

“METODOLOGIA ESTOCASTICA DE OPTIMIZACIÓN DE SECUENCIA DE INTERVENCIONES A POZOS - MEOSIP”

Medardo Yañez, Manuel Freitas, Karina Semeco, Miguel Agüero

Reliability and Risk Management México SA de CV– R2M México SA de CV

e-mail: medardo.yanez@reliarisk.com manuel.freitas@reliarisk.com, karina.semeco@reliarisk.com miguel.aguero@reliarisk.com

Dado un programa operativo de intervenciones a pozos asociado a un Proyecto de E&P, MEOSIP® permite encontrar la combinación y la secuencia óptima para realizar dichas actividades, (Perforaciones, Reparaciones Mayores y Reparaciones Menores), apuntando a maximizar la rentabilidad a un riesgo tolerable; cumplir con las obligaciones y restricciones presupuestarias y alcanzar el cumplimiento de compromisos de producción e incorporación de reservas.

Los elementos diferenciadores de MEOSIP® son los siguientes:

- ✓ Su aplicación se sustenta en una herramienta computacional llamada SSOIP (Simulador de la Secuencia Óptima de Intervenciones a Pozos) que combina Simulación de Montecarlo con Algoritmos de Búsqueda Selectiva Discreta, de última generación, que permiten ensayar millones de combinaciones y secuencias, y encontrar; en pocos segundos, el programa operativo óptimo
- ✓ El proceso de optimización implica la caracterización probabilística y cuantificación de la incertidumbre de las variables claves del proceso (Producción de los Pozos, Tiempos y Costos de las Actividades, Vida Útil de Pozos, Disponibilidad de Equipos, Probabilidad de Éxito y Fracaso Geológico y Operacional; entre otras)

Los beneficios más importantes asociados a la metodología son:

- ✓ Permite la optimización de inversiones y costos (CAPEX y OPEX) de programas operativos en escenarios de recursos limitados, mediante la asignación eficiente del recurso.
- ✓ Permite la identificación de intervenciones a pozos con alto riesgo y/o baja rentabilidad y el replanteamiento o reingeniería de dichas intervenciones; en otras palabras, permite la identificación de los proyectos pozo que generan más valor dentro de la cartera evaluada.
- ✓ Permite la visualización “en tiempo real” de la Secuencia Óptima de Intervenciones a Pozos y la generación automática del gráfico de “Movimiento de Equipos” en formato de barra asociado a dicha secuencia.
- ✓ Permite la generación del Perfil Estocástico de Producción asociado al programa operativo bajo análisis y la Evaluación Económica Probabilista de la Secuencia Óptima.

Palabras claves: Actividad Calendarizada, Rentabilidad, Riesgo, Incertidumbre, Estocástico, Probabilístico, Optimización, Índice de Jerarquización, Secuencia Óptima, Inversión, Pozo.

1.- Introducción.

Los altibajos dentro de la Industria del Petróleo se aceptan como hechos naturales en un negocio conocido por sus riesgos, es por ello que muchas compañías han descubierto el valor de manejar su cartera de proyectos a pozos como un todo, evaluando la adecuada combinación y secuencia de sus intervenciones, asegurando así la mejor distribución de sus recursos limitados, aumentando con ello la rentabilidad del negocio.

La fortaleza de la metodología propuesta consiste en la incorporación de la caracterización probabilística de las variables claves para la determinación de la rentabilidad de los proyectos de inversión (Intervenciones a pozos); permitiendo tomar decisiones sobre escenarios basados en riesgo, y de manera paralela optimizar el uso de los recursos económicos con los que se cuenta. En otras palabras, permite identificar la combinación adecuada de proyectos de perforación o reparación de pozos para garantizar un óptimo nivel de riesgo y rentabilidad de la cartera de proyectos de inversión.

Los modelos tradicionales de jerarquización de intervenciones a pozos muchas veces parten de la utilización de un criterio único como elemento clave de

decisión, como por ejemplo entrada de producción, disponibilidad de recursos, tiempo y costo de ejecución de las actividades, rentabilidad y riesgo de los pozos. El presente trabajo expone una metodología que atiende todos los aspectos antes mencionados de forma integrada, permitiendo la jerarquización optimizada a través de múltiples criterios de evaluación.

Esta metodología propone tres modelos de jerarquización, que son: Permuta de la Secuencia de Intervenciones de pozos, Estimación del Índice Jerárquico por Pozo y finalmente la Matriz de Jerarquización Tridimensional (3D) con base a la rentabilidad, la eficiencia de la inversión y el riesgo.

2.- Evaluación Económica Probabilística por Pozo.

La evaluación económica de un proyecto de inversión es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas. Tiene como objetivo:

- Reconocer los diferentes tipos de costos (egresos) y beneficios (ingresos) asociados a los proyectos.

- Seleccionar el método de evaluación económica más adecuado para el tipo de beneficio que se desea lograr.
- Valorar la rentabilidad económica de una inversión de acuerdo con indicadores estandarizados.

En el pasado este tipo de evaluaciones económicas se hacían mayormente de forma determinista, pero en la actualidad el enfoque probabilista a cobrado importancia, ya que incrementa desde el punto de vista técnico/económico la objetividad de los análisis, con la inclusión del riesgo y la incertidumbre; presentando modelos cuantitativos que soportan de forma acertada la toma de decisiones.

El enfoque probabilista de la evaluación económica de una intervención a pozo (Perforación o Reparación), toma como base el Análisis Cuantitativo de Riesgo, el cual tiene como objetivo fundamental identificar y reconocer las fuentes principales de riesgo e incertidumbre en todas las variables que intervienen en el proyecto pozo, tanto de carácter operacional, económica, de yacimiento, producción, entre otras.

Este análisis se sustenta en un avanzado modelo de simulación que vincula y dimensiona la influencia de la incertidumbre de cada una de estas variables 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 intervención del pozo.

Los indicadores económicos utilizados frecuentemente para realizar la evaluación económica son el Valor Presente Neto (VPN) y la Eficiencia de la Inversión (VPN/VPI), esta última que resulta de dividir el VPN entre el Valor Presente de la Inversión o VPI.

A continuación se definen los indicadores económicos de uso más frecuente:

- **VPING (Valor Presente de los Ingresos):** resulta de la suma de los ingresos esperados descontados a una tasa de interés establecida.

$$VPING = \sum_{i=1}^n \left(\frac{ING_i}{(1+r)^i} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- n: horizonte económico
- ING_i: Ingresos en el año "i".
- i: cualquier año en la vida del proyecto
- r: tasa de descuento

- **VPI (Valor Presente de la Inversión):** resulta de la suma de las inversiones descontadas a una tasa de interés establecida.

$$VPI = \sum_{i=1}^n \left(\frac{INV_i}{(1+r)^i} \right) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

- n: horizonte económico
- INV_i: Inversión en el año "i".
- i: cualquier año en la vida del proyecto
- r: tasa de descuento

- **VPC (Valor Presente de los Costos):** resulta de la suma de los costos de efectivo descontados a una tasa de interés estipulada.

$$VPC = \sum_{i=1}^n \left(\frac{C_i}{(1+r)^i} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- n: horizonte económico
- C_i: Costo en el año "i".
- i: cualquier año en la vida del proyecto
- r: tasa de descuento

- **VPN (Valor Presente Neto):** es el método tradicional de evaluación de un proyecto de inversión y resulta de la suma de los flujos de efectivo (ingresos menos egresos que se producirán durante la vida del proyecto), descontados a la tasa de descuento definida.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left(\frac{ING_i - EGR_i}{(1+r)^i} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

- n: horizonte económico
- ING_i: Ingresos en el año "i".
- EGR_i: Egresos en el año "i".
- i: cualquier año en la vida del proyecto
- r: tasa de descuento

- **VPN/VPI (Eficiencia de la Inversión):** se define eficiencia de la inversión a la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida.

- **VAE (Valor Anual Equivalente):** El VPN; es una excelente herramienta para jerarquizar opciones evaluadas en el mismo horizonte económico; no obstante; en ocasiones es necesario decidir entre proyectos u opciones de inversión con horizontes económicos diferentes; en estos casos, es necesario re-expresar el VPN en un monto equivalente de dinero anual, conocido como Valor Anual Equivalente, VAE que se define como el fragmento o porción anual y constante necesaria para pagar un monto igual al VPN.

$$VAE = VPN \cdot K \quad \text{Ecuación 5}$$

$$K = \left[\frac{r}{1 + (1+r)^{-n}} \right] \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

K: factor

n: horizonte económico

r: tasa de descuento

La Figura 1 representa de forma general el modelo de evaluación económica probabilista aplicado al proyecto pozo.

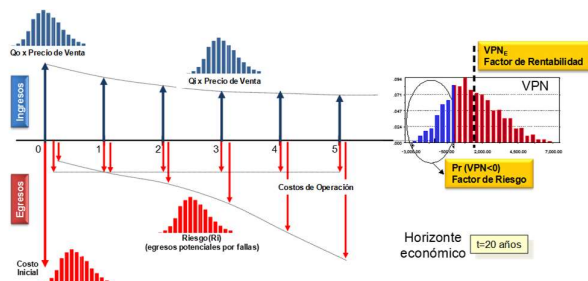


Figura 1. Modelo de Estimación Probabilista del VPN - Pozo

La estimación de la Distribución de Probabilidad del VPN implica la estimación de los ingresos y egresos asociados al proyecto de intervención del pozo (perforación o reparación), desde el inicio de la intervención y durante su vida productiva. La estimación de los ingresos a su vez requiere del cálculo probabilista del gasto o tasa inicial de producción del pozo y su pronóstico o perfil de producción en el horizonte económico establecido, que multiplicado por el precio de venta del aceite o gas, representarán los ingresos esperados. Por otro lado, estimar los egresos requiere la caracterización probabilista de la Inversión Inicial o Costo de la Intervención, así como los costos de operación y mantenimiento, y los egresos probables producto de fallas o eventos no deseados.

Una vez definido el flujo de caja proyectado (Ingresos – Egresos) son descontados a una determinada Tasa de Descuento (r), en función de las premisas corporativas para la evaluación económica, con la finalidad de generar la función de probabilidad del VPN y VPI. La Figura 2 esquematiza el proceso previamente descrito y muestra el modelo matemático para el cálculo del VPN probabilista.

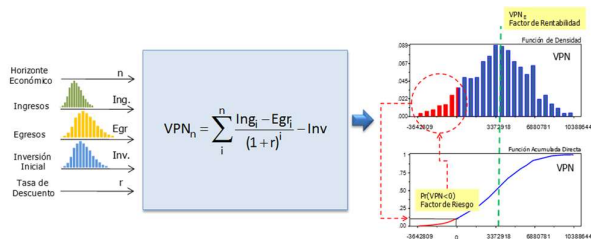


Figura 2. Factor de Rentabilidad y Factor de Riesgo Financiero.

A través de este modelo se obtienen las distribuciones del VPN y del VPI, y de estas se extraen tres parámetros importantes: el factor de rentabilidad, el factor de riesgo y la eficiencia de la inversión.

- El **Factor de Rentabilidad**, representado por la media o valor esperado de la distribución del VPN y se traduce como la ganancia que generará el pozo evaluado.
- El **Factor de Riesgo** se define como el área bajo la curva de la cual se obtiene $VPN < 0$, la cual representa la probabilidad de tener valores de VPN negativos, o pérdidas derivadas del proyecto pozo.
- La **Eficiencia de la Inversión** se obtiene de dividir la media o valor esperado del VPN entre la media o valor esperado del VPI y se traduce como la cantidad de pesos que se ganarán por cada peso invertido en el proyecto pozo (VPN/VPI).

3.- Evaluación Económica de una Secuencia de Intervenciones a Pozos.

Una vez evaluada la rentabilidad de cada una de las intervenciones a pozos, surge la necesidad de definir o calcular la rentabilidad global de la cartera o secuencia de intervenciones, calculando el indicador económico VPN de la secuencia. La Figura 3 muestra un ejemplo del diagrama de flujo de caja, con las entradas de cuatro pozos que conforman una secuencia, cada una de las flechas indican el VPN_i de cada una de las intervenciones.

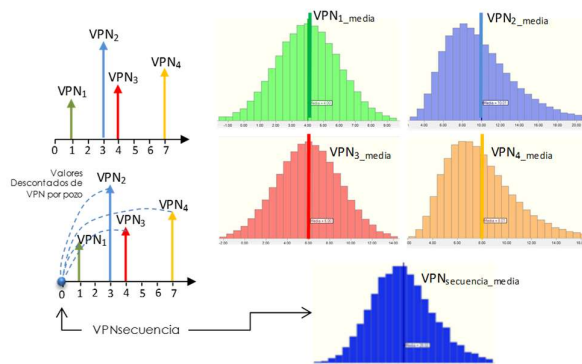


Figura 3. Estimación del VPN de la secuencia de pozos

Las siguientes ecuaciones, permiten calcular los valores descontados para cada uno de los VPN_i por pozo, de acuerdo a la fecha de intervención.

$$VR_{VPN1} = \frac{VPN_1}{(1+r)^1} \quad \text{Ecuación 7}$$

$$VR_{VPN2} = \frac{VPN_2}{(1+r)^3} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$VR_{VPN3} = \frac{VPN_3}{(1+r)^4} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$VP_{VPN_4} = \frac{VPN_4}{(1+r)^7} \quad \text{Ecuación 10}$$

La suma de los valores descontados de los VPN por pozo representa la ganancia o rentabilidad esperada de la secuencia de intervenciones analizada.

$$VPN_{\text{secuencia}} = VP_{VPN1} + VP_{VPN2} + VP_{VPN3} + VP_{VPN4} \quad \text{Ecuación 11}$$

4.- Modelo de Jerarquización de la Secuencia de Intervenciones.

Como se ha indicado previamente la metodología propuesta permitirá establecer la secuencia de intervención a pozos (Perforación ó Reparación), que garantice la máxima rentabilidad y mínimo nivel de riesgo.

A continuación se describen tres modelos propuestos de jerarquización de secuencia de intervenciones a pozos, desarrollados en el presente trabajo, que son:

- Basado en la Permuta de la Secuencia de Intervenciones a Pozos.
- Basado en la estimación del Índice Jerárquico por Pozo.
- Basado en la Matriz Rentabilidad, Riesgo y Eficiencia de la Inversión (Gráfico 3D).

4.1.- Modelo de Jerarquización basado en la Permuta de la Secuencia de Intervenciones a Pozos.

El modelo de Jerarquización por Permuta se sustenta en la generación de “n” escenarios o secuencias de intervenciones a pozos, intercambiando el orden de las mismas.

Supongamos, como lo muestra la Figura 4, se tienen programadas 6 intervenciones a pozos, en función de lo que se conoce como Secuencia o Actividad Calendarizada.

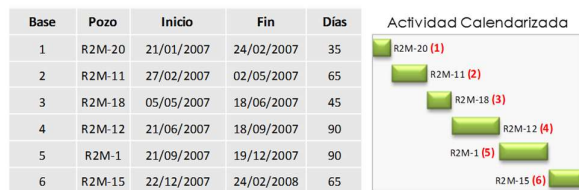


Figura 4. Ejemplo de Secuencia de Intervenciones a pozos

Si se parte del supuesto que los 6 pozos pueden cambiar su orden o posición en la secuencia, el número total de escenarios a evaluar viene dado por la siguiente ecuación:

$$n = P(6,6) = 6! = 720 \text{ escenarios} \quad \text{Ecuación 12}$$

Es decir, se requiere la evaluación de 720 posibles secuencias o escenarios de intervenciones a pozos, siendo el orden planificado o caso base el “1-2-3-4-5-6”.

Para la estimación de los indicadores económicos VPN y EI por pozo se requiere como información de entrada: Tasa o cuota inicial de producción (Q_{oi}), Pronóstico de Vida Útil (VU_i), Costo de la Intervención (C_i).

Una vez estimado el indicador VPN probabilístico por pozo, siguiendo el procedimiento descrito en la Sección 2, del presente documento, se estima el VPN de la secuencia de acuerdo a lo expresado en la Sección 3.

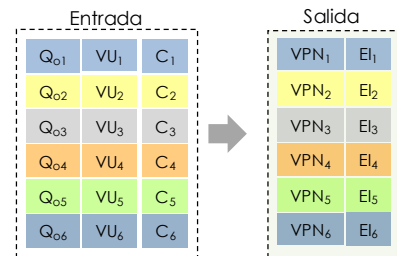


Figura 5. Información requerida para la estimación del VPN y EF.

El Escenario 1 o Secuencia de Intervenciones base, generará un perfil de producción esperado en función de la entrada a producción de los pozos, tal como lo muestra en forma esquemática la siguiente figura.

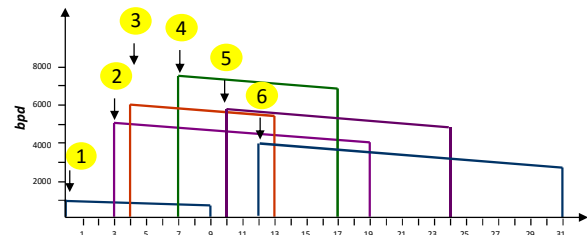


Figura 6. Entrada de Producción de los Pozos de una Secuencia.

El flujo de caja esperado en función de la entrada a producción de los pozos determinará el valor del indicador VPN para la secuencia.

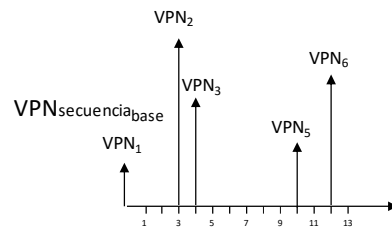


Figura 7. Flujo de caja para la estimación del VPNsecuencia.

Este procedimiento de cálculo del VPN por secuencia debe repetirse para cada uno de los Escenarios o

Secuencias posibles, de acuerdo al número total de escenarios. La siguiente tabla resume, como ejemplo, los VPN obtenidos por secuencia.

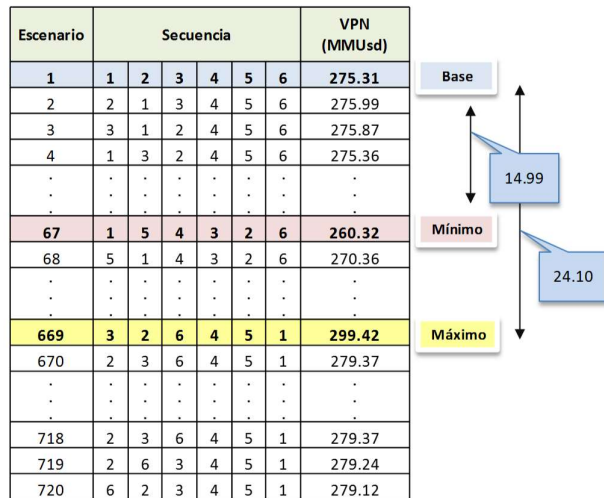


Figura 8. Evaluación Económica de las Posibles Secuencias o Escenarios.

A partir de la tabla presentada en la Figura 8, pueden identificarse las Secuencias con máximo y mínimo VPN, comparando estas con el valor correspondiente al escenario llamado base (1-2-3-4-5-6).

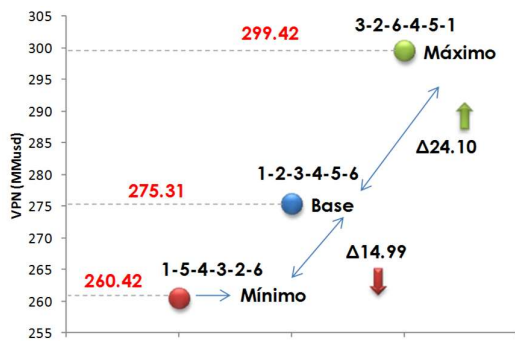


Figura 9. Comparación de Secuencia Mínima, Máxima y Base.

La Figura 10 muestra la Actividad Calendarizada para cada una de las secuencias o escenarios evaluados, con mínimo y máximo VPN, así como el caso base.

A partir del conjunto de escenarios y secuencias evaluadas se seleccionará aquella que ofrezca mayor rentabilidad, es decir, mayor valor de VPN.

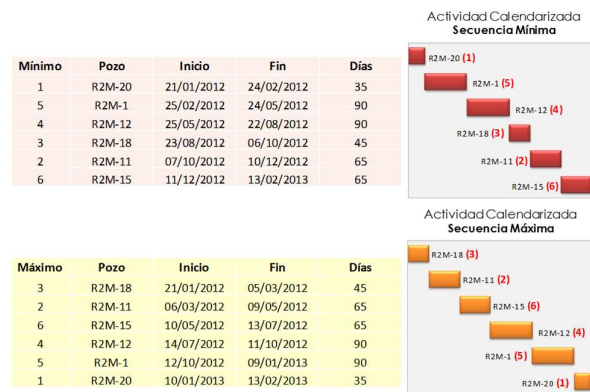
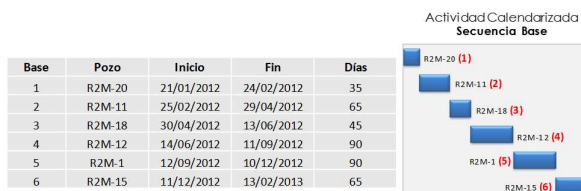


Figura 10. Actividad Calendarizada (Base, Mínimo, Máximo)

Muchas veces para este tipo de análisis es necesario incorporar algunas restricciones, que no son más que criterios que impiden el ordenamiento libre de los pozos. Estas restricciones pueden ser debidas a, por ejemplo: disponibilidad de materiales y equipos, requerimientos de seguridad, cumplimiento de cuotas o compromisos de producción, toma de información, capacidad de los equipos de perforación, etc.

Las restricciones reducen el número de Escenarios o Secuencias posibles de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$n=P(n, n-1)=(n-1)! \quad \text{Ecuación 13}$$

Supongamos, para el ejemplo con 6 pozos, existe solo una restricción, que por razones de seguridad la intervención al primer pozo no puede ser retrasada, es decir no puede cambiar de posición en la secuencia, mantiene la posición 1 en la secuencia, se reduce entonces el número posibles secuencias a 120.

$$n=P(n, n-1)=(n-1)!=(6-1)!=5!=120 \text{ escenarios}$$

La Figura 11 muestra un flujo de proceso para la aplicación del Modelo de Jerarquización basado en la Permuta de la Secuencia de Intervenciones a pozos.

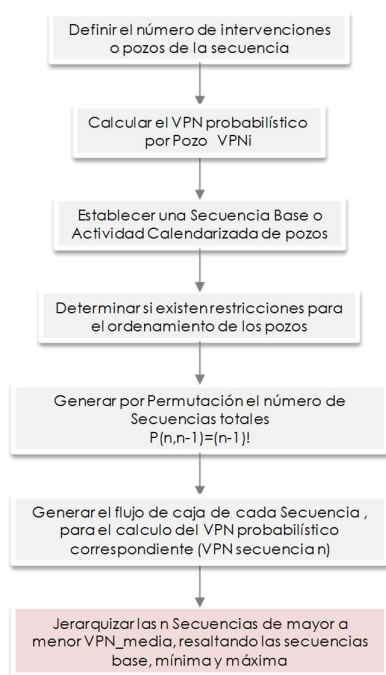


Figura 11. Flujo de Proceso del Modelo de Jerarquización basado en la Permuta de la Secuencia de Intervenciones.

Es importante mencionar que dicho modelo tiene como limitación, requerir de alto tiempo de cómputo para el cálculo del VPN probabilístico de todas las secuencias posibles, cuando el número de pozos es mayor a 8; esto se debe al crecimiento exponencial del número de escenarios:

$$n = P(2,2) = 2! = 2 \text{ escenarios}$$

$$n = P(6,6) = 6! = 720 \text{ escenarios}$$

$$n = P(8,8) = 8! = 40320 \text{ escenarios}$$

$$n = P(10,10) = 10! = 362880 \text{ escenarios}$$

$$n = P(15,15) = 15! = 1.31E+12 \text{ escenarios}$$

$$n = P(20,20) = 20! = 2.43E+18 \text{ escenarios}$$

4.2.- Modelo de Jerarquización basado en la estimación del Índice Jerárquico por pozo.

Partiendo de la limitación del alto tiempo de cómputo del modelo anterior para secuencias de más de 8 pozos, surgió la necesidad de desarrollar un nuevo modelo que permitiera jerarquizar las intervenciones sin evaluar el total de los escenarios posibles.

Este nuevo modelo se fundamenta en la estimación por pozo de un indicador cuantitativo, llamado Índice Jerárquico; que se define como la relación entre el valor medio o esperado del indicador económico VAE (Valor Anual Equivalente) y la duración de la intervención.

$$I_j = \frac{VAE_media}{D} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde,

I_j : Índice Jerárquico del pozo (Usd/día)

VAE: Valor Anual Equivalente (Usd)

D: Duración de la Intervención del pozo (Días)

Supongamos, como lo muestra la Tabla 1, se tienen programadas 10 intervenciones a pozos de una Secuencia Base; se calcula para cada uno de los pozos el Índice Jerárquico, a partir del valor esperado o media del indicador económico VAE y la duración de la intervención, tomando como referencia la Ecuación 13.

Dicha secuencia **(1-2-3-4-5-6-7-8-9-10)** tendrá un valor medio esperado de rentabilidad de **3805 MMUsd**, descontados a la fecha de inicio de la secuencia (26/11/2012), a una tasa de descuento del 12% anual.

Ordenando el Índice Jerárquico de menor a mayor se obtiene una nueva Secuencia de intervenciones a pozos **(9-6-4-1-10-3-2-8-7-5)**, llamada Secuencia Mínima (Ver Tabla 2), que representa el peor escenario posible, con un valor esperado de rentabilidad de **3803 MMUsd**, 2 MMUsd más bajo que el Escenario o Secuencia Base.

Tabla 1. Secuencia o Actividad Calendarizada Base.

No	Pozo	Inicio	Fin	Días	VPN_media (MMUSD)	VAE_media (MMUSD)	Índice Jerárquico
1	R2M-2091	26/11/2012	23/02/2013	90	270.9	1.54	17062.6
2	R2M-81	24/02/2013	09/05/2013	75	487.7	3.11	41491.0
3	R2M-2092	10/05/2013	07/08/2013	90	516.4	3.37	37397.9
4	R2M-41	08/08/2013	05/11/2013	90	101.5	0.54	6031.4
5	R2M-43	06/11/2013	03/02/2014	90	816.8	7.16	79553.4
6	R2M-62	04/02/2014	04/05/2014	90	76.5	0.40	4416.6
7	R2M-83	05/05/2014	02/08/2014	90	586.9	4.46	49578.9
8	R2M-84	03/08/2014	31/10/2014	90	522.4	4.07	45256.4
9	R2M-63	01/11/2014	29/01/2015	90	64.8	0.34	3740.4
10	R2M-2094	30/01/2015	29/04/2015	90	366.5	2.36	26267.2

VPN secuencia (MMUSD): **3805**

Secuencia Base

Tabla 2. Secuencia Mínima

No	Pozo	Inicio	Fin	Días	VPN_media (MMUSD)	VAE_media (MMUSD)	Índice Jerárquico
9	R2M-63	26/11/2012	23/02/2013	90	64.8	0.34	3740.4
6	R2M-62	24/02/2013	24/05/2013	90	76.5	0.40	4416.6
4	R2M-41	25/05/2013	22/08/2013	90	101.5	0.54	6031.4
1	R2M-2091	23/08/2013	20/11/2013	90	270.9	1.54	17062.6
10	R2M-2094	21/11/2013	18/02/2014	90	366.5	2.36	26267.2
3	R2M-2092	19/02/2014	19/05/2014	90	516.4	3.37	37397.9
2	R2M-81	20/05/2014	02/08/2014	75	487.7	3.11	41491.0
8	R2M-84	03/08/2014	31/10/2014	90	522.4	4.07	45256.4
7	R2M-83	01/11/2014	29/01/2015	90	586.9	4.46	49578.9
5	R2M-43	30/01/2015	29/04/2015	90	816.8	7.16	79553.4

VPN secuencia (MMUSD): **3803**

Secuencia Mínima

Ordena de Menor a Mayor

La Secuencia Máxima **(5-7-8-2-3-10-1-4-6-9)** se obtiene al ordenar el Índice Jerárquico de mayor a menor (Ver Tabla

3), con un valor esperado de rentabilidad de **3807 MMUSD**, 2 MMUSD más alto que el Escenario o Secuencia Base.

Tabla 3. Secuencia Máxima

No	Pozo	Inicio	Fin	Días	VPN_media (MMUSD)	VAE_media (MMUSD)	Índice Jerárquico
5	R2M-43	26/11/2012	23/02/2013	90	816.8	7.16	79553.4
7	R2M-83	24/02/2013	24/05/2013	90	586.9	4.46	49578.9
8	R2M-84	25/05/2013	22/08/2013	90	522.4	4.07	45256.4
2	R2M-81	23/08/2013	05/11/2013	75	487.7	3.11	41491.0
3	R2M-2092	06/11/2013	03/02/2014	90	516.4	3.37	37397.9
10	R2M-2094	04/02/2014	04/05/2014	90	366.5	2.36	26267.2
1	R2M-2091	05/05/2014	02/08/2014	90	270.9	1.54	17062.6
4	R2M-41	03/08/2014	31/10/2014	90	101.5	0.54	6031.4
6	R2M-62	01/11/2014	29/01/2015	90	76.5	0.40	4416.6
9	R2M-63	30/01/2015	29/04/2015	90	64.8	0.34	3740.4
					VPN secuencia (MMUSD):		3807

Secuencia Máxima

La Figura 12 muestra la comparación de rentabilidad esperada de las secuencias base, mínima y máxima.

Cabe destacar, que para el ejemplo anterior no se han considerado restricciones en el ordenamiento de los pozos, pudiendo ser este un aspecto a considerar en la evaluación de escenarios o secuencias propuestas.

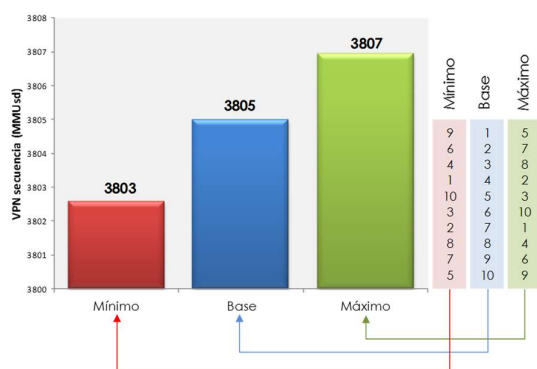


Figura 12. Comparación de Secuencias – Modelo IJ

La Figura 13 muestra un flujo de proceso para la aplicación del Modelo de Jerarquización basado en la estimación del Índice Jerárquico por pozo.

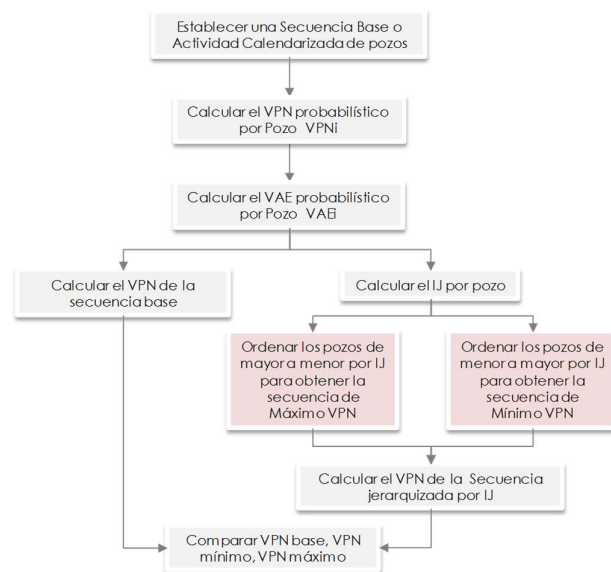


Figura 13. Flujo de Proceso del Modelo de Jerarquización basado en el Índice Jerárquico.

El Índice Jerárquico es un indicador muy importante que identifica de una manera clara cuáles son las intervenciones con mejores rentabilidades que pueden anticipar su entrada en el flujo de caja proyectado, generando así mejores valores de VPN por secuencia. La aplicación del índice jerárquico permite generar secuencias óptimas de intervenciones, que pueden ser graficadas como diagramas de barras, ver Figura 14.

Este tipo de representación gráfica es muy utilizado en el proceso de programación y seguimiento de las intervenciones a pozos.

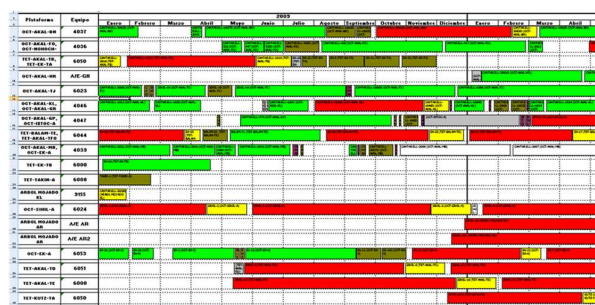


Figura 14. Secuencia de Intervenciones a Pozos en Barras

4.3.- Modelo de Jerarquización basado en la matriz Rentabilidad, Eficiencia de la Inversión y Riesgo (3D).

Los dos modelos previamente expuestos se apoyan en el uso del indicador rentabilidad para la jerarquización de las intervenciones a pozos.

El tercer modelo propuesto considera además de la rentabilidad, la eficiencia de la inversión y el factor de

riesgo, como elementos claves para el proceso de toma de decisiones en las intervenciones a pozos. Se fundamenta en la identificación de “Pozos Ofensores”, que destruyen valor a la rentabilidad de la cartera de pozos.

Este nuevo modelo requiere la estimación económica probabilística de cada una de las intervenciones a pozos (perforación ó reparación) que conforman la actividad del escenario o secuencia base propuesta, siguiendo el procedimiento descrito en la Sección 2 del presente documento.

A partir de las distribuciones de probabilidad de los indicadores económicos VPN y VPI, obtenidos de las evaluaciones por pozo, se extraen tres parámetros importantes, que son:

- El **Factor de Rentabilidad**, representado por la media o valor esperado de la distribución del VPN y se traduce como la ganancia que generará el pozo evaluado.
- El **Factor de Riesgo** se define como el área de la curva por debajo de la cual se obtiene $VPN < 0$, representa la probabilidad de tener valores de VPN negativos, o pérdidas derivadas del proyecto pozo.
- La **Eficiencia de la Inversión** se obtiene de dividir la media o valor esperado del VPN entre la media o valor esperado del VPI y se traduce como la cantidad de pesos que se ganarán por cada peso invertido en el proyecto pozo (VPN/VPI).

La Tabla 4 resume como ejemplo los resultados obtenidos de la evaluación económica probabilística de la actividad a pozos programada en el Campo Géminis, indicando por pozo el factor de rentabilidad, la eficiencia de la inversión y el factor de riesgo; ordenados de mayor a menor de acuerdo a su factor de rentabilidad, con el fin de identificar el conjunto de pozos que destruyen valor, resaltados en la tabla con el recuadro de color rojo, los llamados “Pozos Ofensores”. Cabe mencionar, que los pozos ofensores son aquellos que tienen valor esperado del VPN negativo y un factor de riesgo muy alto.

Tabla 4. Resultados Evaluación Económica Campo Géminis

Pozo	Factor de Rentabilidad	Eficiencia de la Inversión	Factor de Riesgo
	VPN_μ	VPN_μ/VPI_μ	Pr VPN<0
GEMINIS-1008	34.94	12.44	0.1014
GEMINIS-1014	34.76	12.41	0.0973
GEMINIS-1002	34.33	12.35	0.1004
GEMINIS-1170	28.71	11.65	0.0834
GEMINIS-1011	27.09	9.65	0.0795
GEMINIS-1161	23.08	9.29	0.0825
GEMINIS-1006	14.36	7.22	0.0956
GEMINIS-1009	14.07	7.14	0.0937
GEMINIS-1164	12.00	6.79	0.0960
GEMINIS-1160	11.37	6.37	0.0988
GEMINIS-1004	6.87	4.83	0.1093
GEMINIS-1012	6.05	4.74	0.1089
GEMINIS-1165	5.59	4.39	0.0866
GEMINIS-1010	5.46	4.33	0.0806
GEMINIS-3	4.74	4.21	0.1113
GEMINIS-1031	4.72	4.23	0.1103
GEMINIS-1163	4.65	4.09	0.0957
GEMINIS-1164	4.17	0.24	0.5275
GEMINIS-13	3.25	3.29	0.1298
GEMINIS-1172	2.44	2.74	0.1115
GEMINIS-1165	-1.39	-0.10	0.6648
GEMINIS-1154	-1.78	-0.13	0.6538
GEMINIS-1052	-2.12	-0.27	0.7332
GEMINIS-2003	-2.23	-0.27	0.7254
GEMINIS-1150	-3.56	-0.35	0.7378
GEMINIS-17	-4.47	-0.44	0.7861
GEMINIS-1033	-4.64	-0.44	0.7888

Pozos Ofensores a la Rentabilidad

Estos resultados pueden ser presentados de manera gráfica, a través de una matriz de jerarquización. La Figura 15 muestra una matriz tridimensional con media del VPN en el eje Z, media de la eficiencia de la inversión en el eje X y factor de riesgo en el eje Y.

Tal como puede deducirse de la matriz de jerarquización, los pozos dentro de la circunferencia punteada son calificados como “Ofensores”, por tener menor VPN, menor Eficiencia de la Inversión y mayor Riesgo, impactando la rentabilidad del escenario evaluado.

La optimización del escenario o secuencia se fundamenta en la reducción o eliminación de los “Pozos Ofensores”, generando un nuevo pronóstico de producción y un perfil de inversiones, que darán lugar a la Evaluación Económica de un nuevo Escenario o Secuencia Optimizada. Comparando el nivel de rentabilidad y riesgo del Escenario o Secuencia Base con el Optimizado.

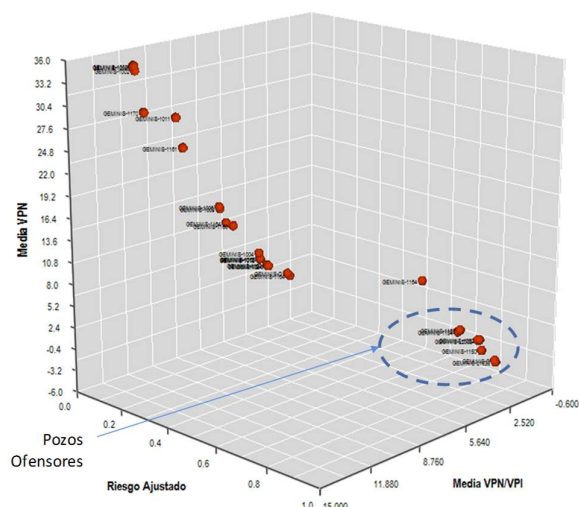


Figura 15. Matriz de Jerarquización 3D.

La Tabla 5 presenta un ejemplo de los resultados obtenidos en un caso real de aplicación, en el cual se logró una Optimización de la Actividad Calendarizada, con una reducción del 14.4% de la actividad, 3425 intervenciones para el Escenario Base y 2931 intervenciones para el Escenario Optimizado, identificando 494 pozos ofensores a la rentabilidad, correspondientes a la actividad de perforación.

La

Tabla 6 resume los indicadores económicos obtenidos para cada uno de los Escenarios, observando un incremento o mejora en la rentabilidad del 7.6% (*Escenario Base*: VPN_media: 10064 MMUsd; *Escenario Optimizado*: VPN_media: 10835 MMUsd). En cuanto al indicador económico Eficiencia de la Inversión pasó de 1.9 a 2.5 del Escenario Base al Optimizado.

Tabla 5. No de Intervenciones Escenario Base y Optimizado.

Área	No Perforación Escenario Base	No Perforación Escenario Optimizado	No Reparaciones Mayores Escenario Base	No Reparaciones Mayores Escenario Optimizado
Central	696	547	1049	1049
Occidental	271	178	218	218
Oriental	467	230	668	668
Sabinas	45	30	11	11
Total	1479	985	1946	1946

Tabla 6. Evaluación Económica de los Escenarios Base y Optimizado.

Escenario	Actividad Calendarizada		Valor Presente de la Inversión	Eficiencia de la Inversión	Factor de Rentabilidad	Factor de Riesgo
	No Perforaciones	No Reparaciones Mayores	VPI_media (MMUsd)	VPN/VPI media	VPN_media (MMUsd)	VPN Desviación Estándar
Base	1479	1946	5336.5	1.9	10064.0	175.6
Optimizado	985	1946	4284.1	2.5	10835.1	173.3

La Figura 16 muestra las distribuciones de probabilidad del VPN obtenidas para el escenario base, sin optimizar, y optimizado, observando el incremento de la rentabilidad esperada. De igual forma lo representa la Figura 17, a través de la matriz de jerarquización tridimensional.

Cabe mencionar, que este tipo de optimización, puede complementarse y fortalecerse con la incorporación de resultados de estudios de Modelos Probabilistas de Instalaciones, que permitan obtener un pronóstico estocástico de la Disponibilidad de las Instalaciones de Producción, generando una evaluación económica que incorpora las incertidumbres subsuelo-superficie.

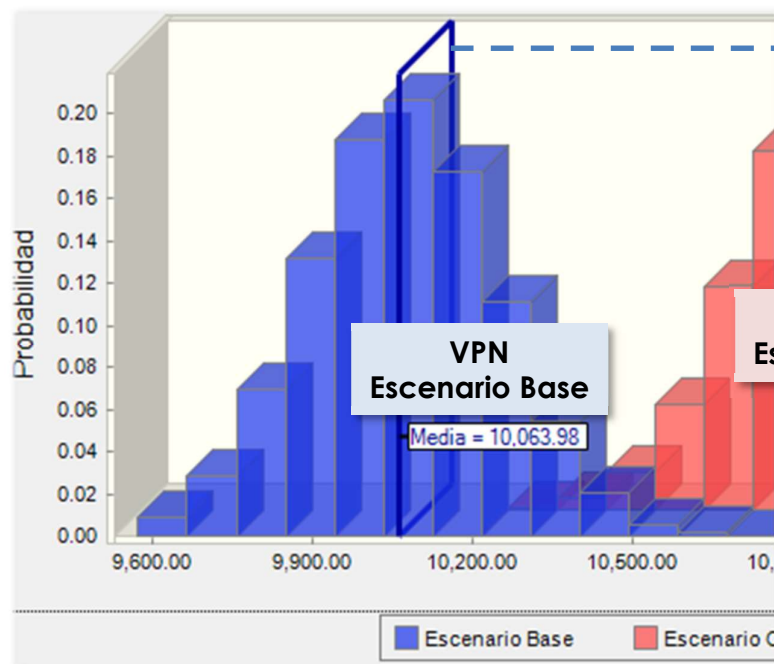


Figura 16. Comparación de los VPN de los Escenarios Base y Optimizado.

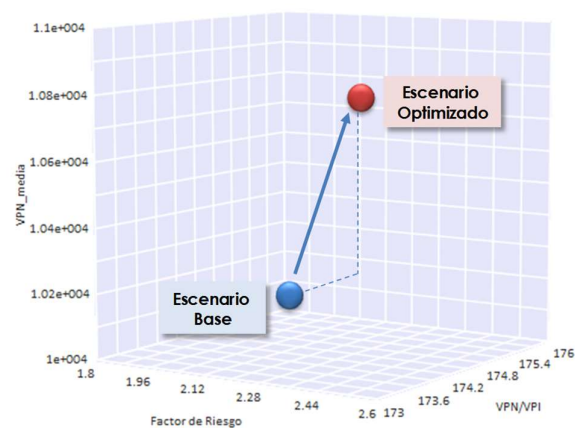


Figura 17. Matriz de Jerarquización 3D (Base y Optimizado)

La Figura 18 muestra un flujo de proceso para la aplicación del Modelo de Jerarquización basado en la matriz de Rentabilidad, Eficiencia de la Inversión y Riesgo.

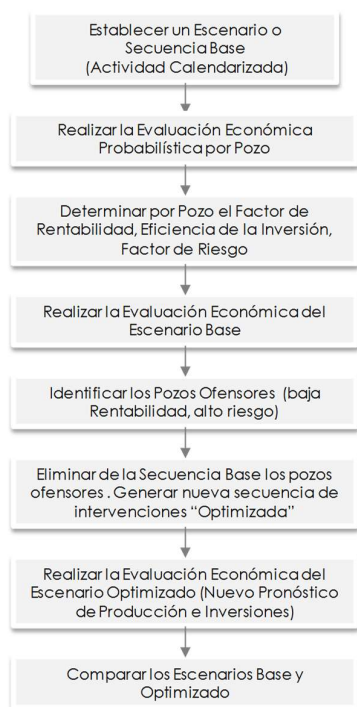


Figura 18. Flujo de Proceso del Modelo de Jerarquización basado en la matriz de rentabilidad, eficiencia de la inversión y riesgo.

5.- Conclusiones

Para concluir, son muchas las variables que deben ser consideradas al momento de definir la factibilidad de ejecución de una determinada cartera o secuencia de intervenciones a pozos, disponer de una metodología que incorpore el análisis probabilístico, permite fortalecer el proceso de toma de decisiones, al evaluar diferentes escenarios y seleccionar el más apropiado, tomando en cuenta los niveles de rentabilidad y riesgo, logrando así una asignación eficiente de los recursos.

6.- Referencias.

1. F.B. Pedersen, T.H. Hanssen, and T.I. Aasheim, Det Norske Veritas A/S. How far can a state-of-art NPV model take you decision making?. SPE 99627. 2006.
2. Mun, Jonathan. Applying Monte Carlo Simulation, Real Options Analysis, Forecasting, and Optimization Techniques. John Wiley & Sons, Inc. Canada. 2006.
3. Murtha, James - "Decisions Involving Uncertainty" – Palisade Corporation, New York USA 2000.
4. Peterson S.K., Murtha J.A., Schneider F.F., "Risk Analysis and Monte Carlo Simulation Applied to the Generation of Drilling AFE Estimates" – Paper SPE 26339, 1993.

5. Reliability and Risk Management. Confiabilidad Integral. Un Enfoque Práctico. 2007.
6. Yañez, M.E – Gómez de la Vega, H.A, Valbuena G, Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico de Riesgo – ISBN 980-12-0116-9 - Junio 2003.