

Metodología para calcular la frecuencia de reemplazo de las Líneas de Crudo y Gas Off-Shore

Isaac E. Correa V.

E-mail: correaio@yahoo.es

Palabras Claves: Probabilidad, Incertidumbre, Riesgo, Ciclo de Vida

RESUMEN

Este estudio fue realizado a 30 líneas de crudo y 47 líneas de gas reemplazadas a los pozos durante el año 2005, que se encuentran en el Lago de Maracaibo.

Los objetivos fundamentales de este estudio son determinar los Años de Servicio de las Líneas Sublacustre, el Tiempo Promedio para Fallar (TPPF), el Tiempo Promedio para Reparar, basándose en la estadística de falla, la probabilidad de falla y riesgo en el tiempo; para determinar la frecuencia de reemplazo económicamente más rentable en términos de Valor Presente Neto (VPN).

Para ello se utilizó la Metodología de Costo del Ciclo de Vida, el cual, es un modelo de simulación que vincula y dimensiona la influencia de la incertidumbre de cada una de las variables asociadas sobre el indicador económico Valor Presente Neto (VPN), y en consecuencia permite identificar riesgos potenciales, establecer un plan de captación selectiva de certidumbre y determinar las acciones necesarias para mitigar el riesgo del proyecto de reparación u optimización de las líneas de los pozos.

La rentabilidad y el riesgo globales del modelo quedan finalmente expresados en dos factores: un factor de rentabilidad (Valor esperado o Media del VPN) y un factor de riesgo (Probabilidad de que el $VPN < 0$). Ambos indicadores soportan de manera adecuada procesos de toma de decisión en los que deben jerarquizarse opciones de inversión.

INTRODUCCIÓN

Las fallas en los equipos y sistemas, ocurren siempre como consecuencia de fenómenos físicos relacionados a procesos de deterioro y a cambios en la entropía de los sistemas. Asumiendo que la probabilidad de falla en los equipos y sistemas muestran en el tiempo, comportamientos típicos de una “curva de bañera”, donde se pueden identificar tres etapas: 1) Mortalidad Infantil, donde se observan normalmente fallas de diseño, operacionales y humanas, que requieren ajustes, cambios de diseño, entrenamiento y modificaciones para disminuir las tasas de falla, para posteriormente entrar en una segunda fase: 2) Fallas constantes en el tiempo, periodo que representa la vida útil de los activos y 3) Zona de Desgaste, que refleja el final de la vida útil de los componentes, por lo que aumenta la probabilidad de falla del sistema.

Los análisis tradicionales de confiabilidad, se basan en el estudio estadístico del tiempo para la falla o basado en la física del deterioro. Para realizar análisis de riesgos en tuberías, existen métodos cualitativos, semi-cuantitativos (basados en índices de riesgos) y métodos cuantitativos. Los métodos cualitativos y semi-cuantitativos ofrecen rangos de riesgo subjetivos, para distintos segmentos de tubería, los cuales no definen en términos físicos la tolerabilidad del riesgo, impidiendo los análisis de integridad mecánica. Por tal motivo es recomendable utilizar un análisis cuantitativo que determine la probabilidad de falla, basado en la estadísticas de fallas.

Para predecir y prevenir las fallas, la Ingeniería de Confiabilidad ha desarrollado varias herramientas, entre las más comunes se encuentra el “Análisis Probabilístico de Riesgo” (APR) y el “Análisis del Costos del Ciclo de Vida” (ACCV), que permite estimar el comportamiento de los costos en el ciclo de vida de un activo, escoger la mejor aproximación costo – efectividad de una serie de alternativas basado en el mínimo costo a largo plazo del activo, comparar alternativas de inversión que cumplen los mismos objetivos, pero con diferentes costos de diseño, procura, construcción, mantenimiento, operación, desincorporación entre otros, facilitando la toma de decisiones a los responsables de la gestión de los activos.

TÉRMINOS BÁSICOS

1. Probabilidad de Falla: Es una medida de la posible ocurrencia de un evento de falla. Puede estar basada en historia de falla (estadística) ó en la condición del activo (monitoreo del deterioro).

2. Distribución Probabilística: Modelos que permiten caracterizar y cuantificar la incertidumbre asociada a una variable; es decir modelos que consideran todos los posibles valores que dicha variable puede tomar.

3. Riesgo: Término de naturaleza probabilística, definido como la probabilidad de tener una pérdida y comúnmente se expresa en unidades monetarias. Su propósito fundamental es soportar el proceso de toma de decisión.

4. Consecuencia: Está referida al efecto ocasionado por una acción y puede estar representado por pérdidas de producción, costos de reparación, impacto ambiental, impacto en seguridad entre otros.

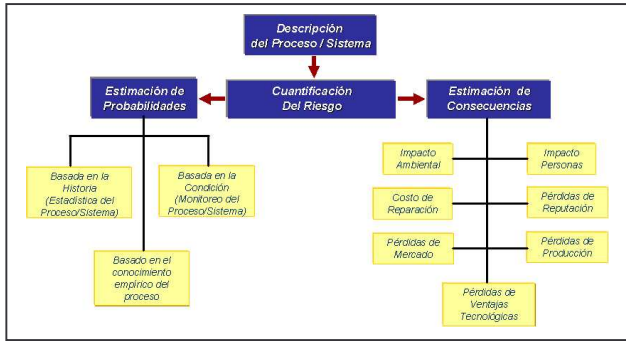


Figura 1. Análisis Cuantitativos de Riesgos. Fuente R2M

5. Incertidumbre: Es una medida de la inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable o evento

6. Modelo Básico para la evaluación del nivel de incertidumbre presente en una decisión: Se refiere al modelo en el cual se reconoce, cuantifica y propaga la incertidumbre asociada a las variables de entrada en las variables de salida.

Tradicionalmente estos modelos se manejan matemáticamente con Simulación de Montecarlo (método numérico) o con el Método de los Momentos basado en la Serie de Taylor (método analítico).

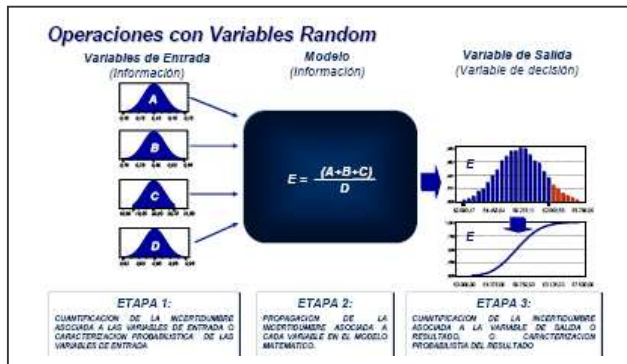


Figura 2. Operaciones con Variables Random. Fuente R2M

7. Modelos de decisión basados en riesgo: Existen tres tipos de modelos que permiten la toma de decisiones considerando el riesgo asociado al proceso, estos son: Modelos pasa o no pasa, Modelos de jerarquización y Modelo de Optimización. En esta aplicación se utiliza un modelo de optimización conocido como Optimización Costo-Riesgo.

8. Modelo de Optimización Costo Riesgo: Modelo que permite determinar el nivel óptimo de riesgo y la cantidad adecuada de mantenimiento, para obtener el máximo beneficio o mínimo impacto en el negocio. En la figura 3, se muestra gráficamente el modelo mencionado, y en el mismo pueden destacarse tres curvas que varían en el tiempo:

- la curva del nivel de riesgo (riesgo = probabilidad de falla x consecuencia).

- la curva de los costos de la acción de mitigación del riesgo, en la cual se simulan los costos de diferentes frecuencias para la acción propuesta.

- la curva de impacto total, que resulta de la suma punto a punto de la curva de riesgos y la curva de los costos.

El “mínimo” de esta curva, representa el “mínimo impacto posible en el negocio” y ésta ubicado sobre el valor que puede traducirse como el período o frecuencia óptima para la realización de la actividad de mitigación; un desplazamiento hacia la derecha de este punto implicaría “asumir mucho riesgo” y un desplazamiento hacia la izquierda del mismo implicaría “gastar demasiado dinero”. Es importante resaltar que cada una de dichas curvas representas distribuciones probabilísticas ya que se parte del hecho de que se ha considerado el nivel de incertidumbre de las variables de entrada.

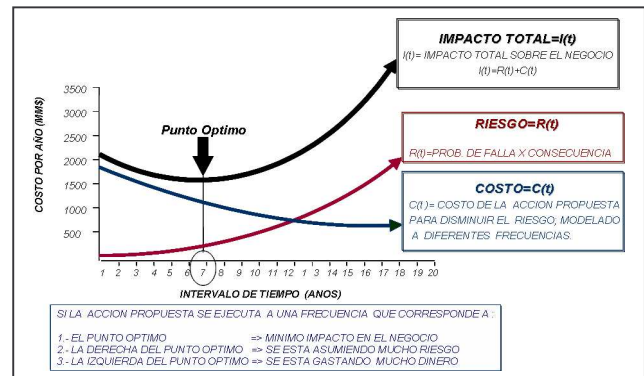


Figura 3. Modelo de Decisión Costo Riesgo. Fuente R2M

En la figura 4, se muestra un Flujoograma general para realizar un Análisis Costo – Riesgo, propuesto por la empresa R2M.

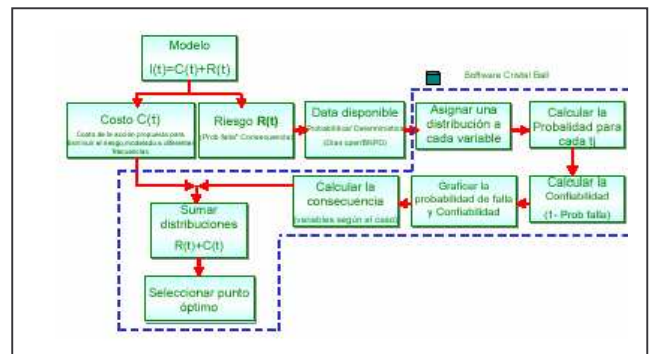


Figura 4. Flujoograma del Modelo de Decisión Costo Riesgo. Fuente R2M

9. Costos del Ciclo de Vida: Los costos del ciclo de vida de los activos son diversos, un mismo proyecto ó activo puede tener diferentes puntos de vista, ya que el mantenedor desea minimizar las horas de reparación, el Ingeniero de Confiabilidad quiere prevenir y disminuir las fallas, los ingenieros de proyectos minimizar los costos de inversión y adquisición, operaciones y producción quiere maximizar los “up times” y finanzas maximizar el VPN de los activos.

Los Análisis del Costo del Ciclo de Vida (ACCV) de un Activo principalmente están compuestos por: Costos de Adquisición y Capital, Costos de Operaciones, Costos de Mantenimiento Programado, Costos por fallas y eventos no deseados y los Costos de desincorporación, los cuales pueden ser expresados en términos de valor presente neto (VPN) según la siguiente ecuación general y como se muestra en la figura 5 & 6:

$$CCV = \sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{O_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{M_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{L_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{D_i}{(1+r)^{n+1}}$$

Donde:
 r = tasa de descuento
 i = cualquier año en la vida del activo
 n = vida asumida del activo

Figura 5. Elementos de un ACCV. Fuente R2M

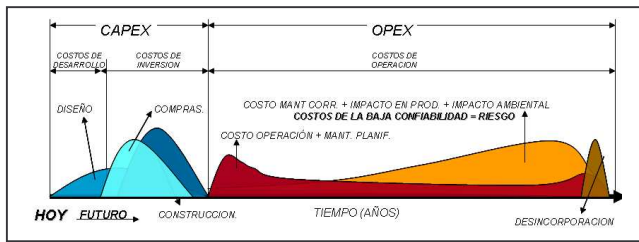


Figura 6. Componentes de Un Análisis Costo del Ciclo de Vida

METODOLOGÍA

Software y Herramientas Utilizadas: La herramientas utilizadas dentro de esta metodología fueron el software “Crystal Ball” que es un complemento (add-in) de Excel, desarrollado y comercializado por la empresa Decisionengineering. Este software de fácil uso permite determinar las distribuciones probabilísticas de una serie de datos específicos o en su defecto asignar a una serie de datos un comportamiento conocido con base a la opinión de expertos. Igualmente facilita los procesos de simulación de Montecarlo.

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

1. Determinación de la Distribución Probabilística de Falla de las líneas de crudo y gas: En el punto 3 de la norma “Criterios recomendados para el reemplazo total o parcial de líneas subacuáticas en servicio” (Norma interna de la una empresa) establece que para determinar la longitud total de tubería a reemplazar, se deben considerar los siguientes factores: Años de servicio de la línea. Frecuencia y estadísticas de filtraciones. Tipo de revestimiento y su condición. Limitaciones para efectuar reparaciones (cruces de líneas).

Cada uno de los factores antes mencionados pueden ser considerados independientemente o en conjunto, para éste modelo será considerado en conjunto.

La variable Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) es una variable física que puede tomar distintas distribuciones de probabilidades (Exponencial, Weibull, Gamma, Beta, Normal, Log-normal), como se muestra en la figura 7.

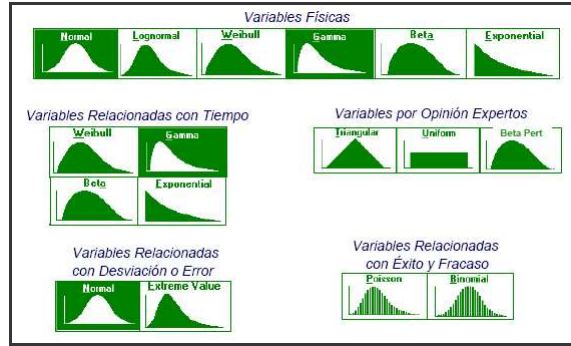


Figura 7. Caracterización probabilística de variables. Fuente R2M.

La distribución probabilística que mejor se ajusta al Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) de las líneas de gas sublacustre, es una distribución tipo Exponencial con una media de 7.71 años ($\lambda=0,11$) y con esta distribución se puede determinar de la confiabilidad, probabilidad de falla y riesgo en el tiempo.

En este estudio se utilizó el Test de Anderson-Darling y los datos fueron extraídos del sistema corporativo de información de la empresa, donde se visualiza el histórico de reparaciones, tipo de revestimiento, longitud y ubicación de la reparación y año de servicio de la línea de gas de los pozos.

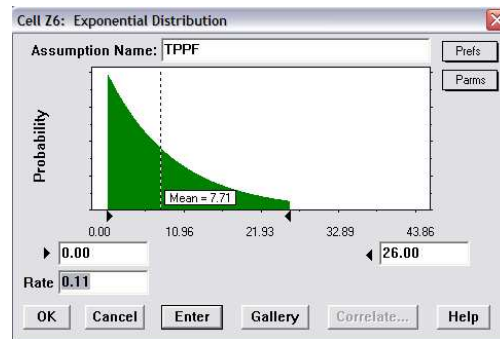


Figura 8. Distribución del TPPF de las líneas de gas.

La distribución probabilística que mejor se ajusta al Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) de las líneas de crudo es una distribución tipo Normal con una media de 15.31 años ($\sigma=8.59$) y con esta distribución se puede determinar de la confiabilidad, probabilidad de falla y riesgo en el tiempo.

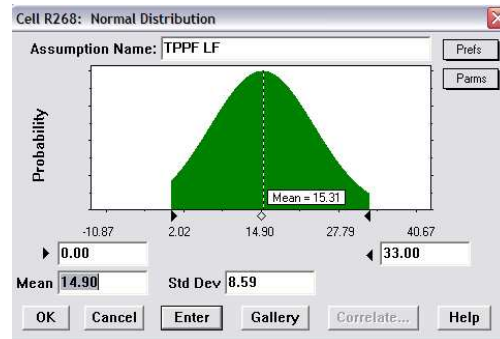


Figura 9. Distribución del TPPF de las líneas de crudo.

En este estudio se utilizó el Test de Anderson-Darling y los datos fueron extraídos del sistema corporativo de información de la empresa, donde se visualiza el histórico de reparaciones, tipo de revestimiento, longitud y ubicación de la reparación, número de grapas y año de servicio de la línea de crudo de los pozos.

2. Determinación de las Consecuencias de Fallas de las líneas de crudo y gas:

Las principales consecuencias de falla de las líneas son la pérdida de producción, costos de reparación (por concepto del reemplazo de tramos), impacto ambiental, impacto en seguridad entre otros.

$$\text{CONSECUENCIA} = (\text{Producción diferida} * \text{Tiempo de reparación} * \text{Precio de venta}) + \text{Costo de Reparación}$$

Para determinar las pérdidas de producción, se debe determinar el Tiempo Promedio para Reparar (TPPR) de las líneas, desde que ocurre la falla hasta que el pozo es nuevamente puesto en operación, el cual se multiplica por la distribución del precio del crudo.

La distribución probabilística que mejor se ajusta al Tiempo Promedio para Reparar (TPPR LG) de las líneas de gas es una distribución tipo Weibull con una media de 5.44 días ($\alpha=4.11$ y $\beta=3.28$). Esta información fue suministrada por el personal de Programación de Operaciones.

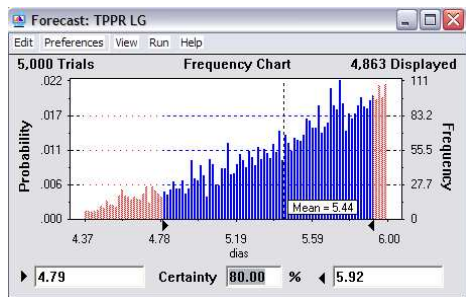


Figura 10. Distribución del TPPR de las líneas de gas.

La distribución probabilística para el Tiempo Promedio para Reparar (TPPR LF) de las líneas de crudo es una distribución tipo triangular con una media de 9.67 días y los valor mínimo y máximo se encuentra en la figura 11. Esta información fue suministrada por el personal de Programación de Operaciones.

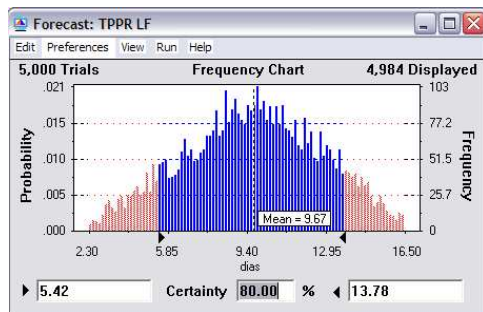


Figura 11. Distribución del TPPR de las líneas de crudo.

Dado el constante crecimiento del precio del crudo, el mismo fue estimado utilizando la tabla 1 y el costo de venta del crudo tiene

una distribución Lognormal con una media de 39.27 \$/Bls y una desviación estándar de 8.17.

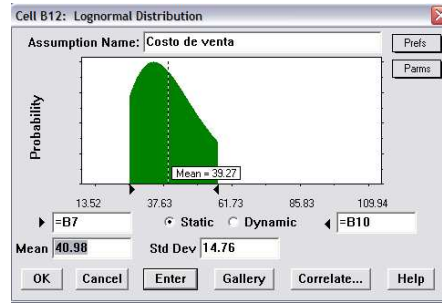


Figura 12. Distribución del costo de venta del crudo.

costo de venta	
año	\$/Bls
2003	25.76
2004	33.13
2005	45.39
2006	57.06

Tabla 1. Comportamiento histórico del costo de venta del crudo.

En la tabla 2, se visualiza la producción promedio por pozo (en el Lago de Maracaibo) de cada zona y por la empresa.

X1	73.9 Bls/dia
X2	82.7 Bls/dia
X3	68.4 Bls/dia
EMPRESA	75.07 Bls/dia

Tabla 2. Producción promedio por pozo.

Cuando se procede a reparar la línea de gas de un pozo, éste se deja produciendo en flujo natural, por lo que la producción diferida se puede multiplicar por un factor que representa el impacto por tener la línea de gas lift fuera de servicio. Este factor fue obtenido a través de la opinión de experto y su distribución probabilística es una triangular con un valor mínimo estimado de 0.4, un valor probable de 0.6 y un valor máximo estimado de 0.7.

Actualmente los costos por reemplazar tramos dañados en las tuberías sublacustres de gas y crudo, con diámetros de 2” a 4” se encuentra entre los a 130 Millones de Bolívares; esta información fue suministrada por el personal de Programación de Operaciones. La distribución probabilística del costo estimado de reparación es una distribución uniforme con un valor mínimo de 100 y un valor máximo de 130 Millones de Bs. respectivamente.

3. Determinación del Riesgo de las líneas sublacustres: El riesgo es un término de naturaleza probabilística, que se define como “egresos o pérdidas probables consecuencia de la probable ocurrencia de un evento no deseado o falla”. Matemáticamente el riesgo asociado a una decisión o evento viene dado por:

$$\text{RIESGO: PROBABILIDAD DE FALLA} * \text{CONSECUENCIAS}$$

Los análisis de riesgo permiten soportar una decisión con base en la cuantificación y ponderación de la probabilidad de éxito con sus beneficios y la probabilidad de fracaso y sus consecuencias. En el caso particular del estudio, la probabilidad de falla fue calculada en la sección 1 y las consecuencias de las fallas en la sección 2.

4. Estimación Probabilística del Indicador Valor Presente Neto (VPN):

La figuras 13 & 14 y en tabla 3, se muestra de manera general el modelo para el calculo probabilístico del Indicador Económico Valor Presente Neto (VPN), el cual permite determinar el factor de riesgo y de rentabilidad del proyecto facilitando adicionalmente, cuantificar el impacto de la incertidumbre asociada a cada una de las variables de entradas (Ingresos, Egresos, Inversión Inicial). El **factor de Rentabilidad** 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 igual a cero indica que sólo se ha recuperado la inversión inicial).

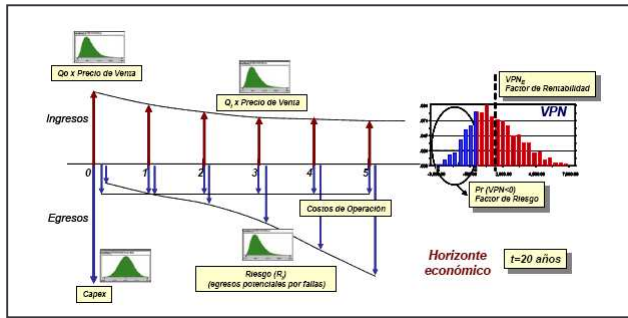


Figura 13. Modelo Probabilístico de VPN & ACCV. Fuente R2M.

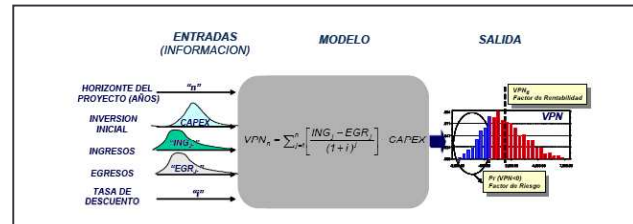


Figura 14. Modelo Probabilístico del Indicador VPN. Fuente R2M.

Tabla 3. Modelo de Hoja de Calculo para estimar el VPN

Año	Estimación de Ingresos			Estimación de Egresos			Riesgo por Falla (R)	Costos Operativos (Operación)	Egresos	Flujo de Caja	VPN
	Producción (P)	Precio (Q)	Ingreso (I)	Costo Inicial (C)	Costo por Falla (F)	Egresos (E)					
Año 1	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	1.785600
Año 2	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	1.584000
Año 3	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	1.401600
Año 4	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	1.236000
Año 5	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	1.086000
Año 6	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.950400
Año 7	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.828000
Año 8	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.718400
Año 9	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.620800
Año 10	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.535200
Año 11	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.461600
Año 12	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.398400
Año 13	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.344800
Año 14	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.299200
Año 15	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.260800
Año 16	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.228000
Año 17	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.199200
Año 18	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.173600
Año 19	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.150400
Año 20	80.00	2.37	189.60	200.00	0.00	200.00	0.00	0.00	200.00	-110.40	0.128000

Los ingresos en el modelo probabilístico del VPN, representan la producción del pozo multiplicado por el precio del crudo; éste ingreso disminuye en el tiempo debido a la declinación mecánica y energética que sufren los pozos a lo largo de su vida útil. El factor de declinación utilizada en este estudio es de 15% anual. Esta declinación fue suministrada por el personal de Gestión y Presupuesto.

Los egresos utilizados para este modelo son: los costos operativos o costo de producción y el riesgo de las fallas de las líneas, es decir, los posibles egresos por las fallas potenciales calculadas en la sección 3.

costo de producción	
año	\$/Bls
2000	2.37
2001	2.88
2002	2.48
2003	1.95
2004	2.95
2005	3.34
2006	2.59

Tabla 4. Comportamiento histórico del costo de producción del crudo.

Los costos de producción tienen una distribución normal con una media de 2.65 \$/Bls y una desviación estandar de 0.45. Como se puede observar en la figura 13, los ingresos disminuyen en el tiempo debido a la declinación de los pozos y los egresos aumentan debido a que la probabilidad de falla y número esperado de fallas de las líneas sublacustre aumentan en el tiempo.

La tasa de descuento utilizada en este modelo es de 12%. Esta tasa fue suministrada por el personal de Gestión y Presupuesto.

En la figura 15 y 16 se observa el VPN probabilístico de una línea de crudo y de gas para los pozos de la empresa.

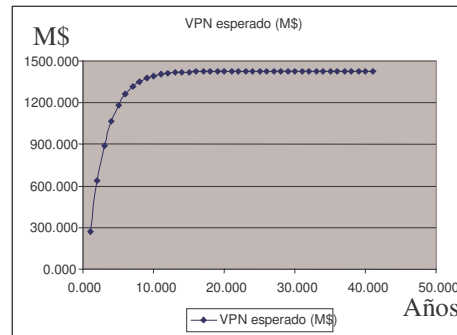


Figura 15. Valor Presente Neto de una línea de crudo.

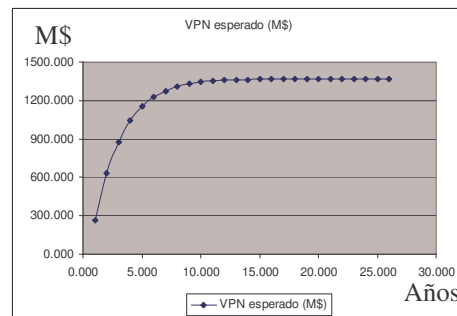


Figura 16. Valor Presente Neto de una línea de gas.

Es importante destacar en la curva del VPN acumulado en el tiempo, que cuando ésta tiende ser asintótica o a disminuir indica el momento en el cual debe abandonarse la inversión, invertir más capital o movilizar los recursos a proyectos más rentables.

CONCLUSIONES

1. Incluir análisis de confiabilidad basados en el historial de falla para las líneas de crudo y gas de los pozos de la empresa debido a la alta población, dificultad de inspección instrumentada y aplicar un análisis de confiabilidad basado en la condición de la falla para el sistema de recolección de crudo y gas.

2. **La frecuencia de reemplazo de las líneas de crudo para un pozo promedio de la empresa es de 20 años de operación; en el caso de las líneas de gas es de 18 años.** El modelo está dominado, en este caso por la curva de riesgo, y ésta a su vez está altamente influenciada por el VPN.

3. **La frecuencia de reemplazo de las líneas sublacustre de crudo y gas de los pozos dependen de su tasa de producción, costos operativos, costos de venta, declinación mecánica y energética.**

4. El 100% de los tramos reemplazados y las líneas reemplazadas en la empresa durante el año 2005, corresponden a líneas de pozos de 4" @ 6" de diámetro.

5. El objetivo fundamental del cálculo o determinación del Riesgo es predecir todos los posibles flujos de caja, considerando los egresos probables asociados a fallas de las líneas, para darle certidumbre al proceso de toma de decisiones.

6. El Análisis del Costo del Ciclo de Vida (ACCV) es una metodología que se basa en estimar o pronosticar todos los posibles "flujos de caja" que pudieran ocurrir durante la vida útil de una opción de inversión o proyecto; incluyendo todas las fases de la vida útil del activo; desde el diseño, procura, construcción, operación, mantenimiento hasta su desincorporación y en la conversión de estos flujos de caja proyectados o futuros, a un valor económicamente comparable considerando el valor del dinero en el tiempo; tal como el valor presente neto (VPN).

7. Para aplicar un ACCV, se requiere que:

- Las propuestas que se están evaluando deben tener los mismos objetivos o propósitos.
- Se definan y establezcan claramente los criterios técnicos y no técnicos de evaluación.
- Contar con el mayor número de detalles de las propuestas a evaluar.

8. Los ACCV facilitan la toma de decisiones a los responsables de la gestión de activos, jerarquizando las propuestas con iguales objetivo o propósito, minimizando los costos en el ciclo de vida de los activos.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda cambiar la práctica operacional actual del personal de buzos, la cual, trae como consecuencia la pérdida de información para aplicar correctamente el criterio de reemplazo parcial de la línea (norma interna de la empresa), es decir, verificar que no exista más de 3 grapas en una sección de 300 metros.

2. Se recomienda realizar las inspecciones instrumentadas para las líneas del Sistema de Recolección de Crudo y Gas.

3. **Evaluar la alternativa de la colocación de bobinas de material compuesto de FRP (Fiber Reinforced Plastic). El compuesto está constituido por una matriz polimérica (resina de poliéster), resistente al ataque químico, y un refuerzo de fibra de vidrio unidireccional en los verticales de las líneas, debido a que en estas zonas representan el 80% de las fallas por corrosión externa o daño mecánico de las líneas sublacustre.**

4. Determinar los indicadores financieros de los ACCV (VPN, Factor de Rentabilidad y Factor de Riesgo), como variables a considerar para la toma de decisiones, tomando en cuenta la incertidumbre de las variables de entradas y de los modelos de decisión.

5. Adoptar como "buena práctica" el considerar la incertidumbre en las variables de entradas a los modelos de decisión y **tomar en cuenta el "riesgo" como un "egreso probable" en cualquier evaluación económica.**

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Yanez, Medardo & Semeco Karina, "Aplicación del Modelo Costo-Riesgo para la selección de la frecuencia óptima de reemplazo de Bombas electrosumergibles", Venezuela 2003.
- Yanez Medardo, Luzardo Angela, Freitas Manuel & Semeco Karina, "Análisis Probabilístico de Riesgo para actividades de Perforación y Rehabilitación de Pozos", Reliarisk (R2M), Venezuela 2006.
- Gerencia de la Incertidumbre – Yañez, Gómez de la Vega, Valbuena - Enero 2002.
- Murtha, James - "Decisions Involving Uncertainty" – Palisade Corporation, New York USA 2000.
- Crystal Ball – "User Manual Release 2000.2", Decisioneering Inc. USA 2001.
- Best Fit – "Distribution Fitting for Windows" – Release 4.5 User Guide, Palisade Corporation, Newfield New York USA