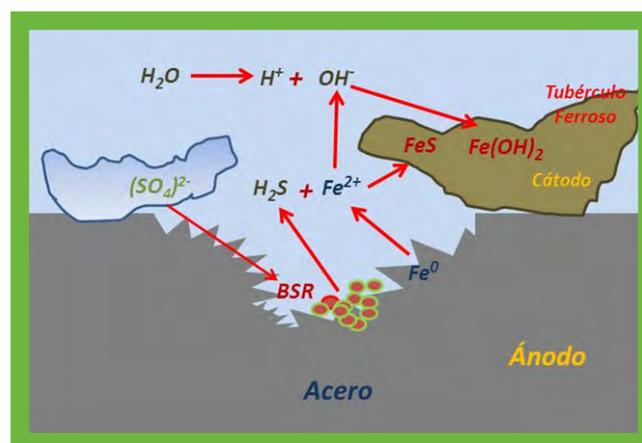


Figura 2 - En condiciones anaeróbicas, las BSR transforman el ión sulfato para producir oxígeno y el ion sulfuro. El ión sulfuro se combina con los iones ferrosos para formar sulfuro de hierro. La superficie del metal se disuelve. El oxígeno producido reacciona con el hidrógeno para formar moléculas de agua. Por la descomposición del agua, se producen iones de hidrógeno (H^+), los iones hidroxilo (OH^-) y el hidrógeno atómico proviene de la contribución de la enzima hidrogenasa, todos estos compuestos contribuyen a que se favorezca la reacción de oxidación del hierro atómico. La fuente de electrones es la oxidación del metal, mientras que la fuente de electrones es la reducción de los iones de hidrógeno. La reacción es por lo tanto en varias etapas, la disociación del agua y las reacciones anódicas bacterianas. FUENTE (Esta figura es diseño propio creado especialmente para este artículo).

La biopelícula se forma cuando microorganismos de libre flotación (planctónicas) se unen inicialmente a una superficie (adsorción y fijación) estos microorganismos se agrupan creando una colonia que empieza a crecer y a asociarse con otras especies, para luego cambiar su comportamiento y dar lugar a una compleja

arquitectura llamada biopelícula madura. El más evidente de estos cambios es la producción del gel (matriz de sustancia extracelular polimérica) que encapsulará todo el conjunto. Mientras la biopelícula va creciendo suceden otros cambios, si las condiciones ambientales lo permiten.

Adsorción y Fijación.

La adhesión de los microorganismos a un sustrato puede ser activa (por flagelos, pili, adhesinas) o pasiva (por gravedad, difusión y dinámica de fluidos). En cuestión de minutos las bacterias libres que encuentran la superficie acondicionada forman con ella una unión; si esta unión se mantiene suficiente tiempo, aparecen nuevas estructuras químicas y físicas que la harán permanente e irreversible. El subsecuente desarrollo dependerá de la densidad de población o la precariedad de nutrientes. Estos microorganismos se encuentran ampliamente distribuidos en ambientes anóxicos tanto acuáticos como terrestres. La formación de biopelículas es una estrategia adaptativa de los microorganismos, ofreciéndoles cuatro ventajas importantes:

- Protege a los microorganismos de la acción de los agentes adversos.
- Incrementa la disponibilidad de nutrientes para su crecimiento.
- Facilita el aprovechamiento del agua, reduciendo la posibilidad de deshidratación.
- Posibilita la transferencia de material genético (ADN).

Todas estas circunstancias pueden incrementar sus capacidades de supervivencia.

Acondicionamiento de la Superficie para la formación de Biomasa.

Las bacterias son capaces de desarrollar biopelículas sobre muchas superficies bióticas y abióticas. La capacidad de unirse a diversos plásticos, cristales y metales, depende de las proteínas específicas en su cubierta y de los apéndices motrices.

Los estudios demuestran que el acero inoxidable, puede ser tan susceptible como el plástico. La acción del aire o de la humedad sobre el acero inoxidable, poco a poco crea una capa de óxido de cromo, sobre el que se pega la suciedad orgánica. Así se preacondiciona el sustrato para la adhesión de las bacterias. La biopelícula puede desarrollarse sobre casi cualquier tipo de superficie, gracias a que previamente entra en contacto la materia orgánica presente en el agua.

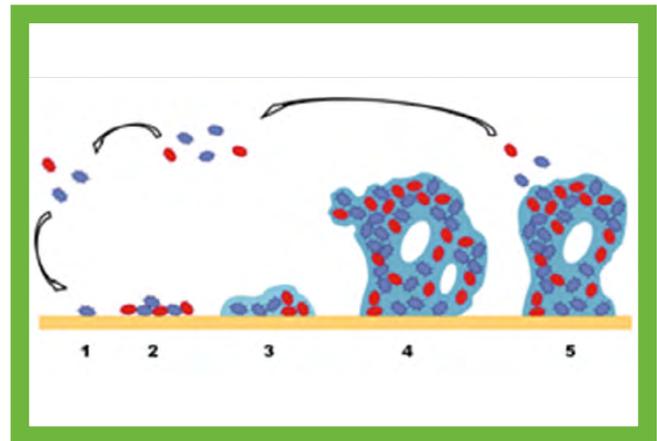


Figura 3 - Ciclo de la biopelícula: Las etapas de su desarrollo son: (1) Adsorción reversible de las bacterias planctónicas a la superficie, (2) unión irreversible mediante la producción de la matriz polimérica, (3) Fase inicial de maduración con crecimiento y división del microorganismo, (4) Etapa posterior de producción del exopolímero y (5) Desarrollo final de la colonia con dispersión de células colonizadoras cuando decrecen las fuentes de alimentos. (Fuente: Stages of biofilm development (Adapted from Peg Dirckx y David Davies, 2003. Center for Biofilm Engineering Montana State University).

Microorganismos involucrados en el proceso de la Biocorrosión (Interacción biológica).

Numerosos estudios se han dedicado a la cuantificación y caracterización de las poblaciones de los microorganismos que conforman la comunidad responsable de desarrollar ataques por biocorrosión, estos estudios clasifican los diferentes grupos metabólicos, es decir que se clasifica de acuerdo al compuesto químico que producen por su actividad metabólica; de acuerdo a la función ejercida en la biomasa. De este modo nos centraremos en cuatro grupos. Éstos son los más comunes y a su vez los que generan mayor cantidad de depósitos:

- **Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) y Bacterias Productoras de Ácido (BPA):** Son el grupo de las bacterias que en sus actividades metabólicas producen compuestos ácidos. Las BSR pueden llegar a generar precipitaciones de sulfuros. Son bacterias anaeróbicas. Las BSR y las BPA pueden coexistir en las biopelículas, usualmente en consorcios capaces de afectar los procesos metabólicos, ya que los ácidos orgánicos generados por las BPA proporcionan parte de la fuente de energía y también los electrones para el metabolismo energético y actúan como fuente de carbono y energía para las BSR. Ambas especies contribuyen a la tuberculación (formación de depósitos de naturaleza catódica conformados por sales inorgánicas y compuestos orgánicos, incrustaciones y herrumbre) y son responsables directo de la corrosión galvánica en sistemas de donde se implican procesos con agua [7]

- **Ferrobacterias:** Son capaces de desarrollar depósitos de hierro (hematites, goethita) como producto de su actividad metabólica. Utilizan el hierro para su metabolismo o para formar depósitos extracelulares asociados a la pared celular (vainas, filamentos, tallos). En general son bacterias de naturaleza aeróbicas.

- **Bacterias Formadoras de Gel:** En este grupo se incluyen una variedad de microorganismos que tienen en común el producir exopolímeros formados fundamentalmente por polisacáridos, que se adhieren a los sustratos. Causan ensuciamiento y produce condiciones adecuadas para el desarrollo de las bacterias corrosivas anaeróbicas.

Los microorganismos pueden influir en la corrosión por efectos tales como celdas de aireación diferencial, la producción de compuestos corrosivos, tales como minerales y ácidos orgánicos, amoníaco, y la reducción del sulfato a sulfuro.

Las bacterias actúan como un consorcio y dan como resultado la corrosión de los materiales con sus interacciones, que suelen ser de naturaleza compleja. Tal es el grado de su nivel de adaptación que existen bacterias anaeróbicas facultativas que se pueden adaptar tanto a sistemas aireados como a sistemas carentes de oxígeno; las bacterias facultativas tienen mayor ventaja sobre una no facultativa por su capacidad de adaptación a diferentes ambientes.

Algas

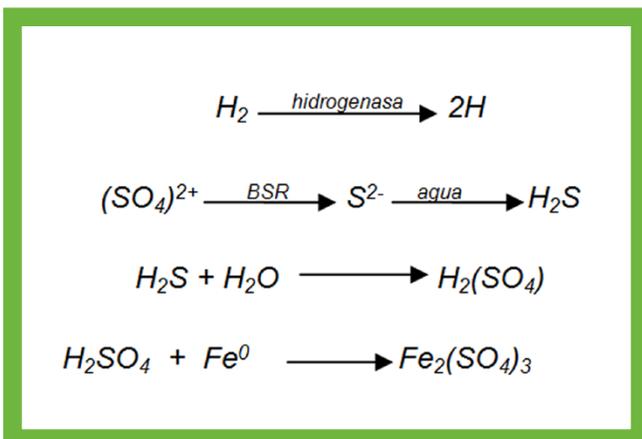
Debido a que no se encuentran en los yacimientos, en la industria del Petróleo y Gas Natural tienen influencia en los sistemas donde se utiliza agua de la superficie para los sistemas de enfriamiento. Por lo general se encuentran en el distribuidor de agua de las torres de enfriamiento y superficies húmedas expuestas al aire y sol. Causan problemas y restricciones de flujo de agua cuando hay un gran crecimiento de su población y al desprenderse e ingresar a la piscina de la torre de donde puede pasar al sistema de recirculación. Estos crecimientos pueden actuar como nutrientes para las bacterias formadoras de gel, las cuáles se desarrollan en este ambiente.

Microorganismos involucrados en el proceso de la Biocorrosion (Actividad Química).

Bacterias Sulfato Reductoras (BSR).

Son los microorganismos a los que se les atribuye ser los principales responsables de la corrosión anaeróbica, del acero en tanques de hidrocarburos y otros componentes industriales, que están en contacto con agua y materiales orgánicos. Eventualmente la biocorrosión anaeróbica es la causa de una tasa de oxidación mayor a 10 veces en comparación con la corrosión atmosférica.

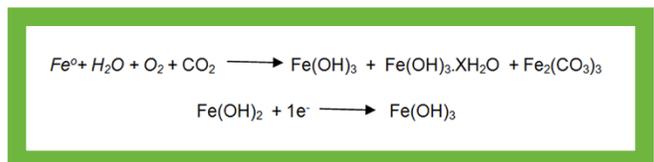
Las BSR secretan la enzima hidrogenasa, cuya finalidad es catalizar la reacción de transformar el hidrógeno gaseoso en hidrógeno elemental. Pero la acción más significativa de estas bacterias es convertir los sulfatos en sulfuros, que a su vez, en presencia de agua, se transforman en ácido sulfhídrico para luego convertirse en ácido sulfúrico que reacciona con el hierro elemental del acero de las aleaciones y dar como resultado el tubérculo de herrumbre de sulfato ferroso [Fe₂(SO₄)₃], adionado a este compuesto también se encuentran los diferentes óxidos e hidróxidos ferrosos que tienen un comportamiento catódico y son los precursores de otras reacciones fisicoquímicas que destruyen hasta el acero de más alta calidad. Resultando en corrosión por picadura que avanza rápidamente. Este fenómeno afecta incluso a sustratos como el concreto armado que son severamente dañados.



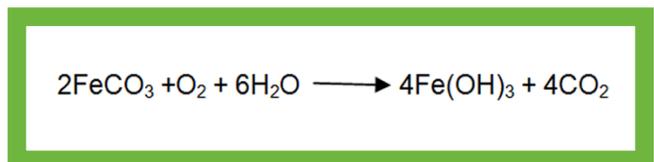
Esta reacción hace que se despolarice el cátodo acelerando la corrosión.

Ferrobacterias.

Son aeróbicos pero pueden encontrarse en sistemas con menos de 0,5 ppm de oxígeno, donde a menudo contribuyen a la formación de lodos. Obtienen la energía necesaria para su síntesis a partir de la transformación de las sales ferrosas en sales férricas. En las superficies de metal ferroso y en un punto de la superficie no protegida, o alterada, la cual se encuentra en contacto con el agua, siempre ocurre un ataque del metal que da lugar a la formación de hidróxido ferroso [Fe(OH)₂], en esos sustratos metálicos, rápidamente se transforman en hidróxido férrico hidratado [Fe(OH)₃.XH₂O], y en carbonato férrico [Fe₂(CO₃)₃], gracias al oxígeno (O₂) y el gas carbónico disueltos (CO₂), causando condiciones anaeróbicas debajo de los depósitos.



En un segundo mecanismo, las ferrobacterias en áreas de baja concentración de oxígeno, convierten el ion ferroso (Fe²⁺) a ion férrico (Fe³⁺), el cual se precipita como hidróxido férrico cubriendo las superficies del metal y produciendo celdas de aireación diferencial.



La presencia de ferrobacterias en el punto en el que el metal ha sufrido el ataque, va a ocasionar la movilización de los iones ferrosos y su transformación en sales férricas. Esto se produce con rapidez, observándose la formación de densas

masa de herrumbre conteniendo los cuerpos bacterianos, a esa forma sigue la disolución ininterrumpida del metal.

Bacterias formadoras de Gel.

Se caracterizan por producir masas gelatinosas floculantes, mucoides. Causan ensuciamiento, producen gas y crean las condiciones adecuadas para el desarrollo de las colonias bacterianas que inducen la biocorrosión. Las capas de biomasa contribuyen a la corrosión de manera tanto activa como pasiva. En primer lugar, ya que las formadoras de gel son aeróbicas, consumen oxígeno, y así estimulan la formación de celdas de oxígenos diferenciales. Así mismo, forman una masa de oclusión (cambia la conducción de calor, influyen en el flujo o ambos), contribuyendo también a la formación de celdas de oxígeno diferenciales y al ataque pasivo.

¿Cómo Afecta la Biocorrosión los Procesos Humanos e Industriales?

Los procesos biológicos (“formación de biomasa) e inorgánicos (corrosión), crean una nueva interfase metal/solución que se denomina “interfase bioelectroquímica”; las principales etapas involucran la disolución anódica del metal base, la acumulación de productos de corrosión y la evolución del micro/macroensuciamiento con la consiguiente formación de la biopelícula; lo que da por resultado el impacto en restricciones del flujo, taponamiento de sistemas y filtros, y obviamente corrosión.

En sistemas lubricados, cuando un sistema de lubricación está detenido por mucho tiempo, puede producirse un crecimiento de bacterias.

Opciones para mitigar el fenómeno de Biocorrosión

1. Protección de las Superficies

Hay pocas empresas especializadas en revestimientos donde se puede leer de investigaciones y desarrollo de revestimientos internos de alta resistencia y que además tenga efectividad en la biocorrosión, sin embargo, en Alemania se están desarrollando investigaciones con polímeros en formulaciones para revestimientos a ser aplicados internamente en plantas de biogás y para tanques de almacenamiento de crudo y otros hidrocarburos. La funcionalidad única de estos sistemas de revestimientos es proporcionar una protección a largo plazo contra la MIC. Como proyecto personal considero factible desarrollar formulaciones con cristales químicamente especiales de biocida integrados en una matriz de polímero, que impida el crecimiento de las colonias dentro de las rupturas que se puedan producir en el revestimiento.

2. Control de microorganismos

Primero que todo se debe evitar a toda costa la formación de grandes extensiones de biomasa, debido a las consecuencias que se generan por las altas concentraciones del gas H₂S que pueden estar encapsuladas y la fragilidad de esta estructura que puede liberar este gas.

1. La primera y más importante de estas consecuencias es el factor humano. (El Instituto de Salud y Seguridad Ocupacional de Estados Unidos (NIOSH) es una agencia de gobierno federal de ese país que tiene un mandato para dar información sobre los niveles seguros de exposición a compuestos químicos en el área de trabajo. NIOSH ha recomendado una concentración “techo” de 10 partes por millón para el nivel de exposición al H₂S en aire. La especificación de concentración techo significa que nunca debería excederse este nivel de exposición. El olfato humano pierde el rastro del H₂S cuando las concentraciones son inferiores al nivel de peligrosidad, de manera que

las personas pueden tener poca alerta de la presencia del gas en concentraciones dañinas. Grandes concentraciones pueden provocar parálisis del centro respiratorio, causando paro respiratorio, que puede conducir a la muerte.

2. Debido a que el H₂S es un compuesto altamente reactivo, hay que tener en consideración que los compuestos presentes en las formulaciones de los biocidas al entrar en contacto con este gas serán descompuestos y se formarán productos que no tendrán efectos biocida en los microorganismos, por lo tanto la presencia de H₂S anula a todos los biocidas, para ello se recomienda tener a mano productos químicos formulados específicamente para interactuar con el H₂S (secuestrantes de H₂S) y una vez anulado su efecto hacer uso del producto biocida.

3. Tal como sucede con los antibióticos en el cuerpo humano en presencia de algunos virus, microbios y bacterias, los microorganismos de la biocorrosión también pueden llegar a crear defensas contra los productos químicos, por lo tanto lo ideal es intercambiar los productos biocidas en los tratamientos.

4. La biomasa está diseñada para no dejar pasar compuestos que afecten al condominio bacterial, esto hace difícil el control bacterial si no se remueve la capa gelatinosa y las incrustaciones donde se alojan las bacterias. Los biocidas no pueden matar las bacterias a menos que entren en contacto con ellas.

3. *Medidas Preventivas*

La utilización de biocidas y métodos de limpieza mecánica puede reducir los ataques de MIC, pero el control microbiológico se fundamenta en metodologías clásicas y convencionales de Microbiología, lo que ofrece un marco limitado de resultados en cuanto a la cuantificación y caracterización de la comunidad de microorganismos que inducen al proceso de corrosión. Además de la utilización de aleaciones resistentes a la corrosión, el control de la MIC implica el uso de biocidas y métodos de limpieza que eliminen los depósitos de las superficies metálicas. Las bacterias son muy pequeñas, y con frecuencia es muy difícil conseguir un sistema de metal lo suficientemente lisa y limpia para evitar los ataques por MIC.

Para tener un mejor control de sus sistemas las acciones a aplicar son básicamente las siguientes:

- Analizar con exactitud posibilidades de contaminación.
- Proveer para controlar el medio químico.
- Inhibir o proveer adición de germicidas.
- Propiciar ambiente no agresivo o asegurar la remoción controlada de nutrientes de microbios.
- Seleccionar materiales de resistencia adecuada.
- Seleccionar materiales de recubrimiento, preferiblemente la nueva generación formulada con biocidas.

- Usar la protección catódica.
- Accesibilidad para limpieza frecuente.
- Preparar presentaciones, informes y publicaciones de alta calidad, robusto y datos significativos de su sistema industrial.
- Se debe realizar un monitoreo constante para tener una mejor aplicación de biocida y/o eficiencia de la operación mediante la determinación de cómo el tratamiento afecta a la población microbiana específica.
- La operación de limpieza es fundamental antes de iniciar la aplicación de un biocida. Esto incluye limpieza de líneas, retrolavado de equipos, remoción de depósitos del fondo de tanques, etc. El procedimiento más fácil de limpieza consiste en utilizar biocidas con propiedades detergentes.

AUTOR



José Rafael López Farrera.

Licenciado en Química (Universidad Central de Venezuela - 1994)

Especialista en Corrosión y Protección de Materiales Metálicos (UNEXPO - 2008).

***Superintendente de Integridad Mecánica y Confiabilidad en PetroSucre - Actividades Costa
Afuera de PDVSA - Campo Corocoro - Golfo de Paria - Mar Caribe.***

E-mail: lopezjrx@gmail.com



RAULYN+LADERA
diseñador gráfico

¿BUSCANDO DISEÑO GRÁFICO?

¡Nosotros somos tu alternativa!

*Creamos para ti diseños
adaptados a tus necesidades.*



Diseño Gráfico



Web



Marketing

contacto: raul534@gmail.com



Copyright © 2017 - Raulyn Ladera





Metodología para la Instalación de Válvulas de Aislamiento de Emergencia

INTRODUCCIÓN

Una de las principales fases en una evaluación de riesgo en una instalación es la identificación de los peligros inherentes al proceso que se evalúa, donde se incluye, entre otros, los materiales, inventarios y las condiciones operacionales del proceso que pudiesen ocasionar eventos indeseables. Una vez identificados los peligros, es necesario seleccionar los escenarios a los que posteriormente se les realizará la estimación de frecuencia de ocurrencia y cálculo de consecuencias, y de esta manera cuantificar el riesgo.

En el diseño o evaluación de instalaciones existe la posibilidad que a) no se contemplen todos los eventos que pudiesen generar accidentes o b) se contemplen escenarios que no representan riesgo, pudiendo derivar en la colocación de protecciones no necesarias, por lo tanto, la aplicación de una única normativa(s) o estándar(es), no garantiza la integridad y seguridad de una instalación. En este trabajo se presenta una metodología que combina normas de diseño PDVSA, la Guía para la Protección Contra Fuego en la Industria Química, Petroquímica y Facilidades de Procesamiento de Hidrocarburos de la CCPS (2003), la Práctica Recomendada de API 553 para Válvulas de Control en Refinerías (2010), las normas NFPA, SFPE y HSE.

Mediante la aplicación de esta metodología es posible determinar si los escenarios considerados en un estudio de riesgo para la instalación de válvulas de aislamiento de emergencia son de relevancia, debido a que es innecesario e indeseable instalar una válvula de aislamiento de emergencia entre todos los inventarios y en todos los posibles puntos de fuga, ya que cada dispositivo en sí introduce nuevas posibilidades de fallas.



3 METODOLOGÍA GENERAL DE EVALUACIÓN DE RIESGO

En la figura 1, se muestran los pasos a seguir para evaluar el riesgo en una instalación, utilizando como base las normas PDVSA, AIChE/ CCPS, API, NFPA y SFPE.

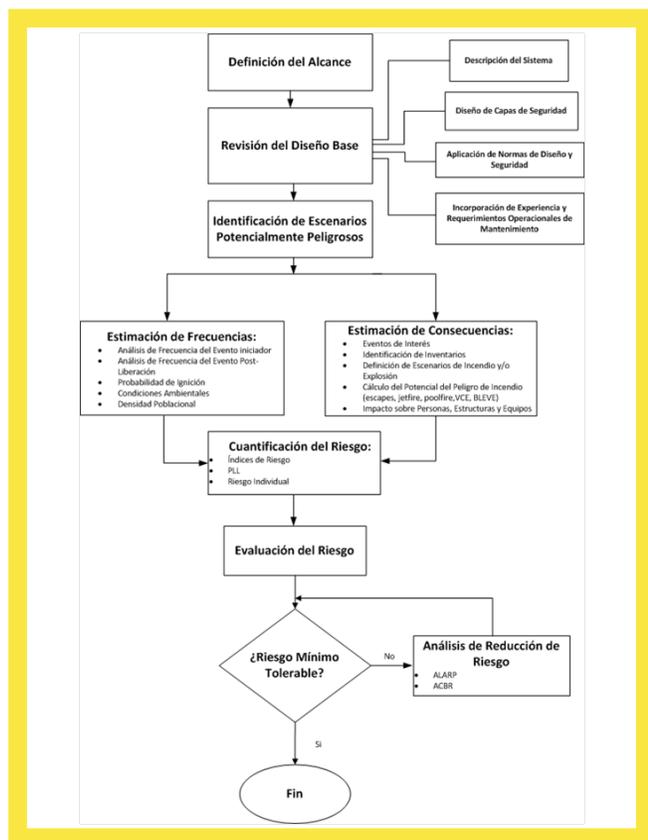


Figura 1. Metodología de Evaluación de Riesgo basada en normas PDVSA / CCPS/ API / HSE / NFPA.

3.1. DEFINICIÓN DEL ALCANCE

Al realizar una evaluación de riesgos el propósito del estudio debe ser identificado y documentado, por lo que el primer paso es establecer las metas, objetivos, profundidad del estudio y premisas, entre otros aspectos claves que regirán la evaluación, como lo son las bases ingenieriles y las normas que deben regir el diseño y las mejores prácticas empleadas en plantas e instalaciones similares. En este punto puede incluirse: la identificación del nivel de riesgo presente en una instalación, la aplicación de métodos que

permitan reducir el riesgo y que proporcionen una estimación de riesgo considerado aceptable o tolerable, entre muchos otros análisis.

3.2. REVISIÓN DEL DISEÑO BASE

3.2.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Es necesaria la recolección de la información asociada al diseño o la instalación para su posterior evaluación. Para proyectos nuevos existen limitaciones de información ajustados a la fase de diseño en la cual se encuentre el proyecto, sin embargo, la información típica necesaria es la siguiente:

- Descripción de Procesos.
- Diagramas de Flujo de Procesos (PFD's).
- Diagramas de Tuberías e Instrumentación (P&ID's).
- Filosofías de Mantenimiento y Operación.
- Planos de Planta y Distribución de Equipos y Edificaciones.
- Hoja de Datos de Materiales Peligrosos.
- Lista de Equipos.
- Hojas de Datos de Equipos de Procesos.
- Datos Meteorológicos de la Zona en Estudio.

3.2.2. FILOSOFÍA DE DISEÑO SEGURO Y APLICACIÓN DE NORMAS DE DISEÑO Y SEGURIDAD

La aplicación de actualizaciones y modificaciones a plantas existentes, deben en primera instancia seguir la aplicación de las normativas existentes en materia de seguridad, diseño, operación y mantenimiento. Se deben cumplir lineamientos de diseño inherentemente seguro, los cuales establecen como buena práctica

de ingeniería el uso conjunto de normas y criterios de diseño y seguridad para obtener instalaciones con el menor nivel de riesgo de posible. Se debe verificar que el diseño sea capaz de tolerar desviaciones a la buena práctica operacional sin causar efectos serios a la integridad de la instalación, las personas o el ambiente.

3.2.3. DISEÑO POR CAPAS DE SEGURIDAD

La seguridad de los procesos descansa en la provisión de múltiples capas de protección, las cuales comienzan con el proceso e incluyen sistemas de control, alarmas, sistemas de protección automáticos, sistemas de seguridad y mitigación y planes de respuesta a emergencias y contingencias. Estas capas deben ser diseñadas de forma tal que la falla de una de ellas pueda ser cubierta por la siguiente. Un diseño inherentemente seguro está dirigido a la primera capa, es decir al proceso. La primera línea de defensa es diseñar un proceso en el cual no ocurran accidentes, o en caso de que ocurran sus efectos sean mínimos. En la medida de que esto se logre, se disminuirá la necesidad de proveer capas de seguridad adicionales.

3.2.4. INCORPORACIÓN DE EXPERIENCIAS Y REQUERIMIENTOS OPERACIONALES DE MANTENIMIENTO

La incorporación de las experiencias en instalaciones similares y requerimientos operacionales de mantenimiento a los nuevos diseños o a las modificaciones de las instalaciones existentes es de gran importancia, por lo que deben ser consideradas las experiencias de los operadores y mantenedores, y en caso de existir referencias de soluciones ingenieriles, las mismas deben ser incorporadas en el diseño, en las normativas, prácticas y estándares de la industria o en la filosofía de operación de la instalación a través del uso de las herramientas como el

“Manejo del Cambio”.

3.3. IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS POTENCIALMENTE PELIGROSOS

La identificación de los peligros inherentes al proceso o instalación debe ser estructurada, sistemática, auditable, y debe incluir todos los riesgos que pudieran presentarse. Deben evaluarse, entre otros: los materiales, inventarios, configuración de equipos y las condiciones operacionales del proceso que pudiesen ocasionar eventos indeseables, y posteriormente es necesario enumerar y seleccionar los posibles escenarios creíbles con consecuencias de interés.

En base a la identificación de peligros, debe realizarse la enumeración de escenarios para su posterior selección, considerando las fugas potenciales y las descargas mayores en todas las líneas de proceso y recipientes. Dado que, de cada escenario pueden generarse múltiples casos, es conveniente realizar una selección de los escenarios de incendio y/o explosión más representativos utilizando el mejor criterio de ingeniería para tal fin y así cubrir una amplia gama de escenarios previsibles.

La metodología propuesta en este trabajo contempló el desarrollo de un diagrama de flujo de selección de escenarios, creado para validar los puntos donde se prevé necesario la instalación de válvulas de aislamiento de emergencia, usando los lineamientos de la norma PDVSA IR-P-01, la Guía de Diseño Seguro de PDVSA 90622.1.001, la Guía para la Protección contra Fuego en la Industria Química, Petroquímica y Facilidades de Procesamiento de Hidrocarburos de la CCPS y la Práctica Recomendada de API 553 para válvulas de control en refinerías.

3.3.1. PREMISAS Y PARÁMETROS DE DECISIÓN

3.3.1.1 NORMA IR-P-01: SAFETY INTERLOCK SYSTEMS, EMERGENCY ISOLATION, EMERGENCY DEPRESSURIZATION AND EMERGENCY VENTING SYSTEMS (1997):

Las válvulas de aislamiento de emergencia permitirán aislar equipos o secciones de la planta con la finalidad de limitar la cantidad de material que alimenta e incrementa el tamaño de la contingencia. Los valores (distancias/ inventarios) que aparecen en esta norma son dados solo como referencia. La instalación final debe ser basada en el desarrollo de un Análisis Cuantitativo de Riesgo.

- En Bombas se deben instalar válvulas de aislamiento:

Aguas abajo o aguas arriba del equipo de proceso, en bombas inaccesibles en caso de fuego o deben tener válvulas operadas remotamente en la succión.

Se debe instalar válvulas de aislamiento en la línea de succión de la bomba, cuando el inventario en el recipiente sea:

A) Gas licuado inflamable sobre 2.100 galones.

B) Hidrocarburos líquidos a temperatura igual o superior a su punto de inflamación (flashpoint) de auto-inflamación y por encima de 2.100 galones de inventario.

C) Líquidos de hidrocarburos sobre los 4.000 galones.

- En Recipientes se deben instalar válvulas de aislamiento:

A) En recipientes con líquidos con presión de vapor de 1,05 kg/cm² (15 psi) a 37,8 °C (100 °F) con las siguientes condiciones:

B) Si el inventario está entre 4 y 40 m³ (1.056 -10.560 galones). Deben tener instaladas válvulas manuales (a menos de 7,5 m del equipo) en cada línea con diámetro mayor 50 mm (2") o las que están conectadas por debajo del nivel de trabajo.

C) Si el inventario es mayor de 40 m³ (10.560 galones), deben instalarse válvulas manuales (a menos de 7,5 m del equipo) en cada línea conectada por debajo del rango del nivel operacional.

- Recipientes de Alto Riesgo:

En recipientes con grandes volúmenes de líquidos de hidrocarburos (mayores 40 m³ (10.560 galones) almacenados a temperaturas por encima de su punto de inflamación flashpoint y con condiciones desfavorables de riesgo, se deben instalar válvulas de aislamiento con accionamiento remoto en cada línea normalmente abierta conectada por debajo del nivel de líquido normal.

3.3.1.2 GUÍA PARA LA PROTECCIÓN CONTRA FUEGO EN LA INDUSTRIA QUÍMICA, PETROQUÍMICA Y FACILIDADES DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS DE LA CCPS (2003):

- Instalación de Válvulas de Bloqueo Operadas Remotamente:

A) Debajo de las torres y recipientes mayores de hidrocarburos livianos, aguas arriba de las bombas. Incluiría cualquier recipiente que contenga 50 o más toneladas de líquido inflamable.

B) Debajo de torres y recipientes mayores que manejan hidrocarburos livianos, medianos y pesados por encima de temperaturas de autoignición, aguas arriba de las bombas. Incluiría cualquier recipiente que contenga 10 m³ o más de líquido inflamable.

- Para dividir una planta en varias áreas en casos de emergencia, para evitar el movimiento de materiales inflamables.

3.3.1.3 GUIA PDVSA 90622.1.001: SEGURIDAD EN EL DISEÑO (1994):

- Las válvulas de aislamiento pueden estar instaladas cerca de las líneas de la propiedad de la planta, en el límite de una unidad de proceso o en la salida de un recipiente. Las válvulas deberán ser instaladas en todas las líneas de entrada o salida de material peligroso.

- Equipos como bombas, compresores, tanques y recipientes asociados con inventarios grandes de gases o líquidos inflamables (>5000 galones) deben estar equipados con válvulas de aislamiento de emergencia para detener el flujo de material en caso de ocurrencia de una fuga.

3.3.1.4 API RP 553 REFINERY CONTROL VALVES. (2002):

- Bombas:

Para bombas con sellos donde el recipiente aguas arriba contiene una cantidad mayor a 2000 galones de cortes livianos (light ends) o hidrocarburos por encima del punto de autoignición o sobre los 600°F.

Cuando el recipiente aguas arriba contiene una cantidad mayor a 4000 galones de líquidos de hidrocarburos.

- Recipientes:

Para recipientes que contengan cortes livianos (light ends) o material tóxico.

Para recipientes que contengan líquidos más pesados que los cortes livianos (light ends) de hidrocarburos, pero por encima de su punto de inflamación (flashpoint).

3.3.4. DIAGRAMA DE FLUJO DE SELECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE VÁLVULAS DE AISLAMIENTO DE EMERGENCIA

Cada escenario potencialmente peligroso debe evaluarse haciendo uso del diagrama de flujo de selección para la instalación de válvulas de aislamiento de emergencia, según las normas y prácticas antes mencionadas. Para este fin se hace uso de una matriz de criterios que permite establecer si los escenarios potenciales deben continuar siendo estudiados, o por el contrario el escenario debe ser descartado por no cumplir con los criterios previamente establecidos. En la figura 2, se muestran los pasos a seguir en la identificación de los escenarios a los que deberá cuantificarse el riesgo.

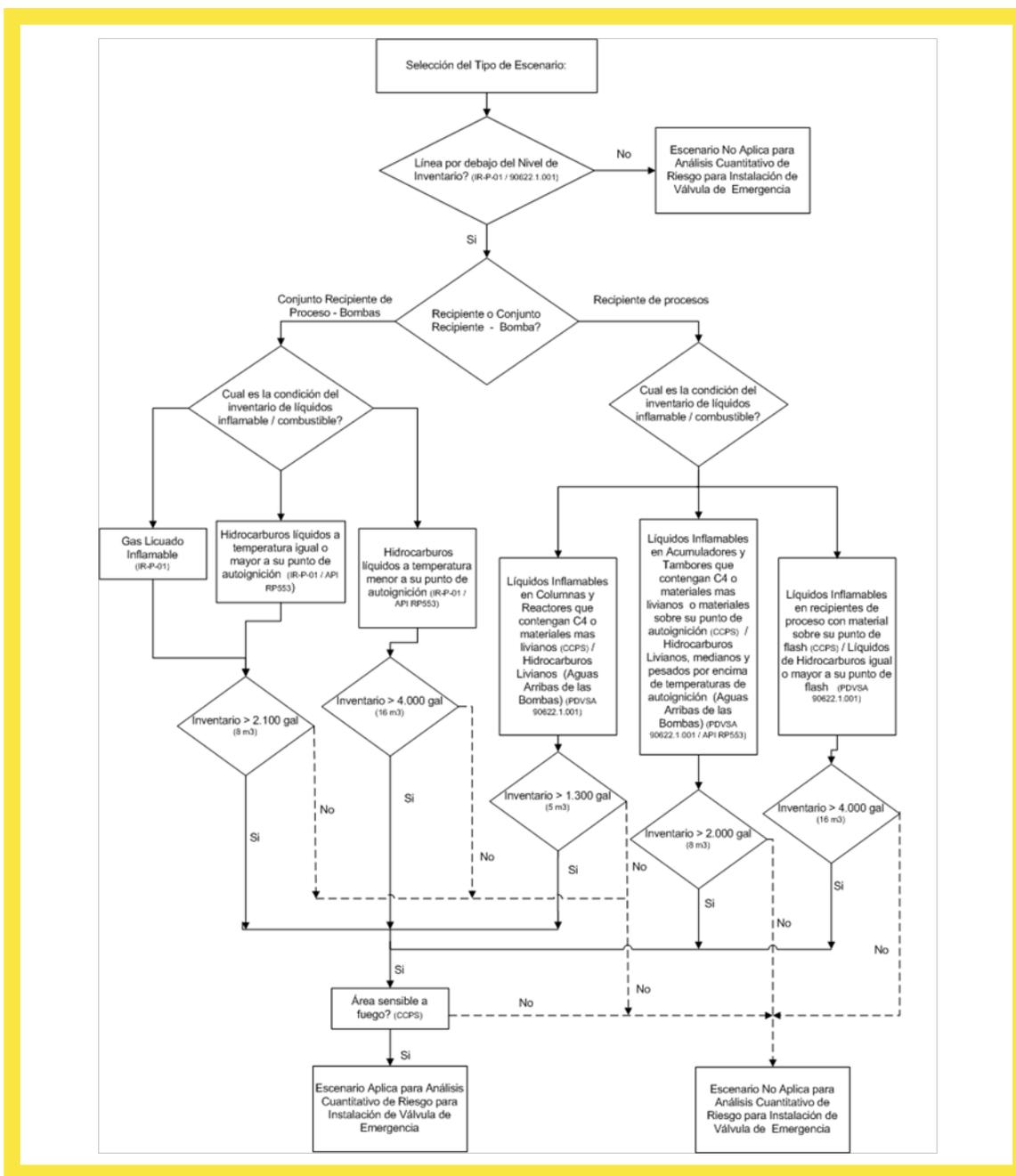


Figura 2. Diagrama de Flujo de Selección para la Instalación de Válvulas de Aislamiento de Emergencia.

3.4. ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIAS

La Estimación de Consecuencias es el término aplicado al uso de una serie de modelos matemáticos para estimar el área de afectación por la ocurrencia de diversos escenarios y determinar la dimensión, la severidad y la duración de un escenario y su impacto sobre el personal, los equipos, las operaciones y el medio ambiente.

3.4.1. EVENTOS DE INTERÉS

La industria de los procesos involucra el manejo y almacenamiento de un vasto número de productos inflamables y combustibles. El procesamiento y almacenaje de estos productos proveen innumerables oportunidades de liberación no controlada de los mismos y su subsecuente ignición. Típicamente los resultados de los escenarios incluidos en un análisis de

consecuencias de una instalación que procese hidrocarburos son:

- Fugas de fluidos tóxicos y/o inflamables/ combustibles de equipos de proceso, tuberías y tanques de almacenamiento.
- Incendios que envuelven fugas de productos inflamables (fogonazo, chorro de fuego, piscina incendiada).
- Explosiones de nubes de vapor (VCE).

Las consecuencias originadas por los peligros de estos escenarios de accidentes, incluyen personas (trabajadores/terceros) y equipos (activos) por:

- Exposición de personas a vapores tóxicos.
- Exposición de personas, equipos y propiedades a radiación térmica.
- Exposición de personas, equipos y propiedades a ondas de sobrepresión o proyección de fragmentos de material producto de la rotura de recipientes.

3.4.2. IDENTIFICACIÓN DE INVENTARIOS

El inventario entre dos puntos de aislamiento debe ser calculado para determinar la cantidad de material que pudiera ser liberado y estimar la duración de un potencial escenario peligroso. Un inventario de materiales inflamables y combustibles debe ser realizado para cada unidad de proceso y almacenaje. Se debe considerar la cantidad y características del material, almacenamiento y localización dentro de la facilidad.

3.4.3. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE INCENDIO Y/O EXPLOSIÓN

Los escenarios peligrosos pueden ir desde incendios pequeños y controlables, que resultan

en daños menores, hasta incendios de gran tamaño, difíciles de controlar que crean pérdidas mayores. Las consecuencias de estos incendios y/o explosiones dependen de un número variado de factores como la tasa a la cual ocurre la fuga o liberación y la cantidad total de material liberado. Adicionalmente, se consideran factores como el clima, viento, orientación de la fuga, entre otros.

Debido a la fuerte influencia de los diámetros de orificios de fuga en los resultados de las consecuencias finales, es recomendable establecer tamaño de agujeros que representen casos de fugas menores, medianas y mayores, donde el rango de tamaños permita evaluar las consecuencias dentro y fuera de los límites de la instalación.

3.4.4. CÁLCULO DE POTENCIAL DEL PELIGRO DE INCENDIO Y/O EXPLOSIÓN

Las técnicas de cálculo del peligro potencial generado por un escenario de incendio y/o explosión van desde simples reglas hasta sofisticados programas computacionales. En función del desarrollo y formación de los escenarios resultantes de un evento inicial de pérdida de contención de material inflamable, se pudieran presentar algunos de los siguientes modelos, los cuales deben evaluarse dependiendo de los peligros identificados:

- Escapes.
- Piscina de Fuego (Pool Fire).
- Chorro de Fuego (Jet Fire).
- Fogonazo (Flash Fire).
- Bola de Fuego (Fireball).
- Explosiones.
- Explosión de Nubes de Vapor (VCE).

- Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE).

3.4.5. IMPACTO SOBRE LAS PERSONAS, ESTRUCTURAS Y EQUIPOS

Una vez han sido calculadas las características del evento peligroso, es necesario evaluar el impacto del mismo. Un incendio produce, al menos, cuatro posibles consecuencias; gases, llamas, calor y humo, las cuales serán determinadas en función de los materiales envueltos en el incendio. Estos resultados podrían generar consecuencias sobre el personal, las estructuras y los equipos. Los resultados obtenidos deben ser comparados con los valores permitidos en cada caso, con la finalidad de poder tomar decisiones respecto a la protección de las instalaciones y el personal.

3.5. ESTIMACIÓN DE FRECUENCIAS

La instalación de medidas de control de riesgo, basada sólo en la estimación de consecuencias, puede resultar no efectiva desde el punto de vista de los costos asociados a las mismas. Por lo tanto, se debe tomar en cuenta la posibilidad de ocurrencia del escenario. Existen varios aspectos a ser considerados, entre los que están:

- Frecuencia del evento iniciador (generalmente la pérdida de contención).
- Probabilidad de ignición.
- Eventos post-liberación (escalamiento del evento iniciador).

3.5.1. ANÁLISIS DE LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA DEL EVENTO INICIADOR

La frecuencia de falla de un componente particular (recipiente, tubería, entre otros) puede ser deducida a partir de información histórica y si es posible, soportada en juicios de expertos que tomen en cuenta diferencias entre características de la planta analizada y las que pudiesen haber

estado envueltas en los registros históricos de fallas.

En casos donde no existan datos históricos de la frecuencia del evento iniciador se deberá deducir sintetizando el valor a través de análisis de árbol de fallas o de árbol de eventos, que tomen en cuenta la confiabilidad de los equipos, los posibles errores humanos y las condiciones externas que puedan derivar en el evento iniciador.

3.5.2. ANÁLISIS DE LA FRECUENCIA DEL EVENTO POST-LIBERACIÓN

En la estimación de la frecuencia del evento post-liberación se deberán construir árboles de eventos, donde la frecuencia del evento de liberación del material inflamable será estimada a partir de la determinación del conteo de las partes o equipos que sean susceptibles a causar la pérdida de contención, posteriormente se debe multiplicar este valor por su respectiva tasa de falla. La salida de cada evento final es la frecuencia de ocurrencia del mismo, las cuales serán usadas para determinar el riesgo individual o social.

3.5.3. PROBABILIDAD DE IGNICIÓN

En la mayoría de los eventos de liberación de materia inflamable, el material puede llegar a ignitar por una variedad de fuentes a unas distancias diversas, por lo que, las fuentes de ignición que puedan ser alcanzadas por la nube de material inflamable que se estima estaría presente en el evento deben ser identificadas. La ignición puede ocurrir en forma inmediata o puede ser retardada dando tiempo a la formación de una nube (gas) o piscina (líquido) hasta que la misma encuentre un punto de ignición.

Dada la presencia de una mezcla inflamable, la probabilidad de ignición debe ser modelada como una función de dos componentes. El primero, es la probabilidad de que la fuente de ignición este presente. El segundo es que, dada la probabilidad

de que la fuente de ignición este presente, la misma sea capaz de ignitar a la mezcla.

3.5.4. CONDICIONES AMBIENTALES

Las condiciones ambientales pueden afectar el desenvolvimiento de un escenario de liberación de material inflamable. Las variables como dirección del viento, velocidad del viento y estabilidad atmosférica tienen un impacto severo en la caracterización de un escenario.

El grado de detalle de los datos meteorológicos a utilizar dependerá del grado de precisión requerida para el estudio. Una simple condición ambiental puede ser usada (combinación de estabilidad atmosférica y velocidad del viento), sin embargo, es difícil que una sola condición ambiental pueda cubrir las necesidades de representación de un escenario, por lo que se deberán usar, al menos, dos condiciones (estable y promedio).

3.5.5. DENSIDAD POBLACIONAL

Si el estudio contempla la evaluación de riesgo desde el punto de vista de la protección al personal (propio o terceros), se debe conocer la distribución y la densidad de la población en el área que se espera sea afectada por el evento, para evaluar el impacto del evento peligroso sobre los mismos. En este trabajo, la densidad poblacional está ligada a la probabilidad de pérdida de vida a través del indicador PLL (Probable Loss of Life), que representa la relación de la vulnerabilidad del personal expuesto por la densidad del mismo en la zona afectada.

3.5.6. DATOS DE TASAS DE FALLAS

Los valores de tasas de fallas que serán utilizadas en la estimación de la frecuencia de ocurrencia del evento iniciador, deben garantizar que el cálculo sea lo suficientemente conservador y asegurar la preservación de la vida del personal que laborará en la instalación, los equipos y el medio ambiente.

Los datos de las tasas de fallas de equipos pueden provenir de cuatro fuentes:

- Datos de la misma Instalación (datos internos).
- Datos genéricos (datos externos).
- Datos predictivos (técnicas de estimación).
- Opinión de expertos (opinión de expertos internos).

Los datos de tasas de fallas de los equipos y componentes de los sistemas, pueden ser obtenidos, en el caso de datos genéricos, de fuentes de reconocida trayectoria, como:

- PDVSA IR-S-02 “Criterios para el Análisis Cuantitativo de Riesgos”.
- OREDA 2002/1997 Offshore Reliability Data.
- SINTEF Reliability Data for Control and Safety Systems.
- CCPS. Guidelines for Process Equipment Reliability Data.
- FARADIP (Failure Rate Data in Perspective).
- UKAEA (United Kingdom Atomic Energy Authority).

3.6. CUANTIFICACIÓN Y REPRESENTACIÓN DEL RIESGO

El riesgo es la medida del potencial de lesiones humanas, daño ambiental o pérdidas económicas, en términos de la probabilidad de ocurrencia de un accidente (frecuencia) y magnitud de las lesiones, daño al ambiente o pérdidas económicas (consecuencias). Es importante reconocer que el riesgo es una estimación probabilística, este no puede ser medido o calculado para ser

representado por un número preciso. Por esta razón siempre existirá un cierto valor de incertidumbre asociado a su estimación que debe ser entendida y manejada por quien hace la estimación.

La cuantificación del riesgo generalmente puede realizarse de varias formas; en este trabajo se utilizaron los índices de riesgo corporativos de PDVSA y la medida de riesgo individual, que combinan la información de posibilidad y magnitud de las pérdidas o lesiones provenientes de un peligro.

3.6.1. ÍNDICES DE RIESGO

Los índices de riesgos son números o tabulaciones que son correlacionados con un orden de magnitud de riesgo al personal, las estructuras y al medio ambiente. Algunos índices de riesgo son valores relativos sin unidades específicas. Las limitaciones en su uso se basan en que no necesariamente habrá un criterio absoluto de aceptación o rechazo del riesgo. El uso de índices de riesgo tiene a su favor poder usar matrices calibradas de riesgo para una determinada instalación haciendo uso de su propia experiencia para establecer los criterios de tolerancia de riesgo de cada organización en particular.

3.6.2. RIESGO INDIVIDUAL

Puede definirse riesgo individual como el riesgo a una persona en la proximidad de un peligro, considerando la naturaleza de la lesión al individuo, la posibilidad de que la misma ocurra y el período de tiempo en que puede ocurrir. Aun cuando las lesiones son de gran preocupación hay limitada información disponible sobre el grado de las lesiones, por tanto, los análisis cuantitativos de riesgo frecuentemente estiman el riesgo de lesiones irreversibles o fatalidades para las cuales existen más estadísticas registradas. El riesgo individual puede ser estimado para los individuos más expuestos, para grupos de individuos en lugares determinados o para un individuo promedio en una zona de efectos.

3.6.3. REPRESENTACIÓN SIMPLIFICADA DE RIESGO

Una vez evaluado cada escenario evaluado es necesario considerar una medición de riesgo simplificada. La metodología planteada, hace uso del Índice de Costo Social Equivalente (IECS), el cual hace énfasis en los efectos generados sobre las personas y representa el peso promedio de la tasa de muerte tomando en cuenta la percepción de la sociedad a través del grado de aversión al riesgo. Este índice será utilizado para el cálculo del índice de costo de evitar una fatalidad (ICAF).

$$\text{Indice_Costo_Social_Equivalente} = \sum_{i=1}^n f_i (N_i)^p$$

Donde:

Fi= Frecuencia del Evento.

Ni= Numero de Fatalidades.

p= Factor de Aversión al riesgo. Para riesgo social normalmente mayor a 1.

3.7. CRITERIOS DE TOLERANCIA DE RIESGO

Una vez realizada la estimación del riesgo de cada escenario peligroso, los resultados deben ser comparados con un criterio para determinar si el riesgo está en un nivel aceptable o no. Si como resultado el riesgo se encuentra en un nivel aceptable, entonces se concluye que no se requieren medidas de protección adicionales, caso contrario deberá considerarse una medida de reducción de riesgo adicional. Estos criterios fijan el límite hasta donde se podrá disminuir un riesgo a través de medidas de ingeniería para reducir su frecuencia de ocurrencia o sus consecuencias.

3.7.1. CRITERIO DE TOLERANCIA DE RIESGO BASADO EN ÍNDICES DE RIESGO

El criterio de tolerancia de riesgo basado en índices de riesgo es usualmente basado en la experiencia de una organización en cuanto al manejo de sus procesos. En el caso particular de esta evaluación se estable un criterio de riesgo, mostrado en la figura 3, en el que se fijan tres áreas bien demarcadas como son:

- Zona inferior (Zona Roja), en la cual el nivel de riesgos es intolerable y por lo tanto debe ser reducido.
- Zona superior (Zona Verde), en la cual el nivel de riesgo es mínimo o tolerable y por tanto no preocupante.
- Zona intermedia (Zona Amarilla), entre las dos anteriores, donde es deseable una reducción del nivel de riesgo, pero sujeta a un Análisis Costo-Beneficio.

Severidad Potencial					Frecuencia Potencial Annual				
	Personas	Activos Costo total en USD	Ambiente	Imagen	A Posible 1/100 años -1/1000 años	B Poco probable 1/10 años -1/100 años	C Probable 1/1 año -1/10 años	D Muy probable > 1/año	E Cierto > 10/año
1	Sin lesión o efecto a la salud	Sin interrupción a la operación, < \$10M	Sin afectación	Público no llega a conocerlo	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarillo
2	Primeros Auxilios o tratamiento médico puntual	Breve interrupción a la operación, > \$500 M	Afectación Leve sin amenaza ambiental	Cobertura mediática local	Verde	Verde	Verde	Amarillo	Amarillo
3	Lesión o efecto a la salud serio, hospitalización o discapacidad temporal	Parada parcial operación \$500 M < \$1MM	Afectación Leve con amenaza ambiental	Campaña mediática regional adversa	Verde	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo
4	Múltiples lesiones serias, discapacidad temporal o parcial permanente	Parada de planta hasta 2 semanas \$1 MM < \$5 MM	Afectación fuera de los límites de planta	Campaña mediática nacional adversa	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Rojo
5	Al menos 1 (una) fatalidad, discapacidad total permanente o absoluta permanente	Parada total operación \$5 MM < \$50 MM	Fuga o derrame masivo, daño a largo plazo	Campaña mediática internacional adversa	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo
6	Múltiples fatalidades o gran discapacidad	Cierre definitivo instalación > \$50 MM	Daño ambiental a gran escala, irreversible	Privación libertad, demandas múltiples de terceros	Amarillo	Amarillo	Rojo	Rojo	Rojo

Figura 3. Criterios de Tolerancia de Riesgos norma PDVSA SI-S-19

3.7.2. CRITERIO DE TOLERANCIA DE RIESGO INDIVIDUAL

Los riesgos individuales por lo general son tomados como riesgos voluntarios. Así, con respecto a los riesgos de instalaciones industriales, sus trabajadores son clasificados como receptores voluntarios de riesgo. Los criterios de tolerancia de riesgo individual que se consideraron son los mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Criterio de Tolerancia de Riesgo Individual Norma PDVSA IR-S-02.

RIESGO INDIVIDUAL A TERCEROS		
Índice de Frecuencia de Riesgo (IFR)	Clasificación	Comentario
$F > 10^{-5}$ /año	Intolerable	El riesgo debe ser reducido a cualquier costo.
10^{-6} /año $< F < 10^{-5}$ /año	Representa la región de riesgo reducible	Reducción adicional del riesgo basado en análisis costo beneficioso.
$F < 10^{-6}$ /año	Tolerable o mínimo	Reducción del riesgo si los recursos lo permiten. Aún aplica concepto de costo beneficioso.
RIESGO INDIVIDUAL AL TRABAJADOR		
Índice de Frecuencia de Riesgo (IFR)	Clasificación	Comentario
$F > 10^{-3}$ /año	Intolerable	El riesgo debe ser reducido a cualquier costo.
10^{-4} /año $< F < 10^{-3}$ /año	Representa la región de riesgo reducible	Reducción adicional del riesgo basado en análisis costo beneficioso.
$F < 10^{-4}$ /año	Tolerable o mínimo	Reducción del riesgo si los recursos lo permiten. Aún aplica concepto de costo beneficioso.

3.8. ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE RIESGO

El objetivo de un análisis de reducción de riesgos es identificar y seleccionar la opción costo - efectiva de mejor desempeño para reducir o mitigar el riesgo detectado como inaceptable. El análisis de reducción de riesgo debe realizarse de manera sistemática para evaluar una potencial reducción de la frecuencia de ocurrencia del evento o minimizar las pérdidas y consecuencias una vez presentado el mismo.

Es difícil asignar límites razonables a la inversión para el mejoramiento del nivel de seguridad de una instalación, la reducción en el nivel de riesgo, aun cuando sea marginal, se puede lograr prácticamente en todos los casos a través de grandes inversiones de capital; no obstante, la realidad nos indica que

a medida que se incrementa la inversión, los beneficios decrecen rápidamente incidiendo en la rentabilidad y surgiendo la interrogante de si el dinero podría ser mejor empleado en otros aspectos del negocio o en otras medidas de control de riesgo.

Como parte de esta evaluación, la reducción de riesgo está representada por la instalación de válvulas de aislamiento de emergencia que servirían de protección para de los efectos del escalamiento de un evento o catástrofe, por lo que se debe realizar un análisis con variaciones de las condiciones de fuga ante un tiempo medio estimado de cierre de una válvula de aislamiento de emergencia operada remotamente (5 minutos) y así verificar el efecto de la incorporación de esta medida de reducción de riesgo.

3.8.1. ALARP

Al comparar el nivel de riesgo resultante con los criterios de tolerancia corporativos, se debe evaluar la efectividad y rentabilidad de las medidas de control y mitigación propuestas, especialmente si el riesgo está en el área intermedia o “reducible” o si el resultado indica que el mismo es No Aceptable o Incierto, al punto que se requiere una medida de protección adicional.

El principio ALARP establece que el riesgo residual deberá ser tan bajo como sea razonablemente posible y surge del hecho de que una cantidad infinita de tiempo, esfuerzo y dinero podrían ser gastados en el intento de reducir el riesgo a cero. No debe entenderse como simplemente una medida cuantitativa de beneficio vs pérdida, esta es una práctica común de la sentencia dictada por el equilibrio de riesgos y beneficios y de la sociedad.

En la figura 4 se muestra el Criterio de Tolerancia ALARP.

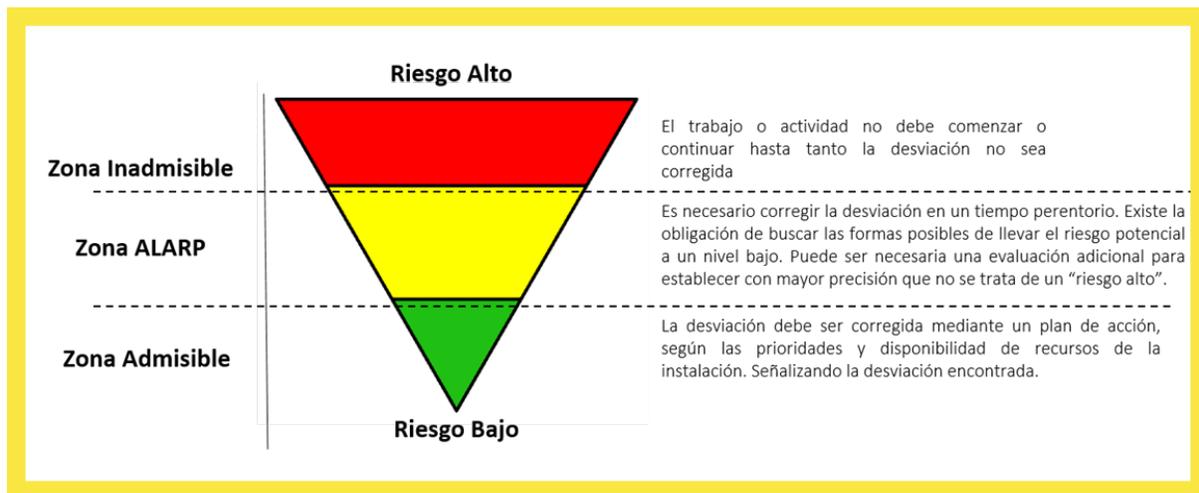


Figura 4. Criterios de Tolerancia ALARP.

3.9. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO RIESGO (ACBR)

El ACBR toma en cuenta la posibilidad de ocurrencia de un evento riesgoso con pérdidas humanas, daños materiales, así como la pérdida de producción durante los períodos de parada de planta para

reparación de los daños, con la finalidad de verificar que el nivel de riesgo tolerable sea alcanzado a un costo razonable. Lógicamente, si el valor de reposición es mayor que el costo de las medidas propuestas para reducir el riesgo, estas últimas son económicamente justificables.

La metodología propuesta para la realización del Análisis Costo Beneficio Riesgo se basó en tres sub-análisis, a saber:

Análisis Costo Beneficio Riesgo de afectación al personal. Para esto se proceda la estimación del indicador ICAF ('Implied Cost of Averting Fatality' de la HSE) según la siguiente ecuación:

$$ICAF = \frac{VPN\ CMRR - CPP}{(IECS_i - IECS_f)T}$$

Donde:

Descripción	Valor	Unidad
Índice de Costo Social Equivalente Inicial (IECS _i)		Fatalidades/Año
Índice de Costo Social Equivalente Final (IECS _f)		Fatalidades/Año
Costo de Evitar una Fatalidad Estadística (ICAF)		1x10 ⁶ \$/Fatalidad
Índice Estimado de Fatalidad Evitada PDVSA (FE PDVSA)	0.5	1x10 ⁶ \$/Fatalidad
Valor Presente Neto Medida de Reducción de Riesgo (VPN CMRR)	0.26	1x10 ⁶ \$
Costo de Pérdida de Producción (CPP) 1%	0.24	1x10 ⁶ \$
Tiempo de Expectativa de Vida de la planta (T)	20.00	Años

El índice de Costo Social Equivalente (IECS) inicial y final atiende al riesgo asociado sin la medida de control de riesgo (inicial), es decir

sin válvula de corte, para inicial y al riesgo del escenario con la válvula instalada (final).

Una vez calculado el ICAF se verifica si la medida de control de riesgo es justificable o no: Si el valor del ICAF es menor a tres veces el costo de evitar estadísticamente una fatalidad (ICAF < 3xFE PDVSA), entonces la Medida de Control de Riesgo es económicamente justificable sin necesidad de evaluar otros aspectos.

Análisis Costo Beneficio Riesgo de Afectación Material. Para esta estimación se procede a verificar el nivel de daño inicial (sin la válvula) y final (con la válvula) mediante la siguiente relación:

$$BEDM = (DM_i - DM_f) T$$

Donde:

Descripción	Unidad
Costos de Daños Materiales Inicial (DM _i)	1x10 ⁶ \$/Año
Costo de Daños Materiales Final (DM _f)	1x10 ⁶ \$/Año
Diferencial de Daños Materiales (DDM)	1x10 ⁶ \$/Año
Beneficio Medida de Control de Riesgo (BEDM)	1x10 ⁶ \$

Análisis Costo Beneficio Riesgo Total. Para la realización del Análisis Costo Beneficio Riesgo Total (afectación a personas y daños materiales) es necesario actualizar los costos asociados al proyecto realizados, adicionalmente es necesario calcular la relación Beneficio -Riesgo. Para esto se usaron las siguientes ecuaciones:

$$ReBC = BFE + BEDM - VPN\ CMRR$$

Donde:

$$RCB = \frac{VPN\ CMRR}{(BFE + BEDM)}$$

Descripción	Unidad
Beneficio por Fatalidad Evitada (BFE)	1x10 ⁶ \$
Beneficio por Daño Material Evitado (BEDM)	1x10 ⁶ \$
Beneficio Total (BT=BFE+BEDM)	1x10 ⁶ \$
Costo Medida de Reducción de Riesgo (VPN CMRR)	1x10 ⁶ \$
Relación de Beneficio - Costo (ReBC)	1x10 ⁶ \$
Radio de Costo / Beneficio (RCB)	

El criterio utilizado en esta evaluación fue el siguiente: Si la relación Beneficio - Costo es > 0 y la relación Costo / Beneficio < 3 indica que la medida de reducción de riesgo es económicamente justificable.

4 CASO DE ESTUDIO

El evento que representa el mayor riesgo en una planta de Fraccionamiento de LGN es el escape masivo de gases o líquidos volátiles inflamables, con formación de una nube de gas, que al encontrar una fuente de ignición finalmente termina en un posible incendio o explosión. La metodología planteada fue utilizada en la evaluación de los escenarios de riesgo de una Planta de Fraccionamiento LGN donde el aislamiento existente en los recipientes y equipos de procesos es manual, por lo que, en caso de una emergencia se dificulta el bloqueo de las líneas asociadas a los equipos en un tiempo de respuesta adecuado.

La evaluación se realizó en base a la revisión de una ingeniería existente en la que los criterios utilizados fueron: a) la recomendación

de la empresa aseguradora de la compañía y b) un estudio de ubicación de válvulas de emergencia que consideraba solo un Análisis de Consecuencias en función al tiempo de cierre de las válvulas. Como resultado de esta etapa previa, se recomendaba la instalación de 24 válvulas de aislamiento de emergencia por cada tren (para un total de 48 válvulas), en el que se incluían los topes de cada torre. El requerimiento inicial de esta evaluación incluía la optimización en costos de la instalación de la medida de reducción de riesgo con su justificación técnico económica.

En la instalación evaluada se estudiaron dos trenes de fraccionamiento de LGN, cada uno constituido por cuatro torres: una Despropanizadora, una Desbutanizadora, una Separadora de Butanos y una Fraccionadora de Gasolina, en los que se produce Propano, Isobutano, N-Butano, Gasolina Natural, Pentano y Nafta Residual.

La figura 5 se muestra de forma esquemática el proceso evaluado.

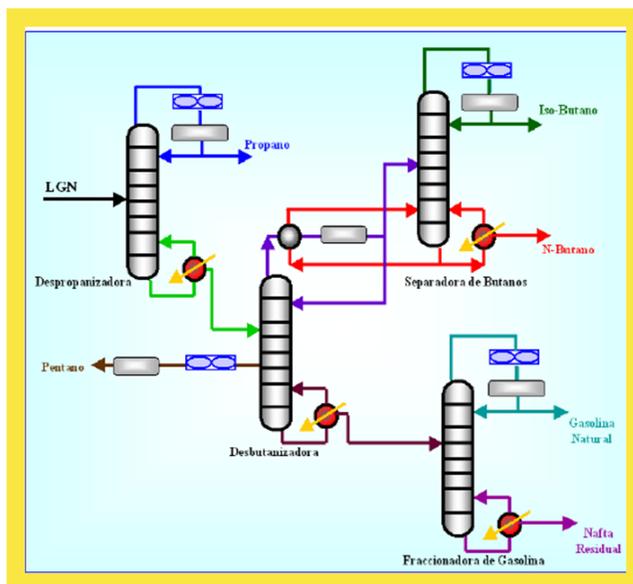


Figura 5. Esquema del Proceso de Fraccionamiento de LGN.

4.1. PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS PELIGROSOS

La selección preliminar de los escenarios se realizó en base a la experiencia en proyectos de ingeniería relacionados al diseño en cuestión y la identificación de peligros, considerando las fugas potenciales y las descargas mayores de rupturas de todas las líneas y recipientes de proceso y sistemas de bombeo. Los escenarios evaluados fueron aquellos en los que las características de liberación y de ignición iniciales causarían el daño más extenso, la pérdida de producción, y el mayor riesgo para el personal, con un inventario y tiempo suficiente para causar el fallo de los equipos y / o la estructura.

Un total de cuarenta y ocho (48) escenarios, veinticuatro (24) por cada tren de fraccionamiento, fueron validados y sometidos a una preclasificación a través de la matriz de criterios para decidir cuál de los escenarios identificados pasarán a la fase de Análisis Cuantitativo de Riesgo.

Solo veinticuatro (24) escenarios, doce (12) por cada tren de fraccionamiento cumplieron con las exigencias mínimas planteadas en la matriz de decisión y por lo tanto fueron evaluados en el estudio de Análisis Cuantitativo de Riesgo (ver tabla 2). Cada escenario seleccionado generó 13 sub - escenarios (para un total de 312 sub-escenarios evaluados) uno para cada tipo de afectación esperada.

Tabla 2. Identificación de Escenarios Peligrosos.

Escenario	Descripción del Escenario	Criterio de Selección
1	Fuga de fluido de la Torre Despropanizadora por falla en la tubería de tope.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
2	Fuga de fluido de la Torre Despropanizadora por falla en la tubería de fondo hacia el Precalentador de Butano.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
3	Fuga de fluido de la Torre Desbutanizadora por falla en la tubería de tope.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
4	Fuga de fluido de la Torre Desbutanizadora por falla en la tubería de fondo hacia intercambiadores de calor.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
5	Fuga de fluido de la Torre Desbutanizadora por falla en la tubería lateral con producto Pentano (C5).	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
6	Fuga de fluido de la Torre Separadora de Butanos por falla en la tubería de tope	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
7	Fuga de fluido de la Torre Separadora de Butanos por falla en la tubería de fondo hacia el cabezal de succión de las Bombas de Normal - Butano.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
8	Fuga de fluido de la Torre Fraccionadora de Gasolina por falla en la tubería de tope.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
9	Fuga de fluido de la Torre Fraccionadora de Gasolina por falla en la tubería de fondo hacia el cabezal de succión de las Bombas de Gasolina.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
10	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Despropanizadora hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Despropanizadora.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
11	Fuga de fluido por falla en el cabezal de descarga de las Bombas de Reflujo de la Torre Despropanizadora	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
12	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Desbutanizadora hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Desbutanizadora.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
13	Fuga de fluido por falla en el cabezal de descarga de las Bombas de Reflujo de la Torre Desbutanizadora.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
14	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Desbutanizadora hacia la Torre Separadora de Butanos.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo

15	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Separadora de Butanos hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Separadora de Butanos.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
16	Fuga de fluido por falla en el cabezal de descarga de las Bombas de Reflujo de la Torre Separadora de Butanos.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
17	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
18	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
19	Fuga de fluido por falla en el cabezal de descarga de las Bombas de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
20	Fuga de fluido por falla en el cabezal de descarga de las Bombas de Fondo de la Torre Fraccionadora de Gasolina.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
21	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Pentano.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
22	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Recibidor de Propano hacia el cabezal de succión de las Bombas de Transferencia de Propano.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
23	Fuga de fluido por falla en el cabezal de descarga de las Bombas de Transferencia de Propano.	Escenario NO Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo
24	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Recibidor de Propano proveniente de los Tratadores de Propano.	Escenario Aplica para Análisis Cuantitativo de Riesgo

4.2. PROCESO DE ANÁLISIS DE CUANTITATIVO DE RIESGO PARA AISLAMIENTO DE EMERGENCIA

La estimación Cuantitativa del Riesgo consistió, en primera instancia, en la estimación de la frecuencia usando árboles de eventos y la estimación de la consecuencia usando un software especializado para el cálculo de los niveles de dispersión y radiación de las consecuencias de interés, simulados en distintos tiempos de actuación del sistema de bloqueo, a saber 1, 5, 15 y 60 minutos, considerando las fuentes de ignición en cada caso.

Para el análisis de Reducción de Riesgo, cada escenario fue evaluado haciendo énfasis en los efectos generados sobre el personal y los equipos e instalaciones por incendios y/o explosiones generadas por pérdidas de contención en orificios pequeños de ¼" y 1" típicos de eventos como falla en empaaduras, uniones, estoperas de equipos rotativos, corrosión, pinchazos, entre otros, que generarán escenarios creíbles de incendio.

El daño potencial estudiado en esta evaluación está relacionado con los siguientes eventos típicos:

- Fuga con cálculo de tasa de liberación para dispersión e ignición retardada con deflagración para formación de fogonazo (Flashfire).
- Fogonazo 100% del Límite Inferior de Inflamabilidad con 100% del personal afectado.
- Fuga con cálculo de tasa de liberación e ignición inmediata con estimación de nivel de radiación por efecto de chorro de fuego (Jetfire).

Los niveles de consecuencia estudiados contemplan, afectación al personal:

- Radiación de 1,6 kW/m²; con menos del 1% del personal afectado. (Diseño de Rutas de escape).

- Radiación de 5 kW/m²; con menos del 1% del personal afectado. (Límite de Quemaduras).

- Radiación de 7,27 kW/m²; con 1% del personal afectado en 30 segundos. (Límite de 1% de Fatalidad).

Los niveles de consecuencia estudiados contemplan, afectación a los equipos e instalaciones:

- Radiación de 12,1 kW/m² (1% de daño) para calentamiento de estructuras metálicas.

- Radiación de 21,5 kW/m² (50% de daño) para límite de exposición segura para almacenamiento de GLP.

- Radiación de 38 kW/m² (99% de daño) a equipos de proceso.

- Evento de fuga con cálculo de tasa de liberación para explosión de una nube de vapor VCE.

Los niveles de consecuencia estudiados contemplan, afectación al personal:

- Sobrepresión de 1,2 psig; nivel adecuado de protección de las personas.

- Sobrepresión de 2,3 psig; lesiones temporales por efecto de la ráfaga de viento.

- Sobrepresión de 3,5 psig; lesiones serias por efecto de la ráfaga de viento.

Los niveles de consecuencia estudiados contemplan, afectación a los equipos e instalaciones:

- Sobrepresión de 1,35 psig (1% de daño) colapso parcial de paredes y techos no reforzados.

- Sobrepresión de 2,5 psig (50% de daño) a edificaciones y equipos de proceso.

- Sobrepresión de 6,19 psig (99% de daños)

en equipos.

Cada evento desarrollado a partir de un escenario se convierte en un sub escenario, es decir, del escenario de fuga/ruptura de una línea en específico, un sub-escenario podría ser estudiar el efecto de un fogonazo a partir de esa fuga. Así cada escenario dará origen a trece (13) sub-escenarios diferentes, un (01) sub-escenario de fogonazo, tres (03) sub-escenarios de radiación con efectos sobre el personal, tres (03) sub-escenarios de radiación con efectos sobre las instalaciones, tres (03) sub-escenarios de sobrepresión con efectos sobre el personal y tres (03) sub-escenarios de sobrepresión con efectos sobre las instalaciones.

Los efectos adversos derivados de un escenario en este estudio son enfocados a su incidencia sobre el personal que labora en el área y sus adyacencias (se estimó que las consecuencias no se extienden más allá de los límites de la instalación por lo que no se afectan a terceros) y sobre los equipos e instalaciones y su relación con la afectación de las estructuras y las operaciones.

El riesgo cada sub escenario fue evaluado haciendo el uso de la matriz de riesgo de la norma PDVSA SI-S-19 haciendo comparación directa de la severidad y frecuencia de cada sub-escenario sobre la matriz, tanto para los sub-escenarios que afectan al personal como los que afectan a las instalaciones.

En la Tabla 3, se muestran los resultados de la evaluación de riesgo realizado para uno de los niveles de consecuencia evaluados en cada escenario que aplicó para el análisis cuantitativo de riesgo.

Tabla 3. Estimación del Nivel de Riesgo para escenario de Fuga de fluido de la Torre Despropanizadora por falla en la tubería de fondo hacia el Pre calentador de Butano.

Sub - Escenario		Riesgo Personas	Riesgo Instalaciones
1	Fogonazo 100% Fatalidades 100% LII	Medio	
2	Radiación 1,6 kW/m2 Escape	Bajo	
3	Radiación 5 kW/m2 Quemaduras		
4	Radiación 7,27 kW/m2 1% Fatalidad		
5	Sobrepresión 1,2 psig Nivel Protección Adecuado		
6	Sobrepresión 2,3 psig Lesiones leves		
7	Sobrepresión 3,5 psig Lesiones Moderadas		
8	Radiación 12,1 kW/m2 Estructuras Metálicas		Bajo
9	Radiación 21,5 kW/m2 Límite Exposición Recipientes GLP		
10	Radiación 38kW/m2 Daño Equipos de Proceso		
11	Sobrepresión 1,35 psig Colapso parcial Estructuras	Bajo	
12	Sobrepresión 2,5 psig Daño a Estructuras y Equipos		
13	Sobrepresión 6,19 psig 99% Daños		

El riesgo de afectar a las instalaciones y equipos por escenarios creíbles de incendio con orificios de fuga de ¼" y con niveles de intensidad de 12,1 kW/m2 y 21,5 kW/m2 es BAJO. solo tienen efecto localizado sobre los mismos equipos que originan el evento y sus equipos adyacentes. Igualmente, la frecuencia de ocurrencia de estos eventos siempre está dentro de los valores de riesgo tolerable para PDVSA.

El riesgo de afectar a las instalaciones y equipos por escenarios creíbles de incendio con orificios de fuga de ¼" y con niveles de intensidad de 38,0 kW/m2 es MEDIO debido a la asignación de Máxima Pérdida Estimada a este escenario por el nivel de radiación asociado al mismo y sólo tienen localizado sobre los mismos equipos que originan el evento y sus equipos adyacentes, aun así su frecuencia de ocurrencia está muy por debajo de lo indicado en el índice de tolerancia de riesgo de la matriz de evaluación lo cual hace que sea un riesgo TOLERABLE. Para el escenario de mayor radiación (38,0 kW/m2) la instalación cuenta con medidas de reducción de riesgo efectiva entre las cuales están; el revestimiento de las estructuras con material de protección contra incendio pasivo (Revestimiento Contra Incendios - Fireproofing), el Sistema de Detección de Gas y Fuego, el sistema Automático de Extinción de Incendio, el Sistema Manual de Extinción de Incendio y un diseño adecuado en cuanto a separación entre equipos.

Adicionalmente, como resultado de las simulaciones de la estimación de consecuencias para los escenarios estudiados, en las condiciones estudiadas, se observó que la formación de la nube inflamable

es casi que instantánea (menos de 2 minutos para todos los casos), es decir el efecto del bloqueo de la válvula sería mínimo para este tipo de eventos, por esta razón se realizó un análisis diferente para el estudio de los efectos de radiación, ya que estos escenarios si se ven afectados por la forma en que la masa de material inflamable alimenta a la contingencia. Así se procedió a verificar los efectos de la radiación en escenarios de fuga por pérdidas de contención a través de orificios de 2" con accionamiento de la válvula de bloqueo a instalar en un tiempo de 5 minutos luego de ocurrida la fuga (tiempo medio estimado de cierre de una válvula de bloqueo automática operada remotamente). Esto permitió verificar el tiempo que la masa contenida en el recipiente y las tuberías contempladas en la simulación alimentarían la contingencia hasta extinguirse por efecto de vaciado como consecuencia del bloqueo. El uso de 5 minutos para el tiempo de bloqueo atiende al valor promedio estimado de cierre de una válvula de bloqueo automática con operación remota, según las referencias de HSE y CCPS.

En la figura 6, se muestra el efecto de la colocación de la válvula de aislamiento de emergencia en el escenario de Fuga de fluido de la Torre Despropanizadora por falla en la tubería de fondo hacia el Precalentador de Butano, donde se puede evidenciar la afectación en metros para cada nivel de afectación en función al tiempo, bajo el efecto de corte de alimentación de material inflamable a la contingencia.

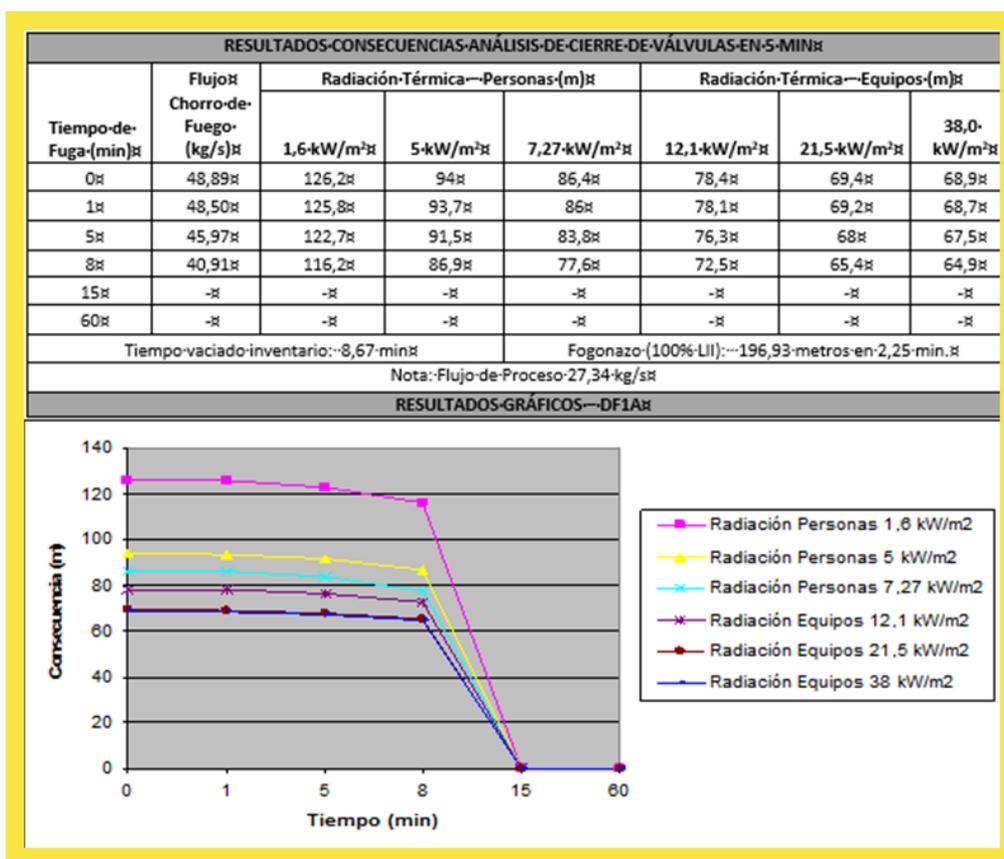


Figura 6. Estimación de Consecuencias para Bloqueo a 5 min y Variación de Condiciones de Fuga para escenario de Fuga de fluido de la Torre Despropanizadora por falla en la tubería de fondo hacia el Precalentador de Butano.

Para el caso de los efectos sobre el personal, el tiempo de exposición máximo es de 16,5 minutos a una radiación máxima de 7.27 kW/m², cercano a la parte inferior de la curva de umbral del dolor y por debajo de niveles de quemaduras de segundo grado.

En el caso de los efectos a las estructuras, para exposición de equipos de procesos a radiaciones máximas de 38 kW/m², se estableció un umbral de 20 minutos por pulgadas de espesor para comenzar a evidenciar efectos severos (esto es compatible con el valor de tiempos medios de la IR-S-19), por lo que una exposición máxima de 16,5 minutos estaría dentro de los rangos a soportar por una estructura bien diseñada y mantenida.

4.3. PROCESO DE ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO RIESGO PARA AISLAMIENTO DE EMERGENCIA

Los escenarios fueron analizados también a través de la técnica de Costo Beneficio Riesgo para verificar la potencialidad de su aplicación. Para esto fue necesario actualizar los costos del proyecto y la actualización de los costos de un evento de pérdida mayor estimado por la aseguradora. Los criterios usados para el Análisis Costo Beneficio Riesgo fueron los siguientes:

- Análisis Costo Beneficio Riesgo de afectación al personal: Si el costo estadístico de evitar una fatalidad (ICAF) por medio de la implementación de la medida de control de riesgo (en este caso la instalación de la válvula de bloqueo) es menor que tres (3) veces el valor estadístico de evitar una fatalidad estimada por PDVSA (1.5 MM\$), se dice que la medida es económicamente justificable.
- Análisis Costo Beneficio Riesgo de afectación material: Aunque el costo material por sí solo no justifica la aplicación de la medida de control de riesgo, esto por ser un proyecto de seguridad, se procedió a comparar los costos asociados al escenario sin la utilización de la medida de control de riesgo y con la medida de control de riesgo. Si el costo material se veía disminuido por el uso de la medida de control de riesgo se considera que el proyecto es potencialmente aplicable.
- Análisis Costo Beneficio Riesgo Total (personal y material): El criterio establecido para verificar si la medida de control de riesgo es justificable o no lo es, fue el siguiente: Si la relación Beneficio - Costo es > 0 y la relación Costo / Beneficio < 3 indica que la medida de reducción de riesgo es económicamente justificable.

Como resultado del Análisis Costo Beneficio Riesgo se indica que los escenarios en los cuales se involucran líneas que alimentan bombas de proceso es justificable económicamente la instalación de la medida de control de riesgo y en aquellos escenarios donde se involucren solo línea de interconexión entre equipos de procesos la medida de control de riesgo no es económicamente justificable desde el punto de vista del Análisis Costo Beneficio Riesgo.

Adicionalmente se realizó para cada escenario un análisis de sensibilidad que permitiera evaluar si la relación Beneficio / Costo se mantendría dentro de los límites establecidos en los criterios si existiesen variaciones en los costos del proyecto y en las pérdidas máximas estimadas.

Las consideraciones del análisis de sensibilidad fueron las siguientes:

- Variación del Costo de la Medida de Reducción de Riesgo (VPN CMRR) entre el -15% y el 15%.
- Variación del Beneficio de la implementación de la Medida de Reducción de Riesgo (Beneficio en Evitar la Afectación al Personal (BFE) + Beneficio en Evitar la Afectación Material (BEDM) entre el -15% y el 15%.

El análisis de sensibilidad arrojó resultados consistentes con el análisis Costo Beneficio Riesgo, lo cual significa que todas las medidas que resultaron económicamente justificables se mantienen dentro de este rango (económicamente justificable) para las variaciones estudiadas. De igual manera aquellos escenarios que resultaron No económicamente justificables no cambian su estado para las variaciones estudiadas. La Tabla 4 muestra los resultados obtenidos en cada escenario evaluado.

Tabla 4. Resultados del Análisis Costo Beneficio Riesgo para los escenarios asociados a un tren.

Escenario	Descripción del Escenario	ACBR
1	Fuga de fluido de la Torre Despropanizadora por falla en la tubería de fondo hacia el Pre calentador de Butano.	No se Justifica Económicamente
2	Fuga de fluido de la Torre Desbutanizadora por falla en la tubería de fondo hacia los Intercambiadores.	Se Justifica Económicamente
3	Fuga de fluido de la Torre Separadora de Butanos por falla en la tubería de fondo hacia el cabezal de succión de las Bombas de Normal - Butano.	Se Justifica Económicamente
4	Fuga de fluido de la Torre Fraccionadora de Gasolina por falla en la tubería de fondo hacia el cabezal de succión de las Bombas de Gasolina.	Se Justifica Económicamente
5	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Despropanizadora hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Despropanizadora.	Se Justifica Económicamente
6	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Desbutanizadora hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Desbutanizadora.	Se Justifica Económicamente
7	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Desbutanizadora hacia la Torre Separadora de Butanos.	No se Justifica Económicamente
8	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Separadora de Butanos hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Separadora de Butanos.	Se Justifica Económicamente
9	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina hacia el cabezal de succión de las Bombas de Reflujo de la Torre Fraccionadora de Gasolina.	Se Justifica Económicamente
10	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Acumulador de Pentano hacia el Intercambiador.	No se Justifica Económicamente
11	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Recibidor de Propano hacia el cabezal de succión de las Bombas de Transferencia de Propano.	Se Justifica Económicamente
12	Fuga de fluido por falla en la tubería de fondo del Recibidor de Propano proveniente de los Tratadores de Propano.	No se Justifica Económicamente

CONCLUSIONES

- La metodología presentada en este estudio sirve de complemento a la aplicación de mejores prácticas en el diseño de instalaciones en la industria de los procesos, al permitir realizar un diseño basado en desempeño con la incorporación de las técnicas de Análisis Cuantitativo de Riesgo y Costo Riesgo Beneficio.
- El diagrama de flujo desarrollado para la identificación de escenarios peligrosos garantiza la colocación de las válvulas de aislamiento de emergencia únicamente en las áreas requeridas en instalaciones con requerimientos de aislamiento de inventarios, evitando la instalación de válvulas en todos los puntos de fuga de la instalación o en aquellos considerados como innecesarios.
- Con la metodología planteada se optimizó el número de válvulas de aislamiento de emergencia requeridas en la instalación evaluada. De las 24 válvulas propuestas originalmente, solo 12 deben ser instaladas por cada tren de fraccionamiento, lo que representó un ahorro de US\$ 6.27 MM para la ejecución del proyecto.
- El nivel de riesgo de incendio y explosión para los eventos estudiados, tanto para el personal como para los equipos e instalaciones, es Tolerable. Adicionalmente, de la cuantificación de los peligros potenciales asociados a los eventos estudiados, se observó que la extensión de las consecuencias no afecta a terceros más allá del área industrial relacionada con la instalación.
- Las consecuencias derivadas de la formación de la mezcla explosiva (formación de la nube) no se ve afectada por la colocación de la válvula de bloqueo ya que el tiempo de la formación total de la nube (en la mayoría de los casos) es menor que el tiempo estimado de cierre de la válvula de bloqueo (5 min / 300 seg). Las normas PDVSA y los lineamientos de la HSE aclaran que el Análisis Costo Beneficio Riesgo no debe ser utilizado para la no observancia de una norma de diseño y seguridad, una buena práctica de ingeniería o el diseño de capas de seguridad, por lo que aun así se recomienda la instalación de la misma.
- El Análisis Costo Beneficio Riesgo arrojó resultados que indican que los escenarios asociados a fugas y rupturas a líneas de succiones de bombas son financieramente justificables, esto es debido a la frecuencia de ocurrencia de un evento esperado en el sello de las mismas. Por otra parte, los escenarios de fuga y ruptura de líneas que interconecta recipientes resultaron no ser justificadas financieramente, sin embargo, en estos casos prevalece el criterio de instalarlas de acuerdo a las recomendaciones, normas y buenas prácticas

de ingeniería relacionadas con cada escenario.

- El análisis de sensibilidad arrojó resultados consistentes con el Análisis Costo Beneficio Riesgo, así, todas las medidas que resultaron económicamente justificables se mantienen dentro de este rango (económicamente justificable) para las variaciones estudiadas. De igual manera aquellos escenarios que resultaron No económicamente justificables no cambian su estado para las variaciones estudiadas.

AUTORES



Romel Rodriguez

CSF Consultoría en Seguridad Funcional Venezuela

E-mail: rodriguezrx@csf.com.ve



Eliana Berroteran

CSF Consultoría en Seguridad Funcional Venezuela

E-mail: berroterane@csf.com.ve



Edmundo Minguet C.

MJ Ingeniería C.A. Venezuela

E-mail: eminguet@gmail.com

MODELO API RP 581 PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO FINANCIERO EN EL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO ESTÁTICO

El análisis del riesgo ha sido utilizado de manera informal a lo largo de la historia de la humanidad, asociado siempre con la toma de decisiones. Estas corresponden a cuestiones tan simples como cruzar una calle o tan complejas como el diseño y operación de instalaciones industriales. En cualquier caso existen múltiples posibilidades, unas mejores y otras peores, cuya elección supone valorar y aceptar el riesgo asociado con la incertidumbre del resultado futuro.

El proceso de análisis del riesgo ha ido evolucionando a lo largo de la historia, aunque siempre ha estado basado en la recolección del mayor volumen de información posible acerca del problema y en la experiencia adquirida en el análisis de problemas similares.

El término riesgo financiero es un término utilizado para referirse a la posibilidad de que los beneficios obtenidos sean menores a los esperados, este concepto engloba la posibilidad de que ocurra cualquier evento que derive en consecuencias financieras negativas.



En este sentido hablar en términos de riesgo financiero es hablar el idioma que la alta dirección de la empresa entiende, lo que conlleva a facilitar la toma de decisiones, sobre todo en tiempo de crisis económicas. El mantenedor de hoy día está obligado a incorporar este concepto en su que hacer diario, en la toma de decisiones y es fundamental para poder entenderse con la alta dirección.



Este artículo tratará de llevar de la mano al lector en el cálculo del riesgo financiero asociado al mantenimiento del equipo estático.

COMO CALCULAMOS EL RIESGO FINANCIERO

Para poder llegar a tener una visual lo mas parecida a la realidad del riesgo financiero presente en nuestros equipos se deben en primera instancia tener bien definidos los siguientes conceptos:



RIESGO: Sensación que todo humano siente cuando entra en contacto con elementos peligrosos, principalmente asociada al efecto del desconocimiento o incertidumbre sobre la condición o barrera que los protegen.

APRECIACIÓN DEL RIESGO: Es el proceso simultaneo de identificación, Análisis y evaluación.

- Identificación del Riesgo: Proceso para localizar, listar y caracterizar los elementos del riesgo.
- Estimación/Análisis del Riesgo: Proceso usado para asignar valores de probabilidad y consecuencias de un riesgo.
- Evaluación del Riesgo: Proceso usado para comparar el riesgo estimado contra un criterio de riesgo para determinar la importancia del nivel de riesgo.

EQUIPO ESTÁTICO: Son aquellos activos cuya función principal es contener el fluido del proceso, estamos hablando entonces de tuberías, tanques, recipientes a presión, válvulas e intercambiadores de calor.

Estos equipos se caracterizan por dos aspectos claves, el primero tienen una baja frecuencia de falla, pero sus consecuencias de falla generalmente son catastróficas, es por ello que cuando decidimos calcular el riesgo de los mismos es importante entender que para los equipos estáticos el riesgo asociado esta íntimamente relacionado con la magnitud de la pérdida de la función contención, bien sea parcial o total.

Por lo tanto dependiendo del tipo de fluido que se maneje bien sea, tóxico, altamente explosivo, acido o vapor esto va a estar asociado a la magnitud de sus consecuencias de fuga, por lo que para esta familia de equipos se calculan dos tipos de consecuencias una por área de afectación y en base a esta área de afectación se calculan las consecuencias financieras de la perdida de la función contención.

La practica recomendada API 581 tiene establecido un procedimiento que permite al ingeniero de mantenimiento efectuar ambos cálculos, dando como resultado la resolución de uno de los problemas principales de los responsables del mantenimiento, justificar con el idioma que la gerencia entiende (USD), toda su gestión, desde el punto de vista de mostrar el valor que se aporta al negocio cuando se establece un sistema de integridad mecánica basada en riesgo.

Cuando un equipo estático falla, este genera un área de consecuencias, que debe ser determinada

previamente para poder llegar al cálculo de riesgo financiero, en este sentido el cálculo de dichas consecuencias basadas en área está establecida paso a paso en la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo que propone el API RP 581.



UNIDADES EN LAS QUE DEBEMOS MANEJAR EL RIESGO:

Como lo hemos dicho anteriormente el riesgo tiene dos componentes, una correspondientes a la frecuencia de falla y otra a las consecuencias de falla. Así , una de las maneras más simples y comunes de expresar el riesgo de una secuencia accidental es establecido en la práctica Recomendada API 581, la cual desarrolla un modelo cuantitativo de cálculo de riesgo, el mismo parte de las siguientes ecuaciones:

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA \quad \text{for Area - Based Risk}$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC \quad \text{for Financial - Based Risk}$$

In these equations:

- *CA* is the consequence impact area expressed in units of area; and,
- *FC* is the financial consequence expressed in economic terms.

Como puede apreciarse ambas ecuaciones son para calcular riesgo, solo se diferencian en el cálculo de consecuencias, hablamos entonces que podemos calcular riesgo en base al área de afectación producida por la pérdida de la función contención del equipo analizado, la

segunda ecuación es la asociada al cálculo de riesgo financiero que utiliza como insumo las consecuencias calculadas en base a área para su cálculo.

CÁLCULO DE LAS CONSECUENCIAS FINANCIERAS

Es en base al área de consecuencias de falla que el procedimiento API RP 581 establece el área de consecuencias financieras, calculando cinco tipos costos, los cuales menciono a continuación:

1. Costos de reemplazo y/o reparación del equipo que falló (*FC cmd*)
2. Costos de reemplazo o reparación de otros equipos afectados (*FC affa*)
3. Costos asociados con producción diferida o interrupción del negocio como resultado del tiempo fuera de servicio por la reparación o reemplazo de los equipos afectados. (*FC prod*)
4. Costos por potenciales daños a las personas (*FC inj*)
5. Costos de remediación del medio ambiente causados por la pérdida de la función contención. (*FC environ*)

El cálculo de consecuencias financiera se traduce en la siguiente ecuación tomada directamente de la práctica recomendada API 581:

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ}$$

A continuación veamos una pequeña explicación de cada uno de los factores anteriormente señalados, en función de lo establecido por la práctica recomendada API 581.

Es importante resaltar que este es un modelo de cálculo recomendado por la práctica recomendada, no es de uso obligatorio siempre y cuando contemos con un procedimiento e información válida para obtener el costo que calcularemos.

Es importante resaltar que las unidades de los costos están calculadas en USD y se requiere como insumo la siguiente información:

- Costo de venta del producto.
- Costo ambiental remediación del ambiente.
- Producción promedio.
- Costo estimado de la planta.
- Costo por pérdidas humanas: 1 persona
- Densidad poblacional en planta.

1. COSTOS DE REEMPLAZO Y/O REPARACIÓN DEL EQUIPO QUE FALLÓ (FC cmd)

El método API RP 581 para el cálculo de los costos de reparación funciona bajo presunción de que hay un costo específico asociado a cada escenario de ruptura posible (tamaño del agujero de fuga) y que éstos son únicos para cada equipo. Esta premisa se fundamenta en las diferencias inherentes en los costos asociados a reparar los diferentes tamaños de agujero seleccionados por API, los cuales se indican a continuación en la Tabla 1 (tomada de la Tabla 4.4 del API RP 581).

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, d_n (inch)
1	Small	0 – ¼	$d_1 = 0.25$
2	Medium	> ¼ – 2	$d_2 = 1$
3	Large	> 2 – 6	$d_3 = 4$
4	Rupture	> 6	$d_4 = \min [D, 16]$

Tabla 1. Diferentes tipos de agujeros analizados por la norma API RP 581

Esta premisa se fundamenta en que un pequeño agujero en un sistema se puede reparar a veces con poco o nada de impacto en la producción por medio de una abrazadera temporal mientras se espera hasta una reparación permanente durante una parada programada de mantenimiento. Agujeros

más grandes no permiten generalmente esta opción, por lo que para tamaños de agujeros mayores se incrementan los impactos en producción.

Table 4.15 – Component Damage Costs

Equipment Type	Component Type	Damage Cost (2001 US Dollars), <i>holecost</i>			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	10,000	20,000	100,000	300,000
	COMPR	5,000	10,000	50,000	100,000
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS, HEXTUBE	1,000	2,000	20,000	60,000
Pipe	PIPE-1	5	0	0	20
	PIPE-2	5	0	0	40
	PIPE-4	5	10	0	60
	PIPE-6	5	20	0	120
	PIPE-8	5	30	60	180
	PIPE-10	5	40	80	240
	PIPE-12	5	60	120	360
	PIPE-16	5	80	160	500
	PIPEGT16	10	120	240	700
Pump	PUMP2S, PUMP1S	1,000	2,500	5,000	5,000
	PUMPR	1,000	2,500	5,000	10,000
Tank	TANKBOTTOM	5,000	0	0	120,000
	COURSES-10	5,000	12,000	20,000	40,000
Vessel/FinFan	KODRUM, DRUM	5,000	12,000	20,000	40,000
	FINFAN	1,000	2,000	20,000	60,000
	FILTER	1,000	2,000	4,000	10,000
	REACTOR	10,000	24,000	40,000	80,000
	COLTOP, COLMID, COLBTM	10,000	25,000	50,000	100,000

Tabla 2. Costos de reparación por tamaño de agujero

En la Tabla 4.15 del API RP 581, se incorporan los costos asociados a las reparaciones, estos deben ser utilizados en los casos donde no se cuenta o desconoce la información. Es importante resaltar que el costo es dado al dólar 2001 por lo que debe actualizarse con la inflación al año del estudio.

La Tabla 2 establece los costos para reparaciones de equipos de acero al carbono, para el caso de equipos de materiales diferentes la misma debe ser ajustada mediante el uso de la Tabla 3 (tomada de la Tabla 4.16 del API RP 581).

Table 4.16 – Material Cost Factors

Material	Cost Factor, <i>matcost</i>	Material	Cost Factor, <i>matcost</i>
Carbon Steel	1.0	90/10 Cu/Ni	6.8
1.25Cr-0.5Mo	1.3	Clad Alloy 600	7.0
2.25Cr-1Mo	1.7	CS "Teflon" Lined	7.8
5Cr-0.5Mo	1.7	Clad Nickel	8.0
7Cr-0.5Mo	2.0	Alloy 800	8.4
Clad 304 SS	2.1	70/30 Cu/Ni	8.5
Polypropylene Lined (pp)	2.5	904L	8.8
9Cr-1Mo	2.6	Alloy 20	11
405 SS	2.8	Alloy 400	15
410 SS	2.8	Alloy 600	15
304 SS	3.2	Nickel	18
Clad 316 SS	3.3	Alloy 625	26
CS "Saran" Lined	3.4	Titanium	28
CS Rubber Lined	4.4	Alloy "C"	29
316 SS	4.8	Zirconium	34
CS Glass Lined	5.8	Alloy "B"	36
Clad Alloy 400	6.4	Tantalum	535

Tabla 3.- Factor de ajuste de costos según el material

En conclusión el cálculo del costo de reparación del componente dañado es un promedio ponderado de la probabilidad de los costos individuales de la reparación determinados para cada tamaño de agujero de fuga y se calcula usando la siguiente ecuación.

$$FC_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot holecost_n}{gff_{total}} \right) \cdot matcost$$

2. COSTOS DE REEMPLAZO O REPARACIÓN DE EQUIPOS AFECTADOS (FC *affa*)

Los costos por daños a otros equipos solamente son calculados para eventos asociados con una explosión o un incendio, cuyos niveles de radiación puedan llegar a tener un nivel mayor o igual a 12000 BTU/hr-pie², todos los equipos que queden dentro del área de afectación o consecuencia calculadas por daños a equipos deben ser contabilizados, dentro del API RP 581, para este caso se hace una aproximación es decir se asume que el Costo por Daños a otros Equipos es muy similar al Costo por Área de la planta, es decir debemos dividir el valor en libras del activo entre los metros cuadrados de superficie, esto nos dará el valor del equipcost de la formula: $FC_{affa} = CA_{cmd} \cdot equipcost$

3. COSTOS ASOCIADOS CON PRODUCCIÓN DIFERIDA O INTERRUPCIÓN DEL NEGOCIO COMO RESULTADO DEL TIEMPO FUERA DE SERVICIO POR LA REPARACIÓN O REEMPLAZO DE LOS EQUIPOS AFECTADOS. (FC prod)

Los costos asociados a la pérdida de producción o interrupción del negocio son calculados en función de la producción diferida y tiempo fuera de servicio que cause la reparación de los daños tanto del equipo fallado como los equipos afectados.

Como primer paso se determinará la cantidad de días fuera de servicio. En la Tabla 6 (tomada de la Tabla 4.17 del API RP 581), se establece un estimado de días fuera de servicio por tipo de equipos y por tamaño de agujero, para ello utilizaremos la siguiente ecuación:

$$Outage_{cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot Outage_n}{gff_{total}} \right) \cdot Outage_{mult}$$

Nota: Donde *Outage mult* corresponde a un multiplicador o ajuste de interrupciones del equipo que se puede utilizar para aumentar los días de interrupción si se considera necesario.

Table 4.17 – Estimated Equipment Outage

Equipment Type	Component Type	Estimated Outage in Days, <i>Outage_n</i>			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC, COMPR	NA	3	7	NA
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS	2	3	3	10
	HEXTUBE	NA	NA	NA	NA
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	0	NA	NA	1
	PIPE-4	0	1	NA	2
	PIPE-6	0	1	2	3
	PIPE-8	0	2	2	3
	PIPE-10	0	2	2	4
	PIPE-12	1	3	4	4
	PIPE-16	1	3	4	5
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	0	0	0	NA
	TANKBOTTOM	5	NA	NA	50
Tank	COURSE-1 through 10	2	3	3	14
	KODRUM	2	3	3	10
Vessel/FinFan	FINFAN	0	0	2	3
	FILTER	0	1	2	3
	DRUM	2	3	3	10
	REACTOR	4	6	6	21
	COLTOP, COLMID, COLBTM	3	4	5	21

Notes:

- The outage day values listed above are estimates. The end user should review these to reflect their specific requirements
- NA – Not applicable means that these hole sizes are not used for these component types. Refer to [Part 3, Annex 3.A Section 3.A.3.2](#).

Tabla 6. Días fuera de servicio por tipo de equipos y por tamaño de agujero

Como segundo paso se calculará el tiempo muerto o tiempo en reparar los daños a equipos circundantes, para ello utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\text{Outage}_{\text{affa}} = 10^{1.242+0.585 \cdot \log_{10}[\text{FC}_{\text{affa}} - (10)^{-6}]}$$

Nota: Donde FC_{affa} corresponde a los costos de reemplazo o reparación de otros equipos afectados

En conclusión los costos totales por pérdida de producción e interrupción del negocio serán calculados por:

$$\text{FC}_{\text{prod}} = (\text{Outage}_{\text{cmd}} + \text{Outage}_{\text{affa}})(\text{prodcost})$$

Donde prodcost , corresponde al costo de la producción perdida en USD/día

4. COSTOS POR POTENCIALES DAÑOS A LAS PERSONAS (FC_{inj})

Para la determinación de los costos asociados a daños a personas se deben tomar en cuentas dos factores muy importantes, en primera instancia la densidad demográfica (popdens), la cual debe ser ajustada a la realidad dependiendo de la ubicación de cada equipo.

El otro factor necesario es el costo de un individuo afectado (injcost). Otro aspecto importante que se debe tomar en cuenta es la vulnerabilidad del ser humano a la radiación térmica procedente de un incendio, la misma puede causar daños tanto en personas como en instalaciones. Los individuos pueden sufrir quemaduras de diversos grados con resultado de muerte a partir de ciertos valores de la intensidad de la radiación recibida y del tiempo de exposición.

En primera instancia la ecuación para el cálculo de las personas afectadas será dada por:

$$\text{FC}_{\text{mj}} = \text{CA}_{\text{mj}} \cdot \text{popdens} \cdot \text{injcost}$$

Esta es la relación establecida por API RP 581 donde juegan un papel importante el área afectada por la explosión o incendio con capacidad de afectar a personas, la densidad poblacional de la zona donde se encuentra ubicado el equipo y el “costo” asociado a la muerte de una persona.

5. COSTOS DE REMEDIACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE CAUSADOS POR LA PERDIDA DE LA FUNCIÓN CONTENCIÓN. ($\text{FC}_{\text{environ}}$)

El costo de limpieza depende de la ubicación del derrame, no es lo mismo un derrame en tierra que un derrame sobre un cuerpo de agua, en estos últimos los costos son muchísimo mayores.

Otro aspecto importante que se tomara en cuenta es que los costos de limpieza se aplican solamente a los líquidos indicados en la Tabla 9 (tomada de la Tabla 5.18 del API RP 581), ya que ellos son considerados con potencial para dañar el ambiente. Por otra parte, se asume que cualquier líquido con un punto de ebullición menor que 93° [200°F] se evaporará fácilmente y los costos ambientales serán insignificantes.

Para el cálculo inicialmente se estimara la cantidad de fluido que saldrá al ambiente para ello se utilizará la siguiente ecuación:

$$\text{mass}_n = \min \left[\{ \text{rate}_n \cdot \text{ld}_n \}, \text{mass}_{\text{avail},n} \right]$$

Se calculará mediante la siguiente ecuación la cantidad de fluido que realmente será “lanzado” al ambiente eliminando de la masa total la cantidad evaporada:

$$vol_n^{env} = \frac{C_{13} \cdot mass_n (1 - frac_{evap})}{\rho_l}$$

materiales peligrosos pueden ser determinará sumando los costos individuales discutidos anteriormente como se muestra en la siguiente ecuación:

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ}$$

Table 5.18 – Fluid Leak Properties

Fluid	Molecular Weight	Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Fraction Evaporated in 24 Hours (Note 1) <i>frac_{evap}</i>
C1-C2	23	15.639	-193	1.00
C3-C5	58	36.209	31	1.00
C6-C8	100	42.702	210	0.90
C9-C12	149	45.823	364	0.50
C13-C16	205	47.728	502	0.10
C17-C25	280	48.383	651	0.05
C25+	422	56.187	981	0.02
Acid	18	62.3	212	0.90
H ₂	2	4.433	-423	1.00
H ₂ S	34	61.993	-75	1.00
HF	20	60.37	68	1.00
CO	28	50	-312	1.00
DEE	74	45	95	1.00
HCL	36	74	-121	1.00
Nitric Acid	63	95	250	0.80
NO ₂	90	58	275	0.75
Phosgene	99	96	181	1.00
TDI	174	76	484	0.15
Methanol	32	50	149	1.00
PO	58	52	93	1.00
Styrene	104	42.7	293	0.60
EEA	132	61	313	0.65
EE	90	58	275	0.75
EG	62	69	387	0.45
EO	44	55	51	1.00

Tabla 9. Propiedades de los Fluidos potenciales a dañar el ambiente

En conclusión los costos de remediación al ambiente serán calculados mediante la siguiente ecuación:

$$FC_{environ} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot vol_n^{env}}{gff_{total}} \right) \cdot envcost$$

Finalmente Las consecuencias financieras de una falla de contención y posterior liberación de

CÁLCULO DEL RIESGO FINANCIERO

La ecuación requerida para el cálculo del riesgo financiero es la siguiente:

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC \quad \text{for Financial - Based Risk}$$

In these equations:

- FC is the financial consequence expressed in economic terms.

A modo de ejemplo efectuaremos un ejercicio de cálculo:

Si un equipo presenta una frecuencia de falla estimada de una vez cada 50 años es decir 0,02 Fallas/año y sus consecuencias ocasionan los siguientes impactos:

- (50 MMUSD) Costos de reemplazo del equipo que falló (FC cmd)
- (100 MMUSD) Costos de reemplazo de otros equipos afectados (FC affa)
- (50 MMUSD) Costos asociados con producción diferida o interrupción del negocio como resultado del tiempo fuera de servicio por la reparación o reemplazo de los equipos afectados. (FC prod)
- (70 MMUSD) Costos por potenciales daños a las personas (FC inj)
- (30 MMUSD) Costos de remediación del medio ambiente causados por la pérdida de la función contención. (FC environ)

¿Cuanto seria el riesgo financiero asociado a la operación del equipo?

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f(t)$$

Probabilidad de falla

$$P_f(t) = 0,02 \text{ fallas/año}$$

Consecuencias de falla

$$C_f(t) = 300.000.000 \text{ USD/falla}$$



$$R(t) = 6.000.000 \text{ USD/año}$$

Aspiro con este artículo, servir de guía para que otras personas puedan iniciar el camino de construcción de su propia experiencia sobre todo las nuevas generaciones de profesionales, solo pido me retroalimente a fin de que podamos hacer que juntos el conocimiento en esta materia evolucione y se fortalezca.

“Una de las pocas cosas que crece cuando se comparte es el conocimiento, compártelo con todos aquellos que creas le pueda ser de utilidad”

AUTOR



Robinson Medina

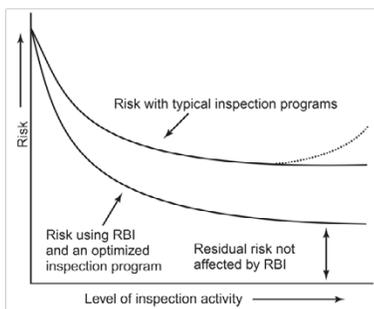
Consultor Senior en Gestión de Activos, Confiabilidad e Integridad Mecánica.

E-mail: robinson.medina@gmail.com

METODOLOGIA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) API 581

API 581 es una práctica recomendada que provee una guía metodológica para desarrollar un programa de inspección basado en riesgo en equipos estáticos y tuberías de proceso en la industria de petroquímica, el objetivo de este tipo de programas o análisis de RBI es reducir el riesgo basado en la inspección de los activos teniendo en cuenta que a mayor conocimiento del estado del activo menor será la probabilidad de falla (Ver gráfica 1).

La evolución de API 581 inicia en 1993, el instituto

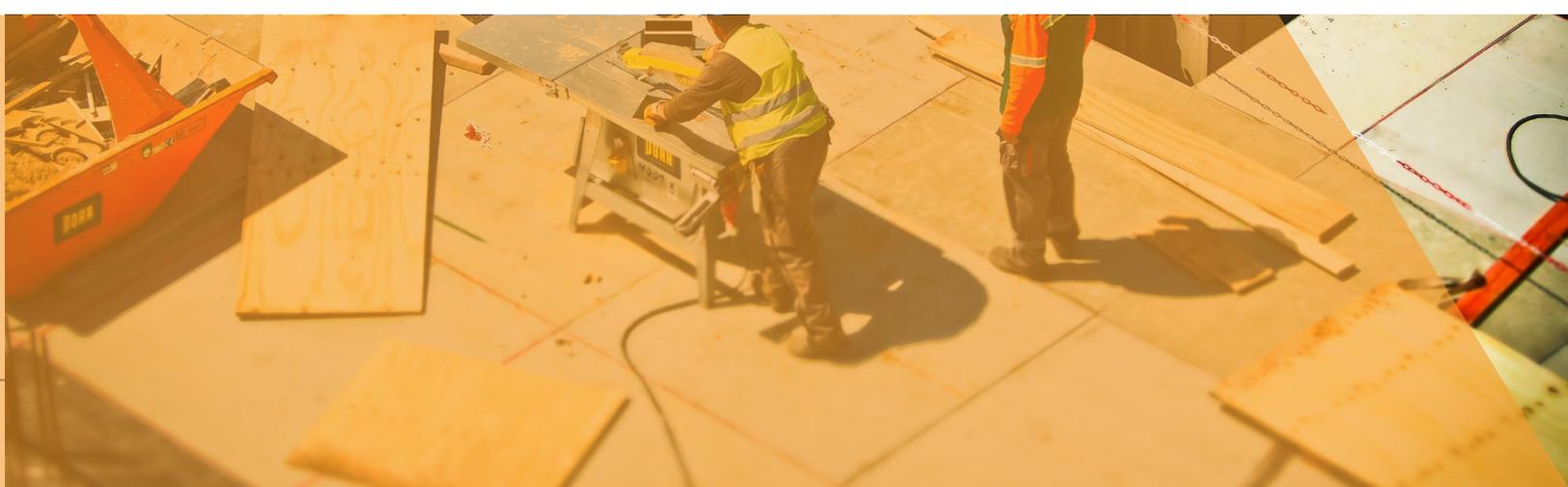


americano de petróleo, inicia un proyecto de inspección basado en riesgo, patrocinado por la industria (Amoco; ARCO; Ashland; BP;

Chevron; CITGO; Conoco; Dow Chemical; DNO Heather; DSM Services; Equistar Exxon; Fina; Koch; Marathon; Mobil; Petro-Canadá; Phillips;

SaudiAramco; Shell; Sun; Texaco; y UNOCAL), “como un método para el uso del riesgo para priorizar los esfuerzos de gestión de un programa de inspección. En una planta operativa, un gran porcentaje del riesgo relativamente alto, es asociado con un pequeño porcentaje de equipos. RBI permite manejar los recursos de mantenimiento e inspección para proveer un más alto nivel de cobertura en los ítems de más alto riesgo y un esfuerzo apropiado con los ítems de más bajo riesgo.” La inspección basada en riesgo (RBI), se establece como metodología en la industria desde los años 90's y con mucha acogida a partir del 2000 con la publicación del documento API 581 primera edición (Inspección basada en riesgo-BRD), como respuesta a las estrategias de mantenimiento con frecuencias establecidas que no eran las adecuadas para gestión de integridad por inspección de los activos físicos.

La práctica recomendada API 581, ha tenido dos actualizaciones: una en 2008, en donde se elimina el Apéndice A; que establecía la metodología de análisis cualitativo como



herramienta de “screening” y sus módulos técnicos (con sus respectivos subfactores) de análisis semicuantitativo y cuantitativo, evolucionan a ser parte de la metodología cuantitativa de cálculo de la probabilidad por diferentes mecanismos de degradación. En abril de 2016 API publica su tercera versión de API 581, en donde se introduce el método de distribución estadística de confiabilidad MVFOSM (Método de primer orden del momento segundo del valor medio) para eliminar las tablas genéricas que determinaban el factor de daño en unos mecanismos de daño específicos, a partir del factor “Art” simplificado volviendo a la ecuación establecida en la primera edición de este documento (2000), un valor de relación de esfuerzo (SR) e historial de inspecciones y su efectividad, teniendo en cuenta tres escenarios del estado del activo incluidos en esta nueva versión:

1. El daño no es peor de lo esperado
2. El daño es un poco peor de lo esperado.
3. El daño es considerablemente peor de lo esperado.

Keywords—RBI, Risk based inspection, inspección basada en riesgo, API 581, management, integrity, corrosion, gestión de activos.

I. INTRODUCCIÓN.

Realizada una revisión normativa de API 581 y su evolución a partir de la primera edición publicada en 2000, segunda edición publicada en 2008 y la tercera edición publicada en abril de 2016, se presentan en este artículo en términos generales los cambios que la norma ha tenido a través del tiempo desde la segunda a la tercera edición. La metodología en su estructura general, no presenta modificaciones y sigue su proceso en tres partes:

- a) Parte 1: Metodología de planeación de la inspección
- b) Parte 2: Metodología de probabilidad de falla
- c) Parte 3: Metodología de consecuencia de falla

En la nueva edición (2016) de esta práctica recomendada los cambios que se establecieron, se concentran en el cálculo de probabilidad especialmente en los factores de daño de adelgazamiento (thinning), corrosión externa de componentes ferríticos y corrosión bajo aislamiento (CUI), los cuales se podrían resumir en los siguientes:

- La nueva versión elimina la restricción de usar la matriz genérica de 5X5 desbalanceada para mostrar los resultados del análisis de RBI, permitiendo usar matrices balanceadas y diagramas ISO
- Cambios en el concepto de riesgo objetivo “risk target” por varios objetivos o “targets” que al alcanzarse o superarse ameritan actividades de mitigación.
- Cambios en las categorías de probabilidad y consecuencia.
- Modificación de la metodología de cálculo del factor de daño con eliminación de las tablas genéricas de factor de daño (Df) y su limitación.
- Cambios en la ecuación de Art, para equipos sin “cladding” y diferentes a fondos de tanques atmosféricos (API650), que ya no usa directamente el espesor mínimo requerido, sino el espesor medido por inspección y elimina el sobre conservatismo en algunos aspectos de las ecuaciones de Art de la segunda edición de API 581 que afectaba el resultado final de Factor de daño (Df).

- Se introducen dos ecuaciones de cálculo de factor de relación de esfuerzos del material teniendo en cuenta el esfuerzo máximo de tensión (tensileStrength), el esfuerzo máximo de fluencia (yieldstrength), la velocidad de corrosión y la edad del activo.

- Se introduce el factor de esfuerzo (SR) respecto a la relación del espesor medido con el espesormínimo y el espesor mínimoestructural.

- Según el estado de deterioro del sistema se establece, además, la confianza de la información de velocidades de corrosión en tres casos: alta confianza, media confianza, baja confianza.

- Se introduce la distribución estadística de confiabilidad para el cálculo del factor de daño MVFOSM (Método de primer orden del momento segundo del valor medio), que mide la variabilidad de la velocidad de corrosión en cada uno de los 3 escenarios presentados del estado del activo.

- Los 3 casos de estado de daño establecidos son COV de 0.050 para variables de presión, 0,020 para esfuerzos de flujo y 0.010 para adelgazamiento (thinning).

- El valor de factor de daño puede ser menor a 1, a diferencia de las tablas genéricas de API 581 segunda edición.

- Se incorpora el espesormínimorequerido a la introducen un

- Cambios en la forma de incluir al factor de daño el número de inspecciones según su efectividad.

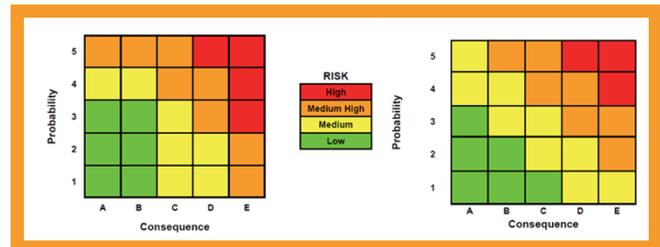
- El límite inferior de factor de daño pasa de ser 1 en la segunda versión de API 581 a 0.1 como valor mínimo en equipos de riesgo muy bajo en la tercera versión de API 581 (2016).

- El límitesuperior de factor de daño se eleva de 5000a 6500 teniendo en cuenta que se eliminan las tablas, que limitaban el Art a 0.65 en la segunda edición.

II. CAMBIOS EN LA TERCERA VERSIÓN API 581 (2016)

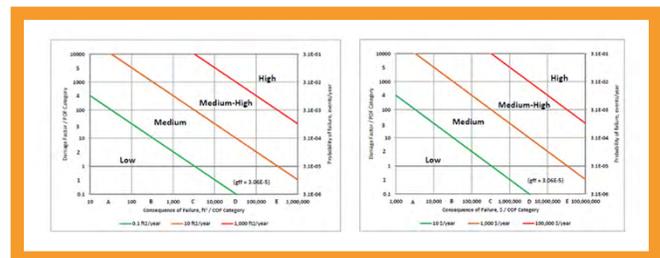
Eliminación de Restricción de usar el matriz genéricasdesbalanceada.

En el numeral 4.3.3.2, la tercera edición exponedos ejemplos de matrices: balanceada o desbalanceada. En la segunda edición (2008), se establecía únicamente la matriz desbalanceada en donde “las categorías de riesgo son asimétricas para indicar que la categoría de consecuencias recibe mayor ponderación” [2], determinación que debería ser establecida por la organización según sus necesidades y no preestablecida desde API 581.



a) Matriz desbalanceada b) Matriz balanceada.
Gráfica 2. Tipos de matriz RBI recomendadas.

Además, se presentala opción al usuario el poder presentar los niveles de riesgo de los activos evaluados, según diagramas de líneas ISO basados en área de consecuencia o en consecuencia financiera:



a) Diagrama ISO b) Matriz balanceada.
Gráfica 3. Diagramas ISO-plot remonedados API 581

Cambios en la concepción de riesgo objetivo “risk target” por varios objetivos o “targets”

En la segunda edición, se establecía que el riesgo objetivo dependía de del “riesgo aceptable” o en otras palabras de la tolerancia al riesgo definido para propósitos de planeación de inspección en términos de áreas de consecuencia o financieros únicamente. En la tercera edición (2016), los “targets” u objetivos limite establecidos, se definen como el máximo nivel aceptable para continuar en operación sin requerir acciones de mitigación [3]. A continuación, se presentan aquellos que podrían establecerse en un programa de RBI según esta edición:

- a. Riesgo objetivo (risk target)
- b. Probabilidad objetivo (PoF target)
- c. Factor de daño objetivo (Df target):
- d. Consecuencia objetivo (CoF target):
- e. Espesor objetivo (Thicknes target)
- f. Máximo intervalo objetivo de inspección (Máximum inspectionintervaltarget)

Cambios en las categorías de probabilidad y consecuencia.

La nueva edición de API 581, cambia las categorías de probabilidad y consecuencia, establecidas en las tablas 4.1, 4.1M, definiendo las categorías en términos de rango de probabilidad, rango de factor de daño (Df) y áreas de consecuencia, también se elimina la tabla 4.2 que establecía las categorías de consecuencia según términos financieros. A criterio del autor una buena decisión pues la tolerancia al riesgo en términos financieros varía de una organización a otra dependiendo su tamaño o capacidad financiera y tolerancia al riesgo. Además, se hacía difícil establecer y sustentar estas categorías genéricas en todas las organizaciones como lo establecía la segunda edición.

Probability Category (1)		Consequence Category (2)	
Category	Range	Category	Range (ft ²)
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 100$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$100 < CA \leq 1000$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$1000 < CA \leq 3000$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$3000 < CA \leq 10000$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA > 10000$

Tabla 1. Categorías de Pof y Cof, Tabla 4.1 de API 581

Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage Factor Range	Category	Range (ft ²)
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA \leq 100$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$100 < CA \leq 1,000$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$1,000 < CA \leq 10,000$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1,000$	D	$10,000 < CA \leq 100,000$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1,000$	E	$CA > 100,000$

Tabla 2. Categorías de Pof y Cof, Tabla 4.1 de API 581

De las nuevas categorías establecidas por API 581 (2016), se puede evidenciar que el factor de daño como limites mínimo, puede llegar a ser menor a 1 y no 2 como en la segunda edición, más adelante se explica en detalle el valor mínimo definido por la tercera edición.

Modificación de la metodología de cálculo del factor de daño con eliminación de las tablas genéricas de factor de daño (Df) y su limitación.

La tercera edición de esta práctica recomendada para RBI, establece un nuevo acercamiento a los cálculos del factor de daño para la probabilidad (POF) en los factores de daño de adelgazamiento (thinning), corrosión externa de componentes ferríticos y corrosión bajo aislamiento (CUI), que incluye de alguna manera un poco más de complejidad en los cálculos; pero que en términos de resultados son más precisos especialmente en las categorías de probabilidad de falla medio altos y altos.

El nuevo acercamiento involucra las ecuaciones establecidas por el modelo distribución estadística de confiabilidad MVFOSM (Método de primer orden del momento segundo del valor medio) para el cálculo del factor de daño y se eliminan las tablas genéricas (tabla 3) de factor de daño (Df) dependientes del factor de relación de la fracción

de pérdida de espesor en cualquier punto en el tiempo de vida operacional del activo “Art”, que ha sido introducido desde la primera edición del año 2000 (Para fondos de tanques se mantiene la tabla de factores de daño).

de estado límite es lineal, entonces su desviación media y estándar son exactamentecalculados. Por el contrario, si la función de estado límite es no lineal, entonces se utilizan aproximacionesla función de primer orden.

Se sabe que MVFORM es menos preciso al estimar la POF a valores muy pequeños (alto índice de confiabilidad), en comparación con otros métodos de estimación (por ejemplo, el Método de Fiabilidad de Primer Orden (FORM), Método de Confiabilidad de Segundo Orden (SORM), etc.), para ecuaciones de estados límite no lineales. MVFORM puede ser excesivamente conservador si las distribuciones de variables de entrada no son normalmente distribuidas.

Cambios en la ecuación de Art, para equipos sin cladding y diferentes a fondos de tanques atmosféricos (API650)

El nuevo acercamiento al DF se calcula utilizando la teoría de la confiabilidad estructural con la distribución ya explicada. Asignando la cantidad de incertidumbre en la tasa de corrosión y que se determina por el número y la efectividad de las inspecciones y el monitoreo en línea que se ha realizado. El Df se actualiza basándose en el aumento de la confianza y en la velocidad de corrosión medida proporcionada por el uso del teorema de Bayes.

Para explicar mejor lo anterior,la tercera versión tiene cambios substanciales que se exponen a continuación:

- Introducción de ecuación de factor de esfuerzo ultimo o “flow stress”

Se introdujo elfactor de esfuerzo ultimo o “flow stress”a la ecuación de Art, el cálculo se realiza

A _r	Inspection Effectiveness												
	E	1 Inspection				2 Inspections				3 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	40	600	300	60	10	540	150	20	5
0.40	900	800	700	400	50	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	60	800	500	160	40	700	270	60	20
0.50	1200	1100	970	600	70	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	80	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.60	1500	1400	1250	850	90	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	100	1600	1100	670	530	1300	880	550	500

A _r	Inspection Effectiveness												
	E	4 Inspections				5 Inspections				6 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
0.14	20	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	1
0.16	90	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1
0.18	250	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1
0.20	400	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	1
0.25	520	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	1
0.30	650	240	40	3	2	180	25	3	2	150	10	2	2
0.35	750	440	60	4	4	350	70	6	4	280	40	5	4
0.40	900	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0.45	1050	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0.50	1200	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0.55	1350	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0.60	1500	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0.65	1900	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

Tabla 3. Factores de daño (Df) segunda edición api 581

Teniendo en cuenta que al usar estados continuos como en la segunda edición de API 581, las variables propias de proceso o del material, podían afectar directamente la velocidad de corrosión (corrosión rate), API 581 en esta nueva edición, Establece el modelo de cálculo basado en MVFOSM que provee la desviación estándar y desviación mediade funciones de estado limite. “En MVFOSM estos dos valores son utilizado para construir una medida de la fiabilidad. La medida se denomina índice de fiabilidad y sirve como un sustituto de la probabilidad de falla. Este índice de confiabilidad es preciso para las funciones de estado límite lineal, pero sufre de la denominadainvariancia cuando la función de estadolimitenoeslineal. Esto esporquesila función

por medio de la ecuación (1) de factor de relación de esfuerzos del material teniendo en cuenta el esfuerzo máximo de tensión (tensile strength) y el esfuerzo máximo de fluencia (yield strength).

$$FS^{Thin} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1.1$$

Se simplificó la ecuación para calcular el Art, teniendo en cuenta la edad del activo, relación del espesor medido con el espesor mínimo medido y la velocidad de corrosión base:

La Ecuación (2) de Art fue establecida para equipos con "cladding" o recubrimiento metálico u otro, diferentes a tanques de almacenamiento (ecuación que se mantiene para fondos de tanques de almacenamiento atmosféricos, API 581 2Ed. (2008):

$$A_n = \max \left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age}{t_{min} + CA} \right), 0.0 \right]$$

Nueva Ecuación (3) de Art equipos sin cladding diferentes a tanques de almacenamiento, API 581 3ra. (2016):

$$A_n = \frac{C_{r,bm} \cdot age_{tk}}{t_{rd}}$$

Además, para equipos con cladding también se modificó y establecieron 2 ecuaciones, se introdujo un condicional en cuanto a la relación de la vida remanente del cladding y el tiempo desde la última inspección del equipo o en servicio, para usar una u otra ecuación. $Age_{tk} \leq Age_{rc}$ o $Age_{tk} \geq Age_{rc}$.

- Se incorpora la relación de esfuerzo:

Se incorporó el factor de esfuerzo (SR) a partir del esfuerzo máximo "Flow stress" (FS), con dos ecuaciones según espesor mínimo requerido (interno o externo), el espesor mínimo medido y los factores de diseño como factor de junta y SMYS, según los esfuerzos al que está sometido el activo ya sean esfuerzos internos y/o externos (Eq. 4) o cuando se evalúa solamente el esfuerzo interno (Eq. 5 o de código de diseño, relación usada por API 579 en los análisis de aptitud para el servicio-FFS):

$$SR_P^{Thin} = \frac{S \cdot E}{FS^{Thin}} \cdot \frac{\text{Max}(t_{min}, t_c)}{t_{rdi}}$$

$$SR_P^{Thin} = \frac{P \cdot D}{\alpha \cdot FS^{Thin} \cdot t_{rdi}}$$

- Nueva metodología de inclusión del número de inspecciones según su efectividad al factor de daño.

Una de las grandes ventajas es la nueva metodología del cálculo del DF que incluye la cantidad de inspecciones (N) y efectividad (A,B,C,D,E) sin la restricción de seleccionar una sola con una efectividad específica como lo establecía la segunda edición con el fin de seleccionar un valor de DF en la tabla 3, pues en la tercera edición el DF se calcula con ecuaciones establecidas según mezcla de estas inspecciones (N_A, N_B, N_C, N_D, N_E).

- Según el estado de deterioro del sistema, se establece, además, la confianza de la información de velocidades de corrosión en tres casos: alta confianza, media confianza, baja confianza.

Los datos de velocidades de corrosión, que se introducen en la distribución para calcular el factor de daño DF, depende en la tercera edición de API 581 de la confianza de la fuente de los datos

de velocidad de corrosión. Las siguientes son las categorías de confianza establecidas en esta edición:

1) Fuentes de información de baja confianza para las tasas de corrosión - Fuentes como datos publicados, tablas de tasas de corrosión y opinión de expertos. Aunque a menudo utilizado para las decisiones de diseño, la tasa de corrosión real que se observará en la situación del proceso puede diferir significativamente del valor de diseño.

2) Fuentes de información de confianza mediana para las tasas de corrosión - Fuentes como pruebas de laboratorio con condiciones de proceso simuladas o corrosión in-situ limitada, pruebas de cupones. datos de la tasa de corrosión desarrollados a partir de fuentes que simulan las condiciones del proceso suelen proporcionar un mayor nivel de confianza en las velocidades de corrosión.

3) Fuentes de información de alta confianza para las tasas de corrosión - Fuentes como Amplios datos de campo de inspecciones minuciosas. los datos de cupones, que reflejan cinco o más Años de experiencia con el equipo de proceso (suponiendo que no ha ocurrido cambios en el proceso) proporcionan un alto nivel de confianza en las velocidades de corrosión. Si se dispone de suficientes datos de la experiencia real del proceso, entonces es muy probable que la corrosión esté cerca del valor esperado bajo condiciones.

- Se introdujo la distribución estadística de confiabilidad para el cálculo del factor de daño MVFOSM (Método de primer orden del segundo momento del valor medio).

Uno de los cambios más sobresalientes de la tercera edición, es la introducción del método estadístico de confiabilidad MVFOSM, Esta distribución de confiabilidad mide la variabilidad de la velocidad de corrosión en cada uno de los 3 escenarios del estado del activo que se incluyeron en esta nueva edición de API 581. Estos tres estados

son escenarios que multiplican a la velocidad de corrosión (Corrosionrate) por 1x, 2x o 4x:

Estado de Daño 1: El daño no es peor de lo esperado, se aplica un factor de 1 la tasa de corrosión esperada

Estado de Daño 2: El daño no es peor de lo esperado, se aplica un factor de 2 la tasa de corrosión esperada

Daño Estado 3: Daño no es peor de lo esperado, un factor de 4se aplica a la tasa de corrosión esperada.

- Se asignaron para tres medidas clave el coeficiente de variaciones, COV, que afectan POF:

Coeficiente de varianza para el espesor t $COV_{\Delta t}$: 0.200; Incertidumbre en la inspección precisión de la medición

Coeficiente de varianza para la tensión de flujo, S f COV_p : 0,200; Incertidumbre de la TS real yYS propiedades de los equipos materiales de construcción

Coeficiente de varianza para la presión, P COV_{Sf} : 0,050; La incertidumbre es la exactitud de Mediciones de presión.

Los índices de confiabilidad β_1 (índice para el estado 1), β_2 (índice para el estado 2), β_3 (índice para el estado 3), se calculan de acuerdo la ecuación (7) de MVFOSM adecuada para RBI de API 581:

Ecuación original MVFOSM:

$$\beta = \frac{\mu_g}{\sigma_g} = \frac{\mu_R - \mu_S}{\sqrt{\sigma_R^2 - 2\rho_{RS}\sigma_R\sigma_S + \sigma_S^2}}$$

Ecuación MVFOSM adecuada para RBI de API 581:

$$\beta_1^{thin} = \frac{1 - D_{S_1} \cdot A_{t_1} - SR_p^{thin}}{\sqrt{D_{S_1}^2 \cdot A_{t_1}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_1} \cdot A_{t_1})^2 \cdot COV_{Sf}^2 + (SR_p^{thin})^2 \cdot COV_p^2}}$$

Para calcular el DF se establece la siguiente ecuación en donde se involucran la probabilidad posterior de cada uno de los tres estados de daño y los índices de confiabilidad del respectivo escenario para los tres factores de daño, donde Φ es la distribución normal acumulativa:

$$D_{fb}^{Thin} = \left[\frac{(Po_{\rho1}^{Thin} \Phi(-\beta_1^{Thin})) + (Po_{\rho2}^{Thin} \Phi(-\beta_2^{Thin})) + (Po_{\rho3}^{Thin} \Phi(-\beta_3^{Thin}))}{1.56E-04} \right]$$

$$D_f^{excrr} = \left[\frac{(Po_{\rho1}^{excrr} \Phi(-\beta_1^{excrr})) + (Po_{\rho2}^{excrr} \Phi(-\beta_2^{excrr})) + (Po_{\rho3}^{excrr} \Phi(-\beta_3^{excrr}))}{1.56E-04} \right]$$

$$D_f^{CUIF} = \left[\frac{(Po_{\rho1}^{CUIF} \Phi(-\beta_1^{CUIF})) + (Po_{\rho2}^{CUIF} \Phi(-\beta_2^{CUIF})) + (Po_{\rho3}^{CUIF} \Phi(-\beta_3^{CUIF}))}{1.56E-04} \right]$$

- **El límite inferior de factor de daño pasa a ser 1 en la segunda versión de API 581 a 0.1 como valor mínimo en equipos de riesgo muy bajo en la tercera versión de API 581 (2016).**

En la segunda edición se establecía 1.0 como valor mínimo del DF base (thinning), y que en ese caso no debía aplicarse el factor de gerenciamiento, debido a que valores inferiores a este generarían una relación donde la probabilidad de falla sería menor a la tasa de falla genérica [POF < Gff], en la tercera versión de API 581 el valor mínimo de DF se limita a 0.1 o el DF base (Eq. 9):

$$D_f^{Thin} = \max \left[\left(\frac{D_{fb}^{Thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}} \right), 0.1 \right]$$

- **El límite superior de factor de daño se eleva.**

El límite superior máximo que se puede obtener de este nuevo acercamiento al DF, se

puede realizar asumiendo que POF sea 1 o 100% y reemplazando en la ecuación (9),

$$Dfb = \left(\frac{1.0}{1.56E-04} \right) = 6410$$

Se puede observar un gran aumento en el factor de daño DF respecto a lo establecido en la tabla 3 de este documento (tabla de Art de API 581 2da Ed.), en donde se puede evidenciar que la tabla tenía una restricción incomprensible a máximo valor de Art de 0.65 con un máximo valor de DF de 1900 y que se debía extrapolar hasta 1.0 donde su máximo valor era de 5000. Lo cual evidencia un incremento de casi 30% en este valor y que beneficia en la aproximación al DF en que existe una mayor exactitud y discriminación en los niveles de riesgo medio-alto y alto que permite tomar mejores decisiones de inspección o mitigación en estos niveles.

III. COSAS QUE SE MANTIENEN EN LA TERCERA EDICIÓN API 581 (2016).

La metodología paracalcular el riesgo en un programa de RBI en equipos PRD (pressure relieve devices), de haz de tuberías de intercambiadores de Calor y tanques de almacenamiento se mantienen de la misma manera que en la segunda edición. Para los haz de tubería o “bundle” de intercambiadores de Calor y PRD se sigue contemplando la distribución Weibull para calcular los factores β (parámetro de forma de distribución weibull) y η (parámetro vida de característica de weibullen años) y la probabilidad de falla según la ecuación (10) de Weibull.

$$P_f(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right]$$

Para los demás factores de daño diferentes a los tratados en la parte II de este documento, la metodología de cálculo de probabilidad se mantiene igual que en la segunda edición sin cambios aparentes, pero adaptándose a los nuevos valores de las categorías de probabilidad y consecuencia de la tabla 2.

La parte 3 de API 581 que refiere a la metodología de consecuencias de falla nivel 1 y nivel 2 se mantienen en la misma metodología de API 581 2da. edición respecto a consecuencias de área y consecuencias económicas (Consecuencias flamable, toxicas, no flamable y financieras) que son usadas para finalmente calcular el riesgo del activo (Eq 11 y 12)

$$R(t) = P_f(t) \cdot CA$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot FC$$

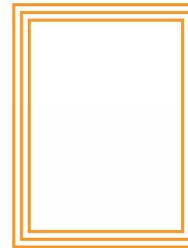
Se deja en claro en la nueva edición que el escenario de BLEVE (boiling liquid expansion vapor explosión) no se tiene en cuenta en los resultados de Nivel 1 únicamente para los cálculos de consecuencia nivel 2, pues en la segunda edición existía ambigüedad en varias partes del documento.

IV. CONCLUSIONES.

CONCLUSIONES

- Los cambios más relevantes en la tercera edición de API 581 se encuentran centrados en los cálculos de probabilidad específicamente en los factores de daño (DF) de adelgazamiento (thinning), corrosión externa de componentes ferríticos y corrosión bajo aislamiento (CUI).
- Se incluyó un nuevo acercamiento en cálculo de factor de daño (DF) incluyendo distribución estadística confiabilidad MSFOSM (Método de primer orden del momento segundo del valor medio), eliminando las tablas de factor de daño relacionada al Art, al que incluye el factor de esfuerzo ultimo o “flow stress” y se permite mezclar la cantidad de inspecciones y sus categorías de efectividad sin restricciones de seleccionar una sola.
- Se incluyen 3 estados de daño y tres categorías de confiabilidad de los datos de velocidad de corrosión para calcular el factor de daño definidos.
- Las categorías de probabilidad y consecuencia cambian y se incluyen valores de factor de daño menores a 1, se incluye como recomendación para presentar los resultados de riesgo las matrices balanceadas, desbalanceadas y los diagramas “ISO-plot”.
- El nuevo acercamiento metodológico por MVFOSM permite tener un “screening”o discriminación mucho más evidente en los ítems de riesgo medio alto y alto, pero no es muy preciso en los ítems de riesgo bajo.
- No se evidenciaron cambios en la metodología de cálculo de riesgo de PRD, haz de tuberías de intercambiadores de calor o tanques de almacenamiento. Además, no se evidenciaron cambios en metodología de cálculo de probabilidad de factores de daño diferentes a adelgazamiento (thinning), corrosión externa de componentes ferríticos y corrosión bajo aislamiento (CUI) Tampoco en la metodología de cálculos de consecuencia nivel 1 y 2.

AUTOR



Andrés Molina Villamil.

Consultor en gestión de integridad, corrosión y riesgos

E-mail: andres.molina@intecorpconsulting.com



Assets Integrity

www.asset-integrity.net