

Proyecto de confiabilidad.

Aleck Santamaría De La Cruz



En este artículo se pretende explorar una metodología para el análisis del costo de no-confiabilidad y nodisponibilidad en el caso de sistemas de producción de petróleo. En este caso la compañía es propietaria y operadora de las facilidades de superficie, por lo que el esfuerzo realizado en este sentido está orientado a mejorar el desempeño económico y operacional de la misma, antes que establecer algún criterio para la aplicación de multas por la falta de cumplimiento en cuanto a índices de disponibilidad y de confiabilidad. Las técnicas de análisis empleadas en este documento pueden ser aplicadas en el análisis de facilidades de superficie en campos de producción de petróleo en donde se considere evaluar el impacto de la nodisponibilidad derivada de acciones de mantenimiento preventivo y correctivo, además del impacto de la noconfiabilidad derivada de prácticas inadecuadas de operación y mantenimiento, así como de la obsolescencia tecnológica y cumplimiento del ciclo de vida de los equipos y sistemas.

Tema

En la industria del petróleo es muy difícil justificar esquemas de redundancia, sobre la base económica de la rentabilidad del proyecto, capital inmovilizado, prácticas o criterios operacionales y, más recientemente, la pérdida o destrucción de valor asociado a los sistemas productivos (EVA). Sin embargo es necesario evaluar detalladamente los costos de la no-confiabilidad y la nodisponibilidad a efectos de determinar el impacto real de no contar en el tiempo con la función de los sistemas asociados a una determinada función productiva.

En general, debido a la gran variedad de componentes y equipos asociados a la producción de petróleo, así como su criticidad relativa dentro de cada sistema, se hace necesario un análisis de confiabilidad detallado en las etapas de diseño y selección de facilidades de superficie, con el objetivo de prever los índices de confiabilidad y disponibilidad inherentes a cada sistema, y de hecho las alternativas y esquemas de operación y redundancia que permitan un diseño robusto de los sistemas y facilidades de producción. Igualmente en la fase productiva de las facilidades se requiere hacer seguimiento a estos índices, mediante el análisis detallado de la historia de operación y mantenimiento, apoyados en Sistemas de Información para la Administración del Mantenimiento (CMMS), en el Análisis de Fallas, y en el Análisis de Modos y Efectos de Fallas y Criticidad (FMECA).

La utilidad de la aplicación de estas herramientas va más allá de la evaluación de los índices de disponibilidad y confiabilidad de las facilidades de superficie. De hecho, el mayor beneficio de la aplicación del FMECA, por ejemplo, es precisamente establecer los costos asociados al mejoramiento de la confiabilidad, tanto en inversión de capital, como en costos derivados de la no-confiabilidad y la no-disponibilidad de las facilidades de superficie.

Los costos de la no-disponibilidad son generalmente más altos desde el punto de vista de operaciones que de mantenimiento. La pérdida de producción, el período de arranque y estabilización de los procesos, la destrucción o la degradación de equipos y componentes, son algunos de los factores que se derivan de un evento de falla. En muchos casos y situaciones es viable establecer cual es el costo de la falla, a efectos de anticipar una base comparativa entre el costo de la falla y el costo asociado a instalar, operar y mantener el sistema, ya sea con redundancia activa o pasiva, o sencillamente estableciendo políticas de operación y mantenimiento tendientes a garantizar la productividad de las facilidades.

Generalmente el índice de disponibilidad es el de mayor aplicación, y es frecuente obtener modelos y gráficas para su estudio, seguimiento y control (ver figura 1). Sin embargo, no es una práctica frecuente el analizar los costos derivados de la misma.

II. Análisis del Costo de No-Disponibilidad

Las metas volumétricas de una compañía petrolera, deben ser construidas con base en los índices de disponibilidad y confiabilidad inherentes a los sistemas productivos y a las facilidades de superficie, orientando los esfuerzos a incrementar y garantizar estos índices en aquellos sistemas considerados como críticos. El tiempo de parada, ya sea por mantenimiento preventivo o correctivo, interrumpe el proceso productivo, originando con esto una pérdida de producción, siendo esta la base para la evaluación del costo de no-disponibilidad. La siguiente fase es precisamente establecer los costos derivados de las paradas de cada sistema, a efectos de diseñar los esquemas de redundancia que permitan minimizar los costos de no-disponibilidad, mediante el desarrollo de proyectos de mejoramiento de la confiabilidad.

Frecuentemente las facilidades de superficie de algunos pozos de producción de petróleo de alta capacidad volumétrica, dependen de servicios auxiliares que pueden fallar continuamente en el tiempo (energía eléctrica, suministro de combustible, por ejemplo). En el caso de la pérdida de energía eléctrica, los sistemas tendrán que ser nuevamente puestos en operación. Si existe una demora pronunciada en restablecer el servicio (y, de hecho, restablecer la operación de las facilidades), es posible que se requiera de tiempo adicional para alcanzar los niveles de productividad normales, en función del sistema de levantamiento. Por ejemplo, en el caso de una bomba electrosumergible que produzca 100 barriles por hora, y que requiera de un tiempo de 30 minutos para estabilización de los niveles de producción desde un nivel de 50 barriles por hora, un tiempo de parada de 4 horas implicaría: $4 \text{ h} * 100 \text{ bph} + 0.5 \text{ h} * 50 \text{ bph}$ (estabilización) = 425 barriles. Por lo tanto, se perderían 425 barriles. El interrogante a resolver es precisamente cuál es el costo de no producir 425 barriles de petróleo.

Cada barril producido tiene un valor que depende de su calidad y de la estructura de costos de la empresa productora. En todo caso, el valor es calculado sobre la base del precio del mercado menos el costo de producción. El valor usado en este ejemplo es de 15 dólares por barril (USD/b), que se obtiene de un precio en el mercado de 20 USD/b y un costo de producción de 5 USD/b.

Por lo tanto el costo de una parada de 4 horas, en el caso de la bomba electrosumergible considerada es de: $425 \text{ b} * 15 \text{ USD/b} = 6,375 \text{ USD}$

El costo de una salida instantánea (una pérdida en el suministro de energía de sólo unos minutos) puede ser calculado de la siguiente manera:

$$0.5 \text{ h} * 50 \text{ bph} * 15 \text{ USD/b} = 375 \text{ USD}$$

En algunas aplicaciones, los sistemas de producción dependen de servicios auxiliares para su funcionamiento.

En el caso en estudio, el sistema depende precisamente del suministro confiable y de calidad de energía eléctrica.

Dependiendo de la vulnerabilidad del sistema, así como de las condiciones particulares para el montaje, la operación, y el mantenimiento de las facilidades, será necesario evaluar la conveniencia de sistemas centralizados para el suministro de energía o, por el contrario, celdas de generación para cada pozo productor. Si, por ejemplo, en un sistema centralizado de generación que alimenta cinco pozos en bombeo electrosumergible se presenta una falla similar a la analizada anteriormente, y suponiendo los mismos niveles de producción, se tendría una pérdida económica de $6,375 \text{ USD} * 5 = 31,875 \text{ USD}$ Si se tiene en cuenta que este es el análisis del costo de una falla, y que en un año pueden presentarse varias fallas - dependiendo de la vulnerabilidad del sistema -, el valor obtenido es una fracción total del costo de falla del sistema.

III. Mejoramiento de la Disponibilidad y de la Confiabilidad

Con el objetivo de mejorar la confiabilidad y la disponibilidad de un sistema de levantamiento, se pueden utilizar varias estrategias:

- a. Incrementar la disponibilidad y confiabilidad inherente del sistema, mediante la adecuada selección, montaje, operación y mantenimiento de los equipos y facilidades de superficie.
- b. Reducir el número de componentes, simplificando el diseño del sistema.
- c. Definir esquemas de redundancia que permitan la rápida respuesta del sistema ante eventos de falla.
- d. Optimizar las condiciones de operación mediante la remediación de la Causa Raíz de la Falla, aplicando

Análisis de Falla o FMECA.

- e. Reemplazar de equipos que por su obsolescencia comprometen los niveles de disponibilidad exigidos por el sistema.

Para reducir el número de fallas, es necesario plantear un modelo conceptual del sistema, en donde se puedan visualizar clara y detalladamente las causas y efectos de las fallas del mismo. La aplicación de herramientas computacionales para la consolidación y registro de datos de falla (Sistemas de Administración de Mantenimiento,

CMMS) facilitan el análisis en sí, pero no son elementos indispensables para desarrollar modelos de optimización de la confiabilidad.

A continuación se exponen algunos casos en donde se sustentan los resultados de la aplicación de estas estrategias.

Caso 1. En el caso del Sistema de Levantamiento por Inyección de Gas (Gas Lift), la operación confiable de los compresores que alimentan el sistema garantizan el cumplimiento de las metas operacionales, con base en las condiciones de presión y flujo particulares para cada campo de producción. En la aplicación de los compresores en estudio se tiene que las fallas más frecuentes estaban asociadas al rendimiento y vida útil de las válvulas de descarga de las etapas del compresor. El análisis de falla realizado, permitió concluir que:

a. Los eventos esporádicos de falla de las válvulas dependían estadísticamente de una falla crónica asociada al rendimiento del sistema de enfriamiento del compresor.

b. Los tiempos medios de reparación, así como los costos de reparación eran elevados, como consecuencia de que la falla de las válvulas implicaba la degradación de las etapas del compresor, haciendo necesario el cambio y reconstrucción de las etapas del compresor.

Una falla del compresor por este modo de falla, implica la pérdida de producción de 350 bpd, con un tiempo medio de reparación de 24 horas. Históricamente se presentaban por equipo 7 fallas por año (Tiempo Medio entre Fallas de 52 días), con un costo de reparación de 2,500 USD por falla. Luego las pérdidas de producción asociadas a esta falla son

$$(350b * 15 \text{ USD}/b + 2,500 \text{ USD}) * 7 = 54,250 \text{ USD}$$

Con el objetivo de reducir las pérdidas económicas asociadas a este modo de falla, se planteó un proyecto de inversión orientado a optimizar el sistema de enfriamiento del compresor - mejorando con esto la vida útil de las válvulas -; y, por otra parte, se modificaron las especificaciones de compra de las válvulas, con el objetivo de adquirir válvulas con elemento de teflón, que en caso de falla no comprometían la integridad de la etapa del compresor.

El proyecto fue implementado con una inversión de 40,000 USD por equipo. El tiempo de retorno de la inversión es inferior a un año, con un Tiempo Medio Entre Fallas de 300 días. En la figura 2 se muestra el análisis de Weibull de las fallas de las válvulas, antes y después de las modificaciones y mejoras realizadas. La información asociada a las fallas se sintetizó de los registros alimentados al Sistema de Administración de Mantenimiento.

Caso 2. En el Sistema de Levantamiento por Gas en estudio, se operan compresores reciprocantes accionados por motores de combustión interna de 1,000 HP de potencia. Los motores instalados inicialmente acumulaban más de 25 años de operación, con altos costos de operación y mantenimiento. En este caso, el tiempo medio entre fallas era cercano a 500 horas, y debido a su grado de deterioro y obsolescencia una estrategia de mantenimiento centrada en rutinas de inspección no era suficiente para modificar la tasa de falla del compresor.

En ese orden de ideas se planteó un proyecto de inversión orientado a reponer los motores de los compresores, y a optimizar y mejorar los servicios auxiliares (sistemas de enfriamiento, sistemas de reposición de agua) de estos equipos. Se hizo un análisis económico del proyecto, en donde se incluyeron las siguientes variables económicas:

- a. Costo anual de operación
- b. Costo anual de mantenimiento
- c. Costo de Ciclo de Vida
- d. Costos de no-disponibilidad y de no-confiabilidad, con base en el histórico de tasa de fallas y tiempo medio para reparar.

Con la implementación y ejecución de las actividades planteadas en el proyecto de inversión, se obtuvieron los siguientes resultados:

- a. Índices de disponibilidad de 99.99%, contra 60% de los equipos remplazados
- b. Tiempo medios entre fallas 8,000 horas, contra 500 horas de los equipos remplazados (ver figura 3).

Es de notar que el modo de falla experimentado por los equipos remplazados es propio de equipos en fase de "desgaste acelerado" (wear out) del modelo de Weibull, mientras que los equipos que se encuentran actualmente en operación muestran un comportamiento propio de la fase de "mortalidad infantil" del mismo modelo. De manera similar al caso anteriormente expuesto, la información asociada a las frecuencias de fallas se sintetizó de los registros alimentados al Sistema de Administración de Mantenimiento.

El análisis de confiabilidad y disponibilidad, junto con los conceptos asociados a Costo de Ciclo de Vida, permitió establecer el flujo de caja del proyecto (ver figura 4), el cual tiene un periodo de retorno de inversión de 4 años.

IV. Método de Solución: Análisis de los Costos de Disponibilidad y Confiabilidad en Bombeo electrosumergible (BES)

A continuación se propone un algoritmo de estudio, cuya finalidad es precisamente facilitar el análisis de confiabilidad de facilidades de superficie para la producción de petróleo.

Fase 1. Recolección de datos

La primera actividad es evaluar las condiciones de operación y los requerimientos y las necesidades de mantenimiento preventivo e historia de mantenimiento correctivo, así como de tasa de fallas y tiempo medio para reparar, con el objetivo de evaluar preliminarmente los índices de disponibilidad y de confiabilidad inherentes a las facilidades de producción en estudio.

En ese orden de ideas se pueden deducir, con base en la información técnica de los equipos de generación eléctrica requeridos para la operación de unidades de bombeo electrosumergible, así como de la historia de mantenimiento y de fallas de equipos de generación similares, los siguientes índices.

Fase 2. Determinación del costo de disponibilidad

Con base en los anteriores índices, se tiene un tiempo de indisponibilidad esperado en un año de 8750 horas, con base en 16 paradas estimadas por año (incluyendo mantenimiento preventivo y correctivo), de:

$$(8750/750) * 4 + (8750/2200) * 8.5 = 80 \text{ horas}$$

La producción diferida o perdida se calcula de la siguiente manera:

$$80h * 100 \text{ bph} + 0.5h * 16 * 50 \text{ bph (estabilización)} = 8400 \text{ b}$$

La pérdida económica asociada a la indisponibilidad del equipo corresponde a:

$$8400 \text{ b} * 15 \text{ USD/b} = 126,000 \text{ USD/año}$$

La disponibilidad esperada al año de este sistema es de 99.087% anual.

El valor de un equipo redundante de generación es de aproximadamente 60,000 USD, incluyendo los accesorios para el montaje y los equipos de paralelismo y transferencia automática. La disponibilidad del sistema redundante (configuración en paralelo) es de 99.992%, lo que representa un tiempo de parada real del sistema, como consecuencia de fallas o intervenciones de mantenimiento en el equipo de generación, de 44 minutos al año (0.73 horas), aproximadamente. En este escenario, la producción diferida es de $0.73 \text{ h} * 100 \text{ bph} * 15 \text{ USD/b} = 1095 \text{ USD/año}$

En la figura 5 se muestra la variación en el costo de disponibilidad de un equipo único, contra el escenario de redundancia en paralelo propuesto en este caso. Nótese la variación importante en cuanto a costo de No-Disponibilidad de los dos escenarios.

Fase 3. Análisis del Costo de Confiabilidad

Con base en el tiempo medio entre fallas, se calcula la confiabilidad del sistema en función del tiempo, hasta el punto en donde el sistema requiere de mantenimiento preventivo, según las rutinas y frecuencias sugeridas por el fabricante (750 horas). En ese orden de ideas, se obtiene la confiabilidad de un componente, y de un sistema con dos componentes en paralelo (ver Tabla 2).

Para el cálculo del costo de confiabilidad, se procede a obtener el valor en días de funcionamiento esperado sobre una base de 720 horas mensuales, de ambos sistemas (simple y paralelo), y con un horizonte de tiempo de 5 años

El costo de no confiabilidad es el resultado de:

$(\text{Confiabilidad paralelo} - \text{Confiabilidad simple}) * P_{720}$

En donde P_{720} , es el valor neto de la producción correspondiente a 720 horas de operación sobre una base de operación continua. Como puede observarse, si no se tomaran acciones de mantenimiento (equipo como nuevo, después de cada intervención), el margen de ingreso no recibido asciende a 220 KUSD.

Este análisis permite justificar dos criterios de mantenimiento:

- a. Las intervenciones de mantenimiento se justifican a las 750 horas, precisamente porque en caso de no realizarse, la posibilidad de pérdida económica supera el costo de adquisición de los equipos (60 KUSD, el cual se obtiene en el punto de equilibrio de 150 horas), en un intervalo de 5 años.
- b. El análisis de costos realizado permite justificar el sistema redundante, puesto que las pérdidas esperadas de este sistema son inferiores en 220 KUSD con respecto al equipo en arreglo simple (un sólo equipo de generación), en un intervalo de 5 años.

V. Discusión

La metodología propuesta ha permitido sustentar económicamente la estrategia de operación y mantenimiento más óptima, para un caso específico de grupos electrógenos aplicados a sistemas de bombeo electrosumergible.

Debido a los niveles de producción del caso estudiado, así como al costo de equipos y componentes del sistema, se ha podido demostrar que los tiempos de retorno de la inversión son mínimos (inferiores a un año).

Los resultados encontrados muestran que, para el caso estudiado, el equipo redundante representa un ingreso adicional de 120 KUSD/año, y una reducción en la expectativa de pérdida de producción de 220 KUSD en un intervalo de 5 años. Si la base financiera no fuese tan clara o el tiempo de retorno de la inversión fuese mayor, es necesario realizar un análisis financiero para sustentar los cálculos realizados.

VI. Conclusiones

En este artículo se ha demostrado la aplicabilidad y conveniencia de realizar estudios de confiabilidad en sistemas en donde las pérdidas económicas asociadas a la No-Disponibilidad o a la No-Confiabilidad puede sustentar acciones de inversión, con un criterio técnicoeconómico, desde el punto de vista del retorno en la inversión.

En el caso en estudio, la misma empresa opera tanto los sistemas de producción como los sistemas de generación eléctrica, por lo que es la empresa operadora la que se beneficia del mejoramiento en la confiabilidad de sus sistemas de generación eléctrica.

En un sistema eléctrico más general, el operador de las facilidades de generación debe reportar los máximos niveles posibles de disponibilidad y de confiabilidad, al menor costo; mientras que el operador de las facilidades de producción, debe contar con niveles superiores a los requeridos para reportar los máximos beneficios.

Si se observa la totalidad del cuadro económico resultante, el análisis financiero, desde el punto de vista del retorno de la inversión, precisamente es el que justifica las actividades de mejoramiento de la confiabilidad y de la disponibilidad. Desde el punto de vista del cliente -el operador de las facilidades- es la confiabilidad, junto con la disponibilidad, una de las variables que mide la calidad del servicio, y por tanto podrían existir escenarios en donde el cliente prefiera asumir los costos de una mayor disponibilidad de acuerdo a su estructura de costos y flujo de caja del proyecto. El retorno en la inversión en períodos cortos de tiempo, y -de hecho- niveles de producción mayores, podrían ser la base para una justificación económica suficiente sobre esquemas de redundancia.

Referencias

(1) M.T. Bishop, et al. Distribution System Reliability Improvements Justified by Increased Oil Production. IEEE. Transactions on Industry Applications. November-December, 2000.

(2) Departamento de Mantenimiento - Ecopetrol - GSU. Proyecto de Reposición de Motores de Compresores de Gas. 1999, 2000.

(3) A. Santamaría. Manual de Confiabilidad y Disponibilidad. 1998.

Aleck Santamaría De La Cruz. Ingeniero Mecánico y Minor en Informática de la Universidad del Norte. Master en Ingeniería Mecánica de la Universidad de los Andes. Becario de la Universidad de Oviedo, España, en el área de Diseño Mecánico y Análisis por Elementos Finitos. Becario del Fondo Social Europeo para adelantar estudios de Gestión y Normativa de la Calidad, Metrología y Calibración y Gestión de Costos de la Calidad. Se ha desempeñado como Ingeniero de Investigación y Desarrollo en el Instituto Nacional de Vías, e Ingeniero de Mantenimiento y Confiabilidad en la Gerencia Sur de Ecopetrol. Actualmente se desempeña como Coordinador de la Unidad de Ingeniería y Gestión del Departamento de Mantenimiento en esta misma gerencia.