

"Análisis estocástico Riesgo Costo Utilidad alineado a Gestión de Activos, como maximizar la rentabilidad en el ciclo de vida"

Luis Alberto Tilleria, M.Sc., CMRP
e-mail: ltilleria@shaya.ec

1 RESUMEN

Dentro de la industria petrolera uno de los sistemas principales más importantes es el sistema de energía el cual suministra energía a las facilidades de producción de petróleo. Se debe considerar que este sistema se divide en subsistemas importantes como Generación, Transmisión y Distribución, siendo el primero el más crítico de los 3 al ser el corazón de la operación energética.

La criticidad principal de este sistema se basa en el gran impacto de falla que suele tener, y a los altos costos de operación y recurrencia de fallas. Considerando los costos de generación y que gran parte del costo de la misma es el combustible, así como el impacto probable que puede tener la falla de un sistema de generación, se vuelve indispensable el poder cuantificar el costo real y el riesgo asociado a una falla del sistema, además de la utilidad que genera el sistema de generación en función de su disponibilidad.

La toma de decisiones en la industria no siempre es fundamentada en parámetros medibles o en costos específicos, si no en criterios subjetivos, aunque suelen ser lógicos y basados en la experiencia, no necesariamente son los más acertados debido a que no son cuantificados y no utilizan metodologías de análisis. En este caso se pretende demostrar como una decisión basada en ingeniería de confiabilidad ayuda a tomar decisiones acertadas y permite ahorrar mucho dinero y aumentar las ganancias de forma sustancial reduciendo la incertidumbre en la toma de decisiones.

Se utilizará un análisis de Diagramas de Bloque, un análisis de costos, asociando al riesgo de un reacondicionamiento por falla del equipo de fondo, considerando que por cada arranque de equipo de fondo pueden presentarse problemas como atascamiento o deterioro en el aislamiento en el bobinado del motor o cables bombas electrosumergibles.

Luego de cuantificar el riesgo, costo y utilidad la decisión se torna fácil para saber en qué modo de operación se debe trabajar el sistema de generación, es decir cuántos generadores deben estar operando y cuantos en stand by, tomando en cuenta si operan en modo kW control, isócrono o droop.

Toda esta metodología esta directamente alineada a la Gestión de Activos basada en ISO55000 cuyo objetivo es tener la máxima rentabilidad en el ciclo de vida.

2 INTRODUCCIÓN

Enmarcado dentro de una estrategia de Gestión de Activos, y utilizando como metodologías el análisis de Ingeniería de Confiabilidad como insumo para la gestión de riesgo, podremos reducir la incertidumbre en la toma de decisiones y aumentar la disponibilidad de los activos, lo importante es saber que en un sistema crítico debemos aplicar metodologías que agreguen valor y reduzcan el riesgo, el tomar decisiones adecuadas sobre la operación de estos activos debe ser primordial para poder obtener los resultados de rentabilidad que esperamos.

Considerando que la industria oil & gas es de las que más riesgos presenta y así mismo, de las que mayor rentabilidad tiene en el mundo,

y considerando que en el último tiempo el costo del barril del petróleo ha bajado considerablemente, es ahí cuando debemos tener y utilizar metodologías que apoyen a tener el mejor rendimiento económico de los activos durante su ciclo de vida.

3 SISTEMAS DE GENERACION RENTABLES

Los sistemas de generación en las facilidades de producción petrolera son sumamente críticos ya que tienen como función principal proveer de energía a otros sistemas y equipos tales como equipos de superficie para bombas electrosumergibles, equipos de planta de proceso, servicios auxiliares, etc.

Existen varios contextos operativos asociados a los sistemas de generación en la industria Oil & Gas, dentro de los cuales se cuenta con sistemas aislados, en donde los grupos electrógenos son parte de este tipo de sistemas que suministran energía a una locación. Otro contexto es el de generación centralizada interconectada en el cual se tiene varios generadores distribuidos o centralizados asociados a una pequeña red de subtransmisión eléctrica., Existen además sistemas acoplados a la red nacional de energía.

Para garantizar la disponibilidad de energía continua en los sistemas de producción de petróleo se debe tener en ciertos casos redundancias de generación., Por ejemplo, se tiene un centro de generación en el cual existen 2 generadores, y su demanda exige que estén operando 1oo2, pero en caso de parada de este sistema se perderá el suministro de energía y se tendrá un downtime de los equipos de producción. En este caso se pararían los equipos de fondo y puede ocurrir fallas en los motores eléctricos de las bombas y en cables por arranques continuos debido a defectos en el aislamiento., Por lo expuesto, se verifica que se requiere tener un suministro continuo para mantener la disponibilidad de los equipos y por ende del sistema

Ahora si bien es cierto se debería mantener un suministro de energía disponible en términos de 6 sigma la idea común es que en este caso en el ejemplo se debería operar en 2oo2 en compartición de carga, logrando que en caso de falla de un generador el motor en stand by logre asumir la carga del motor en falla, siendo así que el costo de operación aumenta por el consumo adicional de combustible y mantenimiento. Lo importante es encontrar el balance entre costo de operación y producción, para lo cual se debe evaluar cuál es la producción de campo asociada a este suministro de generación y buscar la mayor rentabilidad posible.

Se puede tener una alta disponibilidad, pero a un costo demasiado elevado, por lo que se podría concluir que a veces es preferible sacrificar producción a cambio de optimizar los costos y aumentar rentabilidad, el cual es el objetivo final de todas las empresas.

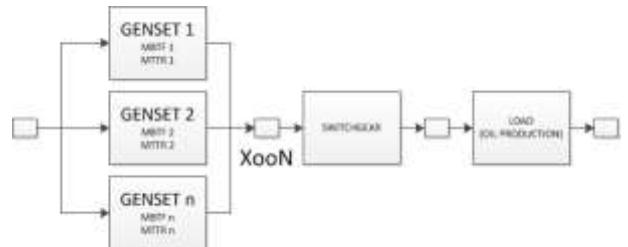


Fig1. Reliability Block Diagram Sistema de Generación

Este tipo de análisis puede ser realizado no solamente en centrales locales sino también en sistemas interconectados, para lo cual es importante realizar un estudio de Riesgo-Costo-Utilidad para la toma de decisiones adecuadas de cómo se deben operar los grupos electrógenos. Al considerar que tanto los contextos operativos como los costos de los insumos son variables en el tiempo, este análisis debe ser dinámico y actualizado periódicamente.

Siendo este uno de los costos más importantes de producción y al ser sistemas de alto riesgo

debemos alinear la toma de decisiones y la gestión a la PAS 55/ISO 55000 con el objetivo de tener activos más rentables dentro del ciclo de vida del activo, amparado en los numerales:

“4.2 Comprender las necesidades y expectativas de las partes interesadas La organización determinará:

- las partes interesadas que son relevantes para el sistema de gestión de activos;
- los requisitos y expectativas de estas partes interesadas con respecto a la gestión de activos;
- los criterios para la toma de decisiones de gestión de activos;
- los requisitos de las partes interesadas para registrar la información financiera y no financiera gestión de activos, y para informar sobre ella tanto interna como externamente.

5.1 Liderazgo y compromiso

La alta dirección deberá demostrar liderazgo y compromiso con respecto a la gestión de activos

Sistema por:

- asegurar que la política de gestión de activos, el SAMP y los objetivos de gestión de activos establecidos y compatibles con los objetivos de la organización;
- garantizar la integración de los requisitos del sistema de gestión de activos en los procesos de negocios;
- garantizar la disponibilidad de los recursos para el sistema de gestión de activos;
- comunicar la importancia de una gestión eficaz de los activos y de la conformidad con los requisitos del sistema de gestión;
- velar por que el sistema de gestión de activos alcance los resultados previstos;
- dirigir y apoyar a las personas para que contribuyan a la eficacia del sistema de gestión de activos;
- promover la colaboración internacional dentro de la organización;
- promover la mejora continua;

- apoyar otras funciones de gestión pertinentes para demostrar su liderazgo en la aplicación de sus Áreas de responsabilidad;
- garantizar que el enfoque utilizado para gestionar el riesgo en la gestión de activos esté alineado con el acercamiento organizacional de gerenciamiento de riesgos.

8.1 Planificación y control operativos

La organización planificará, implementará y controlará los procesos necesarios para cumplir con los requisitos, y Para implementar las acciones determinadas en 6.1, los planes de gestión de activos determinados en 6.2 y Correctivas y preventivas determinadas en 10.1 y 10.2 mediante:

- estableciendo criterios para los procesos requeridos;
- aplicar el control de los procesos de conformidad con los criterios;
- mantener la información documentada en la medida necesaria para tener confianza y evidencia de que los procesos se han llevado a cabo según lo previsto;
- tratamiento y seguimiento de los riesgos utilizando el método descrito en 6.2.2.

9.1 Seguimiento, medición, análisis y evaluación

La organización determinará:

- A) lo que necesita ser monitoreado y medido;
- B) los métodos de seguimiento, medición, análisis y evaluación, según proceda, para garantizar los resultados;
- C) cuando se lleve a cabo la vigilancia y la medición;
- D) cuando se analicen y evalúen los resultados del seguimiento y la medición.

La organización evaluará e informará sobre

- el rendimiento del activo;
- el rendimiento de la gestión de activos, incluido el rendimiento financiero y no financiero;

- la eficacia del sistema de gestión de activos

3.1 ANALISIS RIESGO COSTO UTILIDAD

Para poder mantener un sistema de generación lo suficientemente rentable logrando que el costo operativo sea lo más bajo posible, debemos asegurarnos de que tengamos la mayor disponibilidad operativa en el sistema, así como también el menor costo asociado de producción, lo que permitirá que tengamos la mayor utilidad.

Vamos a considerar la formula básica de utilidad: ingresos menos egresos. Lo que ingresa dentro del rubro de los ingresos va a ser la mayor cantidad de producto que podamos vender, es decir en este caso del petróleo que es un commodity. Obtendremos que el ingreso es la mayor disponibilidad posible del sistema de generación con el precio de venta de petróleo a la fecha.

En el costo, debemos ingresar los costos fijos de producción. Para este caso en costos fijos se debe ingresar montos como personal y renta de equipos, mucho deberá depender del modelo de contrato que se tenga, ya sea por renta de equipos en base a su potencia o si tiene componentes fijos o variables en base a entrega de energía.

En el caso de los costos variables debemos considerar montos como el costo de combustible: si es costo de combustible es gas asociado de petróleo, se debe ingresar el costo de venta de este gas, si el combustible es crudo, debe ser el costo de venta de petróleo, debemos saber que al utilizar nuestro producto como combustible este tiene un costo de oportunidad al no poder venderlo, en caso de ser diésel u otro combustible derivado del petróleo este deberá ser el costo real de venta en el mercado en caso de que sea subsidiado.

Debemos incluir también el costo de los mantenimientos preventivos, repuestos y mano de obra. Es también importante incluir el costo

de las fallas, no solamente con el costo del mantenimiento correctivo asociado al sistema de generación sino también considerando el costo del impacto de la falla al sistema que alimenta, es decir, el lucro cesante y el riesgo de que se pueda entrar a workover por falla del equipo de fondo.

Cuando tenemos varas configuraciones de operación debemos tomar la decisión de cuantos equipos van a operar y cuantos van a estar como redundancia, el objetivo es que se tome la decisión haciendo un balance entre costo y producción de petróleo, dependiendo del costo de producción a vences es mejor perder

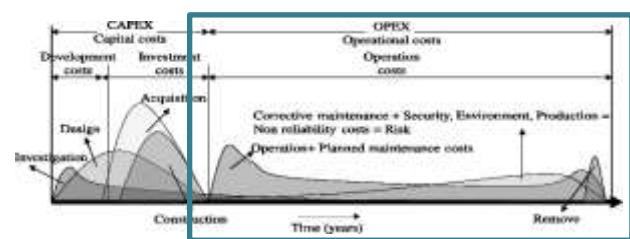


Fig2. Diagrama del costo en el ciclo de vida LCCA y el enfoque del estudio en OPEX. [5]

Con este análisis se podría incrementar las pérdidas de producción, pero se gana más utilidad, es decir las decisiones se toman no en función de un número de barriles producidos sino en función de la rentabilidad del negocio.

3.2 INGENIERIA DE CONFIABILIDAD, Y ANALISIS DE RIESGO

Para poder determinar el costo de las fallas, es decir el riesgo asociado a las fallas, debemos calcular cual es la probabilidad de falla tanto de la central de generación como del equipo de fondo según el número de arranques que tiene un pozo. Esta última parte se debe a que cuando existen muchos arranques de los equipos de fondo (bombas electrosumergibles) estos pierden calidad en el aislamiento y se puedan agudizar defectos como fases a tierra o problemas de aislamiento en cables de fondo. Es ahí cuando se debe calcular la probabilidad

de falla en base número de arranques y no en base tiempo. Es importante que se utilice el histórico de fallas de la locación para poder tener un valor más exacto de este factor.

Para poder determinar la disponibilidad del sistema y posteriormente el ingreso económico, lo que realizamos es un cálculo de disponibilidad en función de la distribución del sistema y las distintas configuraciones, es decir, cuántos equipos están operativos y cuantos están en stand by. Debemos saber de igual manera el modo de operación de los equipos, si operan en paralelo: en modo carga base o kilowatt control, o en compartición de carga: en modo isócrono o droop, ya que de ahí depende mucho el resultado de la simulación estocástica mediante RBD.

Para determinar la disponibilidad promedio y la probabilidad de falla del sistema en un tiempo determinado se utiliza la metodología de Reliability Block Diagrams (RBD), lo que nos permite simular el sistema integral en serie y paralelo, y poder estimar las distintas configuraciones del sistema en modos de operación

Se realiza una simulación estocástica realizando la corrida con un software diagramando previamente el RBD y realizando al menos 1000 iteraciones con simulación de Montecarlo, así tenemos el valor de Confiabilidad y Probabilidad de falla a 8760 horas, y la disponibilidad promedio del sistema en cada uno de sus modos de operación, los cuales usaremos en los cálculos requeridos.

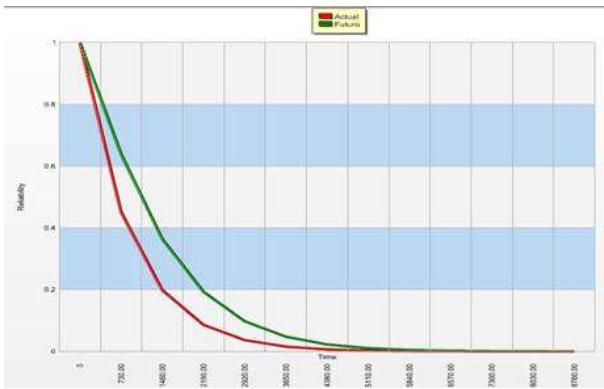


Fig3. Resultados de confiabilidad vs tiempo en configuración actual vs futura

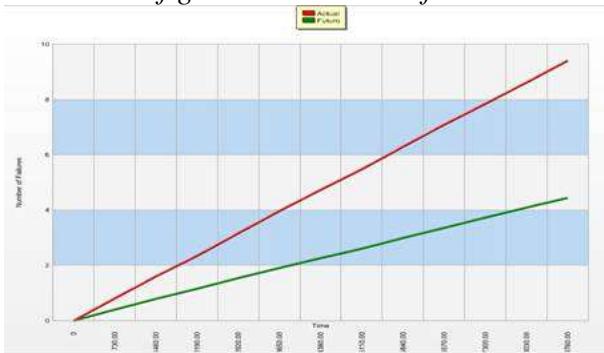


Fig4. Número esperado de fallas vs tiempo de configuración actual vs futura.

Respecto a la probabilidad de falla del equipo de fondo se asume que se tiene un patrón de falla aleatorio, en caso de no tener muchos datos o si se dispone de éstos se realizará una simulación de Weibull para identificar el patrón de fallas específico y poder calcular la probabilidad de atascamiento o workover. En el parámetro tiempo (t) se reemplaza por número de arranques (n) de acuerdo a las consideraciones expuestas anteriormente.

La consecuencia es el costo total del workover más el lucro cesante. Para el cálculo del riesgo se utiliza la expresión general de riesgo, y se calcula el costo en USD/Año, este es como tal el costo de la incertidumbre.

CALCULO DISPONIBILIDAD OPERATIVA Y PROBABILIDAD VALORES DE PRODUCCIONES FUTURA (t)									
TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO	
RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción
0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CALCULO DISPONIBILIDAD OPERATIVA Y PROBABILIDAD VALORES DE PRODUCCIONES FUTURA (t)									
TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO	
RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción
0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
CALCULO DISPONIBILIDAD OPERATIVA Y PROBABILIDAD VALORES DE PRODUCCIONES FUTURA (t)									
TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO		TIPO DE RIESGO	
RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción	RBD	Producción
0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fig5. Cuadro ejemplo de análisis de opciones con RBD y Riesgo-Costo-Utilidad

3.3 TOMA DE DECISIONES

Una vez que tenemos cuantificado el costo total de cada una de las opciones, la toma de decisiones se vuelve fácil y se escoge el modo de operación con la mayor utilidad (rentabilidad)

Este proceso debe estar soportado y promovido a las Gerencias para que se tome decisiones efectivas, así mismo se debe mostrar los resultados previstos y los resultados logrados de dicha implementación por medio de KPIs como rentabilidad, costo de energía por barril de petróleo producido.

Recomendaciones de modo de operación				
Costo de UTILIDAD		Efectos de costo		
Efectos de RBD	Cambiar modo de operación	Cerrar fábrica	Continuar operando en modo actual	Total general
CENTRAL A			18	30
CENTRAL B		1	0	0
CENTRAL C	0			0
CENTRAL D	9		19	20
CENTRAL E			10	0
CENTRAL F	1		0	1
Total general	18	1	55	74

Aumento de utilidad por cambio de modo operación				
Suma de UTILIDAD ACTUAL (USD/ año)		Suma de UTILIDAD FUTURA (USD/ año)		Diferencia UTILIDAD FUTURA (mil / Año)
CENTRAL A	\$ 117,840,201.70	\$ 117,840,201.70	\$ -	\$ 0
CENTRAL B	\$ 47,897,567.00	\$ 48,744,647.25	\$ 8,847.75	\$ 8,847.75
CENTRAL C	\$ 102,579,207.00	\$ 264,381,282.45	\$ 1,695,149.45	\$ 1,695,149.45
CENTRAL D	\$ 1,493,722,616.91	\$ 1,580,075,634.15	\$ 9,517.22	\$ 9,517.22
CENTRAL E	\$ 16,598,662.00	\$ 36,558,642.65	\$ 20,000.65	\$ 20,000.65
CENTRAL F	\$ 20,529,481.14	\$ 20,911,218.34	\$ 392,878.20	\$ 392,878.20
Total general	\$ 1,561,900,677.07	\$ 1,566,015,697.65	\$ 4,115,020.58	\$ 4,115,020.58

Reducción de consumo de diésel por cambio modo operación				
Suma de CONSUMO DIÉSEL ACTUAL (qd/ año)		Suma de CONSUMO DIÉSEL FUTURO (qd/ año)		Ahorro de CONSUMO DIÉSEL FUTURO (qd/ año)
CENTRAL A	3,398,004.00	3,409,076.00	\$	10,074.00
CENTRAL B	3,232,440.00	3,069,940.00	\$	162,000.00
CENTRAL C	1,651,727.20	1,020,437.00	\$	1,631,289.20
CENTRAL D	18,424,200.00	17,723,200.00	\$	169,200.00
CENTRAL E	3,524,200.00	1,040,000.00	\$	2,484,200.00
CENTRAL F	18,170.00	18,170.00	\$	0.00
Total general	\$ 22,820,945.40	\$ 21,295,779.40	\$	\$ 15,525,166.00

Fig6. Cuadro ejemplo de resultados y recomendaciones para toma de decisiones.

4 CONCLUSIONES

Se ha demostrado con ejemplos prácticos y reales en la industria que este tipo de análisis son de suma importancia ya que aumentan la rentabilidad del negocio, y reducen el riesgo operativo de tener efectos a sistemas críticos.

Se alinea directamente con la gestión de activos cuyo objetivo es buscar el tener la mayor rentabilidad durante el ciclo de vida de los mismos.

Aporta directamente a la mejora en la toma de decisiones debido a que se incentiva el uso de metodologías Ingeniería de Confiabilidad que buscan el reducir la incertidumbre en la toma de decisión, deja a un lado la subjetividad y aporta a mejorar el nivel de conocimiento del grupo de colaboradores.

5 FORMULAS Y TABLAS

Formula 1: Cálculo de Riesgo-Costo-Utilidad

$$\text{Utilidad} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Ec. (1)

Donde

$$\text{Ingresos} = \text{Disponibilidad} *$$

$$\text{Producción}(t) * \text{precio de venta} \text{ Ec. (2)}$$

Donde la Disponibilidad es medida mediante a una simulación con metodologías de ingeniera de Confiabilidad

$$\text{Egresos} = \text{CAPEX} + \text{OPEX}$$

Ec. (3)

$$\text{CAPEX} = \$\text{Ingenieria} + \$\text{Procura} +$$

$$+\$\text{Construcción} + \$\text{Comisionamiento}$$

Ec. (4)

$$\text{OPEX} = \$\text{Personal} + \$\text{PM} + \$\text{Rentas} +$$

$$+\$\text{Demás costos fijos y variables} + \$\text{Riesgos}$$

Ec. (5)

$$\$Riesgos = F(t) * \sum \$ Consecuencias$$

Ec. (6)

Donde $F(t)$ es el cálculo de la probabilidad de falla simulada en el proceso mediante las metodologías de ingeniería de confiabilidad

$$F(n) = 1 - e^{-\lambda n}$$

Ec. (7)

Probabilidad de falla en número de arranques estimados para equipo BES (equipo de fondo)

Donde n número de arranques.

λ en función de fallas por arranques

$\Sigma \$ Consecuencias$ incluye los costos de lucro cesante e impacto de fallas.

6 REFERENCIAS

- [1] SMRP, Candidate Guide for Certification and Re-certification
- [2] ISO 55001 Asset management — Management systems — Requirements
- [3] ISO 14224:2016 Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.
- [4] ISO 31010 Risk management — Risk assessment techniques
- [5] Gráfico de artículo de <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/modelo-integral-para-optimizar-la-confiabilidad-en-instalaciones-petroleras>

AUTOR

Luis Alberto Tilleria Loza

Ingeniero Mecánico de la Universidad San Francisco de Quito (USFQ), Master in Science en Seguridad Salud y Ambiente en la Universidad de Huelva España, Postgrado en Confiabilidad Industrial en Universidad Austral de Argentina, Programa de Gerenciamiento en INCAE Business School.

Profesional Certificado en Mantenimiento y Confiabilidad (CMRP) de la SMRP, Certificado como Six Sigma Green Belt (CSSGB). Miembro del Institute of Asset Management (IAM) de UK y Society of Maintenance and Reliability Professionals (SMRP), Miembro del Comité Técnico de la ISO5500 TC251, representando a Ecuador.

Ha presentado varias conferencias a nivel internacional. Ha desempeñado cargos operativos y directivos en la industria automotriz, seguros, estructuras, sector petrolero y energético. Es especialista en Gestión de Mantenimiento, Ingeniería de Confiabilidad y Riesgo Operacional, actualmente se desempeña como Jefe de Mantenimiento en el Segmento de SPM en Schlumberger para el Proyecto Shaya, además es profesor del Colegio Politécnico de la USFQ en Ecuador