

OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE UN PORTAFOLIO PARA PROYECTOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

STOCHASTIC OPTIMIZATION OF AN OIL SECTOR'S PROJECT PORTFOLIO

Juan Fernando Subirana Osuna

YPFB Andina S.A.

juanfer.subirana@gmail.com

(Recibido el 09 diciembre 2015, aceptado para publicación el 16 de enero 2016)

RESUMEN

En el presente documento se presenta una propuesta metodológica para la aplicación de la teoría clásica de portafolios a una cartera de activos potenciales, a efectos de exponer la misma se emplea un estudio de caso. El caso analizado corresponde a una empresa del sector hidrocarburos en Bolivia con una cartera de doce proyectos con restricciones de capital y capacidad de ejecución de los mismos.

Se realiza una revisión del marco normativo aplicable y características técnicas de cada proyecto, añadiendo el factor de la volatilidad de las variables de entrada al modelo. Con todo ello se analizan tres opciones de funciones objetivos sobre la generación de valor del portafolio de proyectos. Finalmente se presentan los resultados alcanzados con la optimización estocástica y el portafolio de proyectos elegidos.

ABSTRACT

This paper presents a methodological propose in order to apply classical portfolio theory into a potential assets portfolio, to achieve a proper exposure a study case is shown. The study case considers an upstream enterprise in Bolivia with a twelve projects portfolio and capital and physical execution capacity constraints.

A review of the regulatory framework and technical characteristics of each project is performed by adding the factor of the volatility of input variables to the model. Therefore the value generation of project portfolio is analyzed thru three objective functions. Finally, results with stochastic optimization and portfolio of projects selected are presented

Palabras clave: Teoría de Portafolio, Portafolio de Proyectos, Sector Hidrocarburos.

Keywords: Portfolio Theory, Project Portfolio, Hydrocarbons Sector.

1. INTRODUCCIÓN

Una de las aplicaciones de optimización más empleadas en las finanzas es la Teoría de Portafolio, originalmente propuesta por Markowitz [1].

La propuesta del modelo de Markowitz se circunscribe a activos financieros, mismos sobre los que se aplican una serie de supuestos respecto a su comportamiento y tendencia [2].

Sin embargo, siguiendo la propuesta de Brosch [3] esta técnica puede ser aplicada al caso de activos reales y/o potenciales; el caso específico de los proyectos de inversión se consideran como activos potenciales, porque aún no se ha tomado la decisión de implementarlos o no.

La idea central del presente trabajo es exponer la aplicación de la teoría de portafolio sobre una cartera de proyectos del sector hidrocarburos en Bolivia; considerando esto se detallarán y caracterizarán las principales variables de riesgo de cada proyecto y las respectivas restricciones asociadas a la capacidad física y financiera de una empresa ejecutora de los proyectos.

Para exponer la aplicación de la metodología propuesta se considerará una empresa del rubro petrolero en Bolivia que cuenta con una cartera de 12 proyectos de inversión en cartera, éstos consisten en *Planes de Desarrollo*¹ para campos gasíferos y petroleros en distintas zonas del país, para ser desarrollados en el quinquenio de 2016 a 2020.

La empresa ha definido su capacidad de inversión (CAPEX) para los siguientes 5 años, en cuatrocientos millones de dólares (400M \$us) y un mínimo de seis (6) proyectos a ser ejecutados.

Cada uno de los proyectos está sujeto a distintas variables que afectan su viabilidad, las principales variables que serán sujetas a modelación y simulación son los precios para valorización, las inversiones asociadas a cada proyecto y el

¹ Se entiende por Plan de Desarrollo la combinación de decisiones técnicas para la explotación de un yacimiento de gas o petróleo. Estas decisiones conllevan, en caso de éxito, a un perfil de producción de hidrocarburos.

riesgo geológico de cada *Plan de Desarrollo*. Esta última variable corresponde a la chance geológica para poder explotar el yacimiento con éxito.

Tomando en cuenta lo anteriormente descrito, se procede a evaluar de manera independiente cada proyecto y posteriormente determinar la combinación de éstos, que genere mayor valor para la empresa, a través de una optimización estocástica.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

Este punto es abordado desde dos perspectivas, la teoría clásica y aplicaciones de portafolio y el marco normativo para la aplicación de este análisis.

2.1 Teoría y Aplicaciones de Portafolio

En este punto se sigue la descripción propuesta por Fabozzi *et al.* [4]. Conceptualmente, el rendimiento esperado de un portafolio estará determinado por el promedio ponderado de los rendimientos de los activos que lo componen. Los pesos estarán representados por las proporciones invertidas en cada activo individual. Sin embargo, el rendimiento esperado es simplemente el valor más representativo, que finalmente puede llegar a ser mayor o menor. La desviación típica de los rendimientos estimará la variabilidad de los resultados y, por lo tanto, se constituirá en una medida de riesgo del portafolio.

La covarianza es una medida de asociación entre dos variables. Una covarianza positiva implica que ambas variables se mueven en la misma dirección, en cambio una covarianza negativa señala que las variables se mueven en sentido contrario. La covarianza puede ser representada de mejor manera por coeficiente de correlación de Pearson, que muestra la fuerza de asociación lineal que existe entre el comportamiento de dos variables. Mientras la covarianza puede tomar cualquier valor, el coeficiente de correlación siempre estará definido en el intervalo de -1 a +1. Un valor negativo indica que el comportamiento de ambas variables es inverso. Es decir, que si uno aumenta, el otro disminuye. En cambio un valor positivo representa una variación en la misma dirección. La diversificación de riesgo en un portafolio se daría, por lo tanto, cuando se componga de activos cuyos rendimientos estén imperfectamente relacionados, es decir con un coeficiente de correlación menor a 1, preferentemente con correlación negativa.

En el modelo de portafolios, las variables de rendimiento y riesgo estarán determinadas por:

$$\text{Rendimiento del Portafolio} \quad E(R) = w^T \cdot r \quad (1)$$

$$\text{Desviación del Portafolio} \quad \sigma(R) = \sqrt{\frac{w^T \cdot \Sigma^T \cdot \Sigma \cdot w}{t-1}} \quad (2)$$

donde:

- w : es el vector $1 \times k$, que representa los pesos en los que cada uno de los k activos participa del portafolio.
- r : es el vector $1 \times k$, que representa los promedios de rendimiento de cada activo.
- Σ : es la matriz $k \times k$, que representa los desvíos variables y co-variables de los k activos.
- t : es la cantidad de datos históricos con los que se cuenta.
- T : es el símbolo utilizado para la transposición de vectores y matrices.

Otro enfoque es el propuesto por Sharpe [5]. Tomando en cuenta un activo libre de riesgo con un rendimiento TLR, se plantea la tangente entre una línea rentabilidad-riesgo perfecta y la *frontera eficiente* del portafolio:

$$\tan \theta = \frac{E(R) - TLR}{\sigma(R)} \quad (3)$$

El modelo de optimización se plantea de la siguiente manera:

$$\max \tan \theta \quad (4)$$

$$\text{Restricción 1:} \quad \sum_{i=1}^k w_i = 1 \quad (5)$$

$$\text{Restricción 2:} \quad w_i \geq 0 \quad (6)$$

Existen varias aplicaciones de la teoría de portafolio a situaciones que van más allá del tratamiento de activos financieros, como por ejemplo la relación a bienes raíces [6] y la combinación de alternativas de seguros de salud [7]; sin embargo, por la naturaleza del trabajo se priorizan aplicaciones al sector hidrocarburos.

Ejemplos de ellos son el trabajo los trabajos de Smith y Thompson [8] que estructuran un portafolio para decisiones secuenciales en exploración de prospectos dependiente, Paddock *et al.* [9] exponen una modelación para concesiones de petroleras offshore, Skaf [10] expone la descripción de un proceso para establecer la gestión de portafolio para una empresa productora de hidrocarburos, Eagle [11] propone la aplicación de la teoría de portafolio para estructurar un cronograma de proyectos de perforación y Walls *et al.*[12] proponen el diseño de un sistema integrado de toma de decisiones para oportunidades de exploración.

El factor común de todas estas investigaciones es el foco de las variables intrínsecas de cada proyecto como son los desvíos de inversión y las características técnico-geológicas al momento de decidir, sin descuidar la incertidumbre asociada a las variables exógenas como es el precio final de los hidrocarburos; sobre esta base se propone el análisis del presente trabajo.

2.1. Contexto Normativo

En la última década se han suscitado distintos cambios en el sector hidrocarburos tanto a nivel internacional, como a nivel nacional, esto se evidencia en el cambio de normativa que rige en Bolivia desde el año 2005 con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de fecha 19 de mayo de 2005 [13], cambiando la antigua ley vigente 1689 del año 1996 [14].

Los sucesos más relevantes posteriores a esa fecha se exponen en la Figura 1.

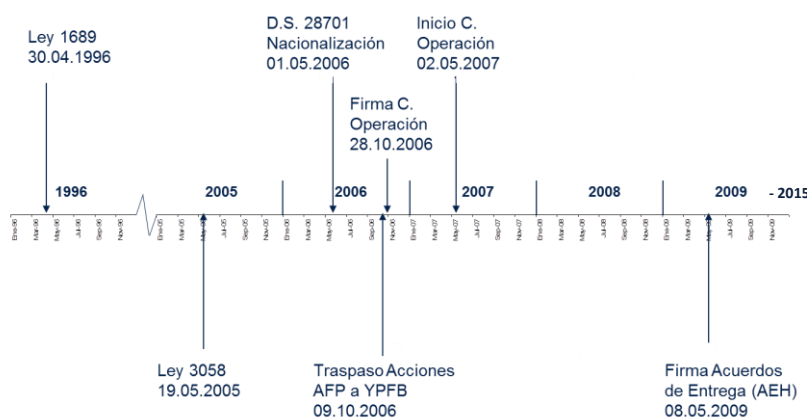


Figura 1 – Cronología de Normativa del Sector Hidrocarburos.

Fuente: Elaboración Propia.

Posterior a la entrada en vigencia de la Ley 3058, que devuelve –conceptualmente– la propiedad de los hidrocarburos para la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), efectivizándose con el Decreto Supremo (DS) 28701 “Héroes del Chaco” de fecha 01 de mayo de 2006 [15]. Posterior a este DS, se dieron acciones puntuales como el traspaso de las acciones de las AFP’s en las empresas capitalizadas a favor de YPFB.

En fecha 28 de octubre de 2006 se suscriben los Contratos de Operación [13], mismos que cambiaron el espíritu de los anteriormente vigentes Contratos de Riesgo Compartido [14], siendo los principales cambios los presentados en la Figura 2.

En el esquema de los Contratos de Riesgo Compartido el productor era responsable del transporte, comercialización y cobranza de los hidrocarburos explotados; siendo también responsable del pago de las Regalías y Participaciones (R&P) que ascendían a 18% del valor bruto en boca de pozo (*net back*) del hidrocarburo. Toda esta gestión excluía a YPFB quien tenía un papel de fiscalización y figura contractual ante los acuerdos de comercialización internacional.

Al entrar en vigencia los Contratos de Operación, el esquema cambió drásticamente, el productor es responsable de la entrega del producto en el Punto de Fiscalización, en cantidad y calidad requerida por YPFB. YPFB es responsable del transporte, comercialización y cobranza de los hidrocarburos explotados; siendo también responsable del pago de las Regalías, Participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (R, P&IDH) que ascienden a, por lo menos, 50% del valor bruto en boca de pozo (*net back*) del hidrocarburo. Asimismo, YPFB es encargado de pagar al productor por la labor realizada, a este pago –único ingreso para el productor– se lo denomina Retribución al Titular, Figura 3. La Retribución al Titular es el reconocimiento de los costos incurridos en la producción y de un valor de utilidad, en función del valor del producto.

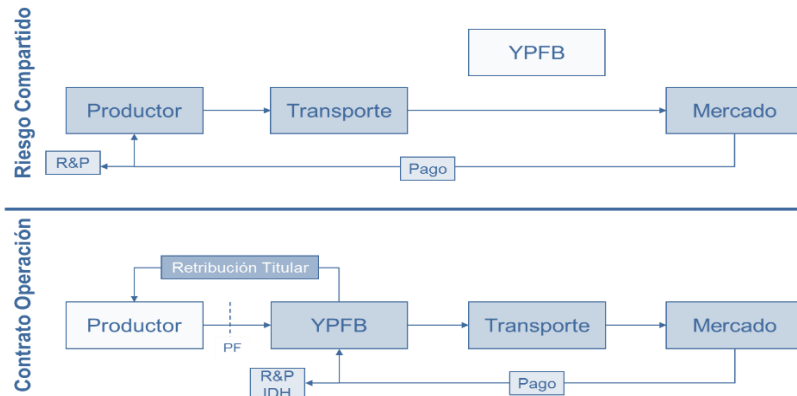
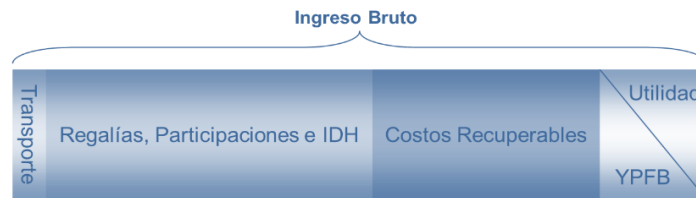


Figura 2 – Comparación Contrato de Riesgo Compartido y Contrato de Operación.
Fuente: Elaboración Propia.



$$\text{Retribución al Titular} = \text{Costos Recuperables} + \text{Utilidad}$$

Figura 3 – Estructura Retribución al Titular.
Fuente: Elaboración Propia.

Posterior a la suscripción y entrada en vigencia de los Contratos de Operación se suscribieron los Acuerdos de Entrega de Hidrocarburos que son los compromisos asumidos por cada Titular (productor) respecto a un mercado de destino específico. En ambos esquemas contractuales el riesgo del negocio es asumido por el Operador y los beneficios son compartidos con el estado.

3. PROPUESTA METODOLÓGICA

La metodología propuesta consta de los siguientes pasos:

- (1) Realizar la evaluación financiera determinística de cada proyecto de manera independiente.
- (2) Identificar las variables que pueden tener una volatilidad capaz de incidir significativamente en el resultado de la evaluación financiera.
- (3) Caracterizar la distribución de probabilidad de las variables identificadas en el punto anterior.
- (4) Determinar las restricciones para el portafolio de proyectos en términos de capital de inversión y de capacidad de ejecución.
- (5) Identificar un indicador financiero del portafolio de proyectos como objetivo de la optimización, se sugiere considerar un indicador de generación de valor.
- (6) Realizar una optimización estocástica, apoyada en simulaciones, para 3 criterios:
 - a. Maximización del valor esperado del indicador financiero.
 - b. Minimización de la volatilidad del indicador financiero.
 - c. Maximización del peor escenario probable del indicador financiero.
- (7) Analizar la dominancia estocástica de las 3 optimizaciones y elegir la cartera de proyectos.

Esto puede representarse con el esquema de la Figura 4.

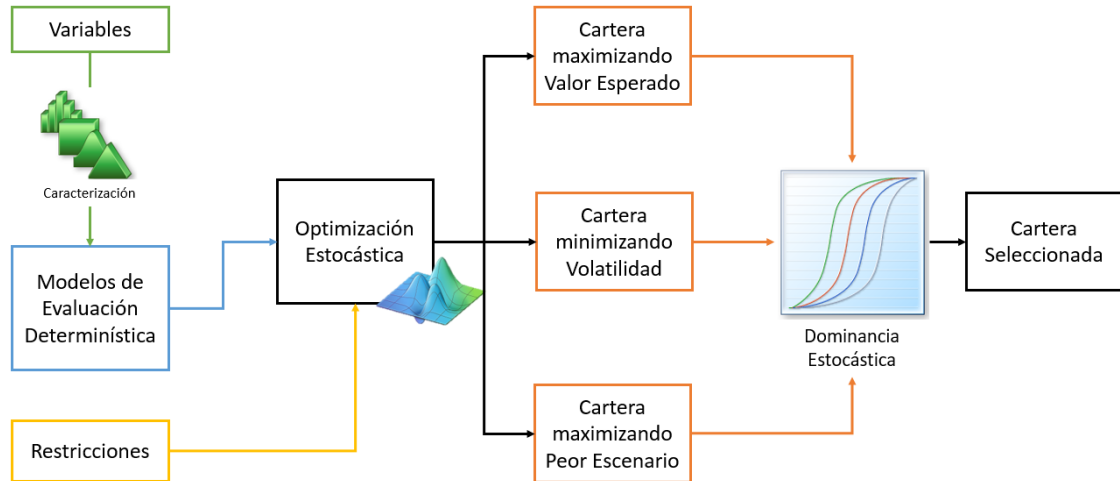


Figura 4 – Esquema de la Propuesta Metodológica.
 Fuente: Elaboración Propia.

4. APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

Tal como se indica en la introducción, la empresa considerada para aplicación de este trabajo tiene una cartera de 12 proyectos de inversión, estos proyectos consisten en Planes de Desarrollo a ser implementados en el quinquenio de 2016 a 2020, esto significa que las inversiones se realizarán en el periodo citado, sin embargo la producción de éstos – en caso de éxito – se extenderá hasta el agotamiento de las *reservas*² asociadas.

La empresa ha definido como límite en su capacidad de inversión (CAPEX) para los siguientes 5 años, en cuatrocientos millones de dólares (400M \$us) y un mínimo de seis (6) proyectos a ser ejecutados. En la Tabla 1 se detallan los proyectos que están en la cartera de la empresa.

La Tabla 1 contiene la información de los 12 proyectos, de acuerdo al siguiente detalle:

TABLA 1 – DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS

PROYECTO	INVERSIÓN	PERIODO	PROD TOTAL	Prod Gas	Prod Oil	Curva
Unidad	k US\$	años	M BOE	TCF	M BBL	Producción
P1	16.919	11	6,75	0,03	0,86	
P2	31.469	14	6,00	0,03	0,67	
P3	16.038	9	5,08	0,03	0,36	
P4	12.246	10	3,20	0,02	0,15	
P5	11.339	12	3,51	0,02	0,10	
P6	17.647	8	7,84	0,04	0,42	
P7	31.969	11	16,64	0,08	2,64	
P8	108.960	16	241,52	1,22	23,90	
P9	329.089	13	304,88	1,51	36,25	
P10	38.483	9	10,22	0,05	0,53	
P11	4.491	5	0,88	0,00	0,09	
P12	77.411	9	48,19	0,26	2,63	
TOTAL	696.061	16	654,73	3,29	68,61	

Fuente: Elaboración Propia.

- *Inversión*: total de erogaciones necesarias para ejecutar cada proyecto, expresada en miles de dólares (k \$us).
- *Periodo*: años que aportará producción cada proyecto en caso de ser exitoso.
- *Prod Total*: producción total de hidrocarburos expresada en millones de barriles de petróleo equivalente (M BOE), es decir toda la producción de líquidos y gas agregados.

² Se entiende por *reservas*, un volumen de hidrocarburos en subsuelo que cumple con condiciones de viabilidad técnica, comercial y económica.

- Las columnas *Prod Gas*, *Prod Oil* y *Curva Producción*, se refieren a la producción de gas expresada en trillones de pies cúbicos (TCF), producción de líquidos en millones de barriles (M BBL) y al perfil de producción anual, respectivamente³.

4.1. Supuestos de Evaluación Económica

Es necesario realizar la evaluación económica de estos doce proyectos, para ello se consideran las siguientes variables principales.

4.1.1. Tarifas de Transporte

A continuación se detallan los valores y supuestos utilizados para la valorización de la producción de cada uno de los proyectos, por producto. No se consideraron ampliaciones a los sistemas de transporte existentes.

Se consideran las tarifas aprobadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) [16]. Para gas natural, expresadas en dólares americanos por millar de pies cúbicos:

- Mercado Interno: 0,48 US\$ / KPC
- Mercado Externo (Brasil): 0,30 US\$ / KPC
- Mercado Externo (Argentina): 0,25 US\$ / KPC

En el caso del petróleo, condensado y gasolina solo se consideró la tarifa de transporte en mercado interno, expresada en dólares americanos por barril, de 2,16 US\$ / BBL. Esto dado que ningún proyecto presenta saldos de producción exportables.

4.1.2. Precios de Mercado Interno

Tal como se indicó en el acápite anterior, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) [16], es la entidad encargada de regular la comercialización y distribución de hidrocarburos en el país.

Adicionalmente, de normar las tarifas de transporte, también hace lo propio con los precios de comercialización de gas y petróleo dentro del territorio nacional, de acuerdo al siguiente detalle:

- Líquidos: 27,11 US\$ / BBL
- Gas Natural (Consumo): 1,00 US\$ / KPC
- Gas Natural (Industrial): 50% del Precio de Exportación más bajo

4.1.3. Precios de Mercado Externo

En el caso de los precios para la exportación de gas natural, se consideran como base las fórmulas de cálculo de los contratos comerciales suscritos para los mercados de Brasil [17] y Argentina [18].

A efectos de tipificar el análisis, se procede a relacionar estos precios con un marcador internacional, el precio internacional del petróleo West Texas Intermediated (WTI). Los niveles de correlación entre los precios de exportación de gas a Brasil y Argentina superan los valores del 0,90.

En función de las expectativas de la empresa en el largo plazo, se considera un valor de 50 \$us/BBL para el precio WTI, lo que representa valores en el orden de 3.50 \$us/MBTU (dólares americanos por millón de unidades térmicas británicas) para la exportación de gas a Brasil y de 4.20 \$us/MBTU para la exportación a Argentina.

Es importante mencionar que el valor de largo plazo del precio WTI es referencial, toda vez que las decisiones se tomarán después de incorporar la volatilidad de esta variable a través de la simulación respectiva. Asimismo, se menciona que las proporciones de distribución de mercados para los proyectos son 10% de la producción a Mercado Interno, 5% al Mercado Argentino y 85% al Mercado Brasileiro. En el caso de la producción de líquidos se considera el 100% con destino al Mercado Interno.

4.2. Análisis de Riesgo

Según lo propuesto por Mun [19], el análisis de riesgo tiene 3 momentos fundamentales en su estructuración:

- (1) La caracterización de variables de entrada al modelo.

³ Estas curvas de producción son obtenidas en función de modelos de simulación geológicos. A efectos de la aplicación presentada, se asume proporcionada por el área técnica de la empresa analizada.

- (2) El proceso de simulación.
- (3) La medición de riesgo sobre las variables de salida del modelo.

Para poder aplicar estas 3 fases, es necesario considerar el mapa de riesgos planteado para el presente estudio, Figura 5.

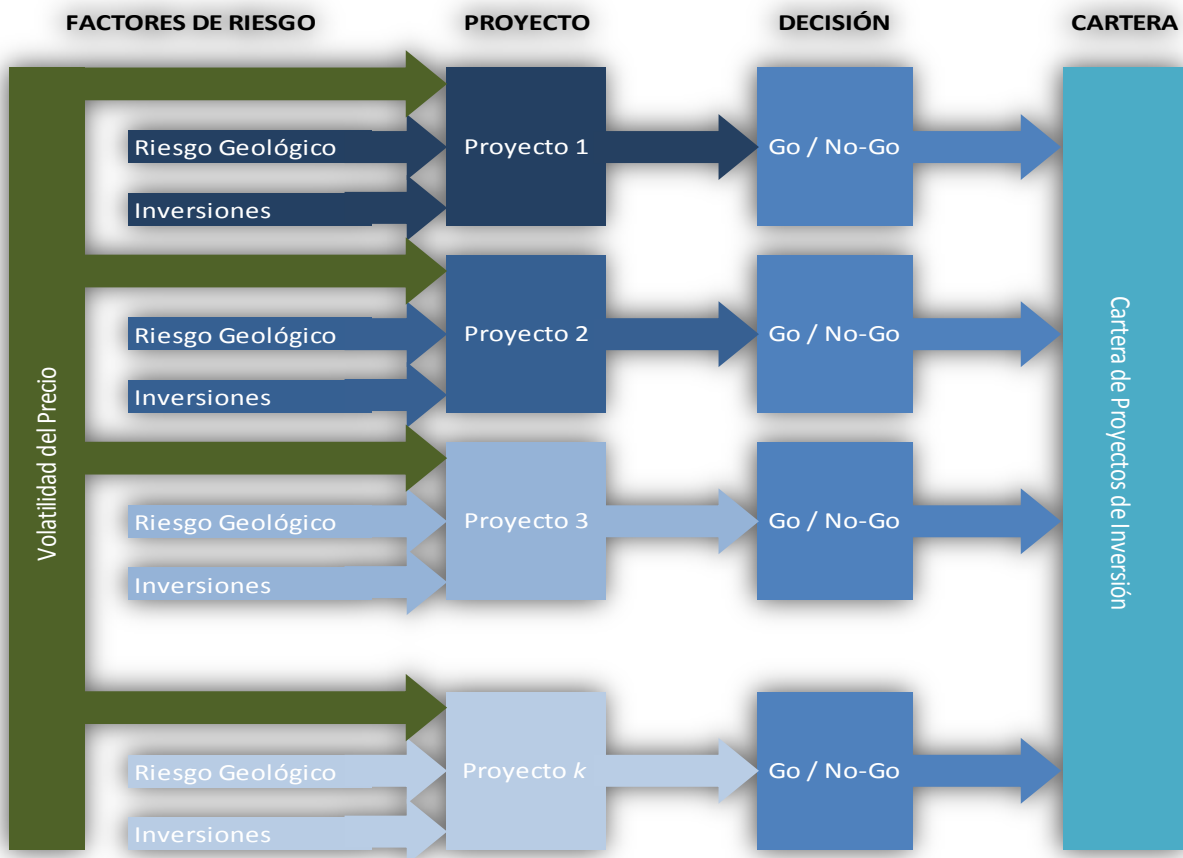


Figura 5 – Mapa de Riesgo.
Fuente: Elaboración Propia

Se observa en la Figura 5 que el factor común de riesgo es la volatilidad asociada al precio de referencia, en este caso el precio internacional del petróleo WTI. Asimismo, cada proyecto tiene sus factores intrínsecos de riesgo, como son el riesgo geológico asociado a cada Plan de Desarrollo y las variaciones en las inversiones originalmente presupuestada.

Respecto al proceso de simulación, se emplea el método de Monte Carlo, éste permite la aleatorización completa de la serie y exponer el impacto de la volatilidad de las variables de entrada sobre las variables de salida [20].

4.2.1. Caracterización de variables de entrada

La caracterización de variables de acuerdo a Vose [21] se puede diferenciar por la existencia o no de datos históricos para caracterizar una variable. En caso de existir datos, se pueden aplicar pruebas estadísticas como la de Anderson – Darling (AD) o la Kolmogorov – Smirnov (KS), en el presente trabajo se opta por emplear la prueba KS dado que según Rachev *et al.* [22] presenta mayor estabilidad en variables de comportamiento asimétrico.

Para las variables sobre las que no se tienen datos, Vose [21] propone aplicar teorías relacionadas a variables de estudio. Para el precio internacional del petróleo (WTI), se optó por aplicar la prueba KS sobre un histórico de datos de 20 años (enero 1996 a diciembre 2015), obteniendo una distribución de probabilidad *Beta* en base a 5.026 cotizaciones diarias, Figura 6.

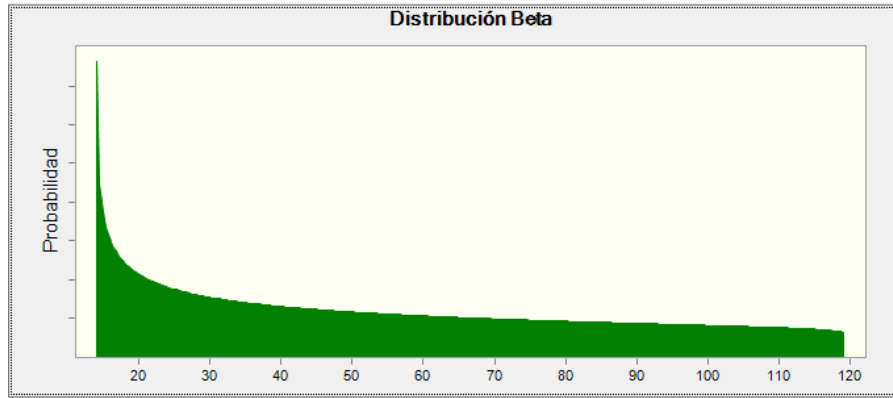


Figura 6 – Distribución Beta: Precio WTI.

Fuente: Energy Information Agency [23].
Elaboración propia.

Respecto a la variable del Riesgo Geológico, es una variable dicotómica que denota el éxito al encontrar o no los hidrocarburos, en el caso de los proyectos analizados tienen poco riesgo geológico considerando que son Desarrollo de Reservas. Esta variable será caracterizada como una Distribución de Bernoulli, Figura 7.

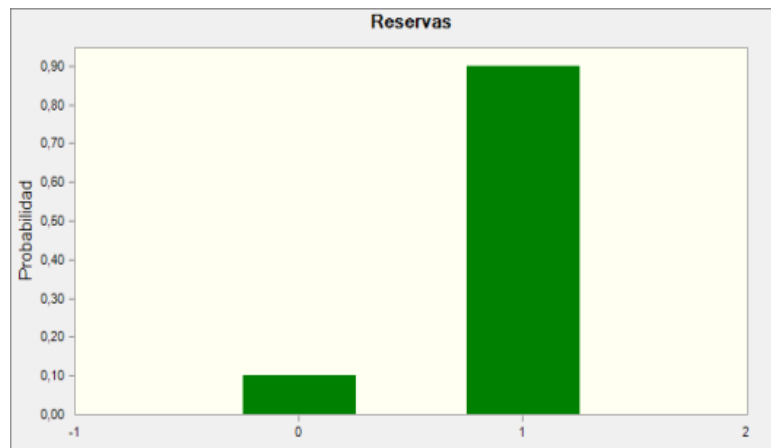


Figura 7 – Distribución Bernoulli: Riesgo Geológico Proyecto 4.

Fuente: Elaboración Propia.

Para el caso de las inversiones en cada proyecto, no se cuenta con un histórico significativo para poder caracterizar las variables, pero si se conocen los límites máximos de desvío de cada proyecto y el valor mínimo de ejecución en cada caso, por lo que se plantea utilizar una distribución de tipo Beta – PERT, que considera como parámetros los valores mínimos, máximos y modales de cada variable, Figura 8.

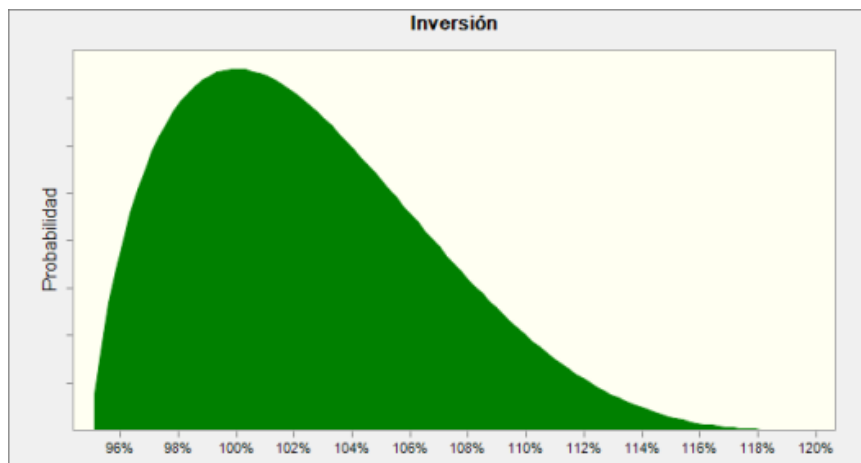


Figura 8 – Distribución Beta – PERT: Variación en Inversión Proyecto 4.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2. Método de Simulación

De acuerdo a Glasserman [20], el método de simulación de Monte Carlo se basa en la analogía entre las probabilidades y los volúmenes, es decir, considera una generación de números aleatorios con una distribución Uniforme en un intervalo de cero (0) a uno (1) y el resultado es considerado como la probabilidad acumulada de la variable a simular.

4.2.3. Medición de Riesgo de las variables de salida

Las métricas de riesgo convencionales, siguiendo el esquema de Gupta [24], son la Probabilidad de Inviabilidad de los proyectos y el Valor en Riesgo o *Value-at-Risk* (VaR) de cada proyecto. Usualmente, la variable de salida elegida para realizar el análisis de los proyectos es el Valor Actual Neto (VAN), que en caso de ser positivo refleja un exceso de valor después de que el proyecto repague la inversión y el costo de oportunidad de los flujos de caja puede presentarse mediante la ecuación (7).

$$VAN = \sum_{t=1}^k \frac{FC_t}{(1+r)^t} - CAPEX \tag{7}$$

donde el flujo de caja generado por el proyecto en cada periodo “t” está representado por FC_t , la tasa de descuento r refleja la expectativa de rentabilidad para cada proyecto y el $CAPEX$ representa la inversión inicial asociada al desarrollo del proyecto.

Considerando al VAN como variable de salida de la simulación, las métricas a tomar en cuenta son la Probabilidad de Inviabilidad y el Valor en Riesgo (VaR). La Probabilidad de Inviabilidad se calcula sobre el VAN como la probabilidad que el VAN sea negativo, es decir que su flujo no alcance para recuperar las inversiones y el costo de oportunidad exigido al proyecto. Esto puede representarse de acuerdo a la ecuación (8).

$$Pr(VAN \leq 0) = \int_{-\infty}^0 f(VAN)dVAN \tag{8}$$

donde la función $f(VAN)$ es la función de densidad resultante de la simulación realizada, por lo que el resultado expondrá el área que corresponde a un VAN negativo o igual a cero.

El Valor en Riesgo (VaR) representa el peor escenario probable dado un valor de probabilidad umbral, para este caso se considera un valor de 10%, se toma ese valor porque el riesgo geológico de los proyectos de Desarrollo toma un valor cercano a éste. Este indicador representará el VAN del proyecto dado que existirá un 10% de chance de obtener un resultado menor. Esta métrica de riesgo es un criterio no paramétrico que puede ser representado por la ecuación (9).

$$Pr(VAN \leq VaR_{10}) = \int_{-\infty}^{VaR_{10}} f(VAN)dVAN = 10\% \tag{9}$$

A efectos de ejemplificar estos conceptos se presenta la Figura 9 para el VAN de un proyecto.

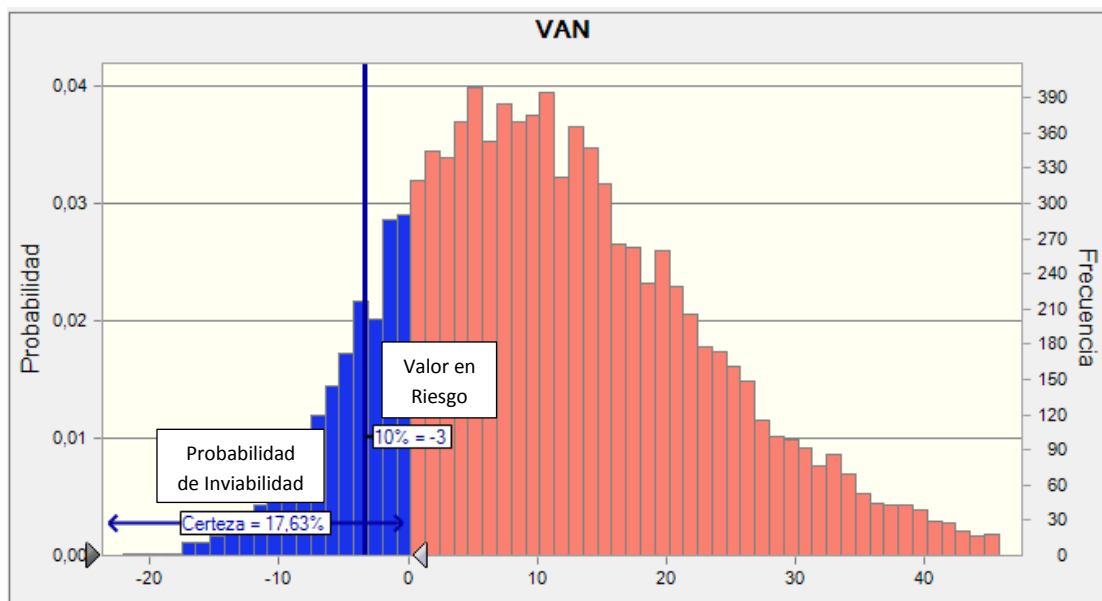


Figura 9 – Probabilidad de Inviabilidad y Valor en Riesgo.
Fuente: Elaboración Propia

En la figura queda expuesta la relación entre los indicadores, la *Probabilidad de Inviabilidad* es un área en la función de densidad del VAN y el *Valor en Riesgo* es un valor puntual asociado a una probabilidad específica, para este caso 10%.

4.3. Resultados Evaluación Económica

Considerando los datos de producción, inversión, precios, tarifas de transporte y esquema de costo de cada proyecto se tienen los siguientes resultados para los 12 proyectos de la cartera, Tabla 2.

TABLA 2 – RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

INDICADOR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	UNIDAD
VAN	29.781	-1.574	10.384	7.175	3.107	35.321	70.217	643.774	827.010	38.809	5.685	210.703	k US\$
INVERSIÓN	12.007	23.807	10.407	7.495	6.361	13.569	23.149	81.848	240.209	29.514	3.645	59.547	k US\$
VAN / INV	2,48	-0,07	1,00	0,96	0,49	2,60	3,03	7,87	3,44	1,31	1,56	3,54	\$ / 1,00 \$ INV
TIRm	29,37	14,94	24,73	23,53	19,39	35,57	31,11	32,38	29,54	26,79	39,39	36,64	%
B/C	2,23	0,95	1,57	1,56	1,22	2,23	2,36	3,25	2,54	1,78	2,05	2,42	\$ / 1,00 \$ CT
PRI	1,16	---	1,64	1,75	1,66	1,00	1,00	0,60	1,08	1,52	1,07	0,83	años
Periodo Proy	11	14	9	10	12	8	11	16	13	9	5	9	años
<i>Devel. Cost</i>	<i>0,36</i>	<i>0,80</i>	<i>0,39</i>	<i>0,44</i>	<i>0,33</i>	<i>0,33</i>	<i>0,29</i>	<i>0,07</i>	<i>0,16</i>	<i>0,54</i>	<i>0,82</i>	<i>0,23</i>	<i>US\$ / scf</i>
<i>Producción</i>	<i>6,75</i>	<i>6,00</i>	<i>5,08</i>	<i>3,20</i>	<i>3,51</i>	<i>7,84</i>	<i>16,64</i>	<i>241,52</i>	<i>304,88</i>	<i>10,22</i>	<i>0,88</i>	<i>48,19</i>	<i>M BOE</i>
Prod Gas	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,04	0,08	1,22	1,51	0,05	0,00	0,26	TCF
Prod Oil	0,86	0,67	0,36	0,15	0,10	0,42	2,64	23,90	36,25	0,53	0,09	2,63	M BBL
Promedio	29.354	-3.677	9.545	-5.216	2.552	34.859	65.981	642.517	822.960	37.791	5.288	209.109	k US\$
Desviación	16.924	9.957	9.362	6.315	5.210	20.179	24.996	201.519	280.123	27.942	3.877	102.208	k US\$
VaR 10	7.530	22.425	8.784	5.769	7.564	9.349	15.148	19.017	1.426	22.470	2.250	48.684	k US\$
Pr (VAN ≤ 0)	29,92	100,00	47,45	50,95	48,97	29,42	10,02	10,20	9,02	30,94	48,83	19,32	%

Fuente: Elaboración propia.

La tasa de corte económico con el que la empresa considera es de 15.50% al año, esto es determinado mediante una modificación de modelo *Cost Asset Pricing Model* (CAPM) propuesto por Sharpe *et al.* [25].

Los indicadores financieros considerados en la Tabla 2 son:

- *Valor Actual Neto* (VAN) representa la generación de valor de los flujos de caja de cada proyecto actualizado con la tasa de corte económico por encima de su inversión.
- *Relación VAN / Inversión* (VAN / INV), este ratio se considera como una aproximación a la eficiencia de la inversión, representado la cantidad de dólares de valor generado por cada dólar invertido.
- *Tasa Interna de Retorno Modificada* (TIRm), representa la rentabilidad real generada por cada proyecto considerando sus necesidades de financiamiento interno y reinversión de sus flujos de caja.
- *Relación Beneficio / Costo* (B/C) es también una medida de eficiencia de los proyectos, representa los dólares de ingresos actualizados respecto a un dólar erogado, esto considera inversiones, costos y gastos.
- *Periodo de Recuperación de la Inversión* (PRI) expone el tiempo en el que las inversiones son devueltas considerando el valor del dinero en el tiempo.
- *Costo de Desarrollo o Development Cost* (Devel. Cost) es costo unitario por pie cúbico producido, en el sector de hidrocarburos es una medida de eficiencia técnico-económica.

Por otra parte los indicadores presentados en base a la simulación estocástica de 10.000 iteraciones en la Tabla 2 son:

- *Promedio* se refiere al promedio aritmético de los valores simulados para el VAN de cada proyecto como variable de salida.
- *Desviación* es la desviación estándar de los valores generados por la simulación para el VAN de cada proyecto.
- *VaR 10* es el Valor en Riesgo a un nivel de 10%, es decir es VAN más bajo al que podría aspirar cada proyecto con un 10% de obtener un valor inferior.
- *Pr (VAN < 0)* es la Probabilidad de Inviabilidad de cada proyecto.

Considerando los indicadores descritos, en la Tabla 2 se puede observar que el proyecto que mayor generación de valor es el P9, mientras que el único proyecto con VAN negativo es el proyecto P2. La relación VAN / Inversión más alta está en el proyecto P8, así como la relación beneficio/costo más elevada y el menor *development cost* (costo de desarrollo) de la cartera. La generación de rentabilidad (TIRm) más alta está en el proyecto P11, sin embargo, su VAN es de los más pequeños de la cartera de proyectos, este ejemplo es útil para analizar cuál de los dos indicadores financieros es más útil cuando el objetivo es la maximización de la generación de valor para la empresa. La producción de los proyectos P8, P9 y P12 representan el 91% de los volúmenes de producción totales de esta cartera de 12 proyectos.

El último grupo de indicadores presenta los resultados de las simulaciones generadas para cada proyecto de la cartera, se observa el promedio y la desviación de las simulaciones, datos que podrían asumirse como la relación beneficio – riesgo de los proyectos. En este ámbito de resultados estocásticos, los proyectos que destacan son P2 y P4 cuyos valores esperados de VAN son considerablemente inferiores a los estimados en las evaluaciones determinísticos, esto va acompañado de la alta probabilidad de no factibilidad económica de los proyectos (Probabilidad que el VAN sea negativo) de 100% y de 51%, respectivamente.

También se tiene un análisis de la mínima generación de valor esperada en un escenario posible, a través del indicador *VaR10*, el caso destacable es el proyecto P9 cuya pérdida de oportunidad máxima es 1,4M US\$, la menor de la cartera y a su vez tiene el VAN más alto de todos los proyectos, esto se refuerza sabiendo que es el proyecto con menor probabilidad de infactibilidad.

4.4. Planteamiento de la Optimización Estocástica

Se plantea un modelo de optimización, Tabla 3, que considere la volatilidad e incertidumbre asociada a las variables de análisis, se exponen 3 posibles modelos de portafolio estocástico tomando como base al indicador financiero del Valor Actual Neto (VAN).

Considerando el presente modelo planteado sobre el VAN se consideran las siguientes funciones objetivos:

- (1) Maximización de la expectativa de generación de valor, asumiendo la optimización del valor esperado (o promedio) del VAN.
- (2) Minimización de la exposición al riesgo, considerando la reducción de la desviación estándar del VAN de la cartera.
- (3) Maximización de resultados en el peor escenario probable, tomando en cuenta la optimización del *VaR₁₀* del VAN.

TABLA 3 – MODELO DE OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA

Funciones Objetivo	
Función Objetivo 1	$\max Z_1 = E[VAN]$
Función Objetivo 2	$\min Z_2 = \sigma[VAN]$
Función Objetivo 3	$\max Z_3 = VaR_{10}[VAN]$
Comportamiento de Variables Estocásticas	
<i>Precio WTI ~ Beta</i>	
<i>Riesgo Geológico Proyecto "i" ~ Bernoulli</i>	
<i>Inversión Proyecto "i" ~ Beta – PERT</i>	
Restricciones del Modelo	
$\forall d_i = \{0,1\}$	
$\sum_{i=1}^k d_i \geq 6$	
$\sum_{i=1}^k d_i \times INV_i \leq 400$	

Fuente: Elaboración propia.

Respecto a los supuestos del modelo, se considera que los Precios WTI se distribuyen de acuerdo a una curva *Beta*, el riesgo geológico asume una distribución de Bernoulli (éxito / fracaso) y las inversiones se consideran con una distribución Beta-PERT con 3 valores: mínimo, máximo y valor más probable (moda).

Para las restricciones se considera lo siguiente.

- d_i : Variable de decisión respecto a implementar o no el proyecto “i”, tomando los valores de 1 y 0, respectivamente.
- INV_i : Inversión asociada a la realización del proyecto “i”, expresada en millones de dólares.

Considerando esto, las restricciones pueden interpretarse como: (i) La decisión de hacer o no el proyecto es única, es decir, no puedo ser propietaria parcial de los proyectos, (ii) la empresa está en la obligación de realizar por lo menos 6 de los 12 proyectos y (iii) el presupuesto total de los proyectos a realizar no puede sobrepasar de 400M \$us.

4.4.1. Resultados de la Maximización de Valor

Se considera la maximización de la expectativa de generación de valor, para ello se expone los resultados del portafolio óptimo dado el objetivo, los supuestos y restricciones, mismo que fue encontrado a través de 200 corridas de simulación, Figura 10, de 1.000 iteraciones cada uno, mediante el método de Monte Carlo.

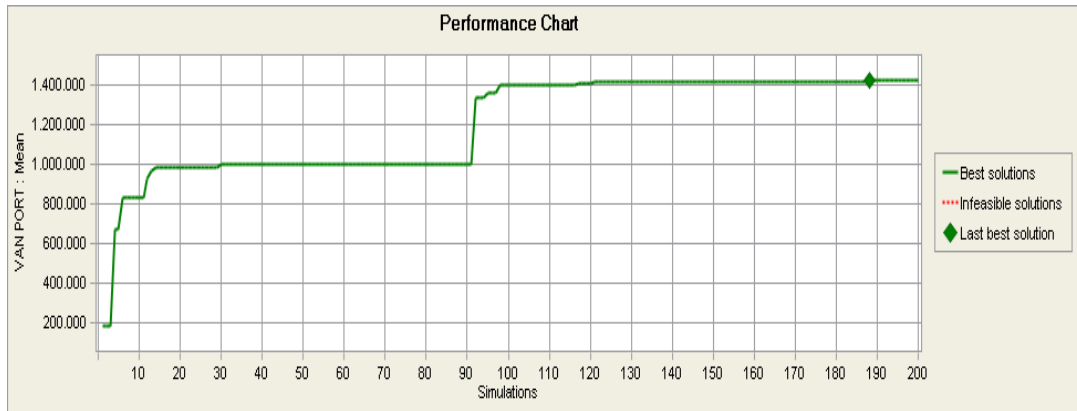


Figura 10 – Optimización Estocástica 1.
Fuente: Elaboración propia.

La composición de la cartera de proyectos bajo este escenario contempla la incorporación de 7 actividades, Tabla 4.

TABLA 4 – COMPOSICIÓN DE PORTAFOLIO BAJO OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA 1

INDICADOR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Go / No-Go	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗

Fuente: Elaboración propia.

Con esta estructura del portafolio de proyectos, se alcanza un valor esperado del VAN de la cartera de 1.417 M \$us, invirtiendo (en promedio) 397 M \$us.

Adicionalmente se tiene la función de densidad del Valor de la Cartera, Figura 11, donde se observa que con esta combinación de proyectos la probabilidad que la Cartera genere valores negativos es de 2,0%.

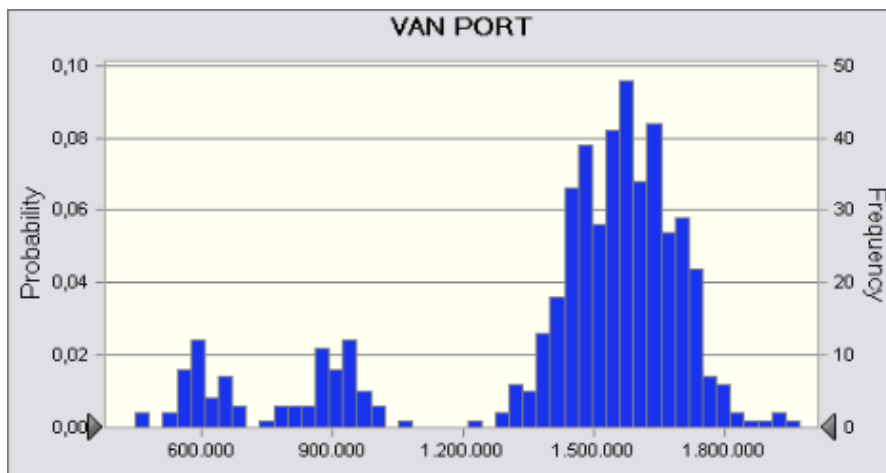


Figura 11 – Función de Densidad Portafolio 1.
Fuente: Elaboración propia.

4.4.2. Resultados de la Minimización de Riesgo

Considerando la minimización del riesgo del portafolio medido como la Desviación estándar del VAN de éste se tiene la siguiente optimización, Figura 12.

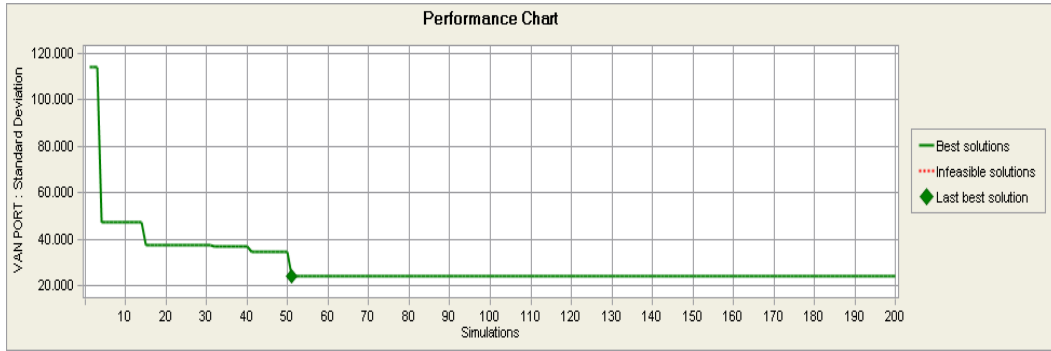


Figura 12 – Optimización Estocástica 2.

Fuente: Elaboración propia.

La composición de la cartera de proyectos bajo este escenario contempla la incorporación de 7 actividades, Tabla 5.

TABLA 5 – COMPOSICIÓN DE PORTAFOLIO BAJO OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA 2

INDICADOR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Go / No-Go	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗

Fuente: Elaboración propia.

Con esta estructura del portafolio de proyectos, se alcanza un valor del riesgo (desviación) del VAN de la cartera de 24 M US\$, invirtiendo 62 M US\$, Figura 13. Además, se tiene la función de densidad del Valor de la Cartera, donde se observa que con esta combinación de proyectos la probabilidad que la Cartera genere valores negativos es de 33,2%.

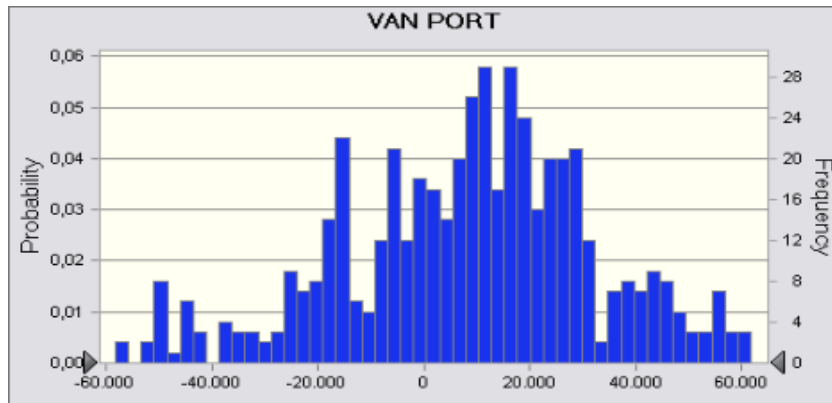


Figura 13 – Función de Densidad Portafolio 2.

Fuente: Elaboración Propia

4.4.3. Resultados de la Maximización del Peor Escenario Probable

A continuación se expone la optimización considerando la maximización del Valor en Riesgo al 10% del indicador VAN del portafolio de proyectos, Figura 14.

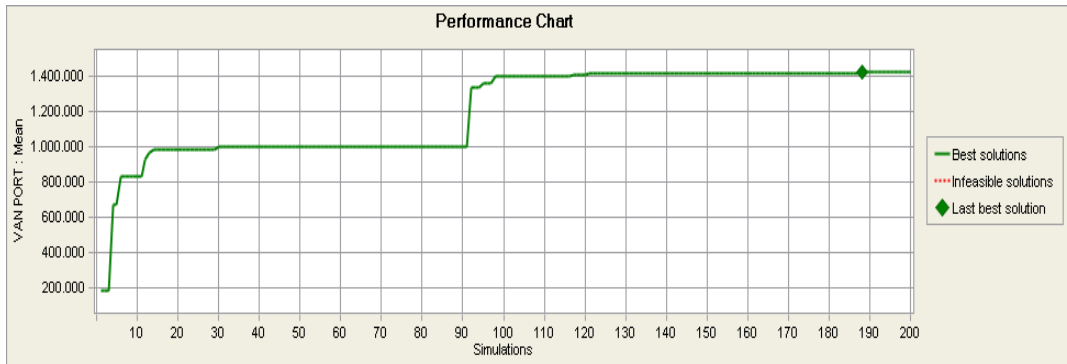


Figura 14 – Optimización Estocástica 3.

Fuente: Elaboración propia.

La composición de la cartera de proyectos bajo este escenario contempla la incorporación de 6 actividades, Tabla 6.

TABLA 6 – COMPOSICIÓN DE PORTAFOLIO BAJO OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA 3

INDICADOR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Go/No-Go	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗

Fuente: Elaboración Propia

Con esta estructura del portafolio de proyectos, se alcanza un valor del VAN en el peor escenario probable de 791 M US\$, invirtiendo 395 M US\$, . Adicionalmente, se tiene la función de densidad del Valor de la Cartera, donde se observa que con esta combinación de proyectos la probabilidad que la Cartera genere valores negativos es de 2,2%.

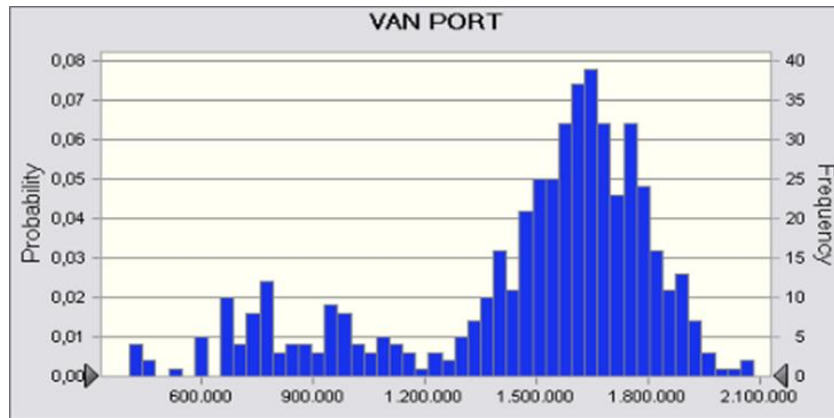


Figura 15 – Función de Densidad Portafolio 3.

Fuente: Elaboración propia.

4.4.4. Resumen de las Optimizaciones y Dominancia Estocástica

Habiendo realizado las optimizaciones para las 3 funciones objetivo planteadas para el VAN de la cartera, se puede observar el resumen de las alternativas de cartera.

Se puede observar en la Tabla 7 que los únicos proyectos que se mantiene en los 3 escenarios analizados son los proyectos P1, P5 y P11; por otro lado el proyecto que no aparece en ningún escenario es P10. Analizando las curvas de producción se tiene la Figura 16.

TABLA 7 – RESUMEN DE ESCENARIOS

OBJETIVO	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
MAX E(VAN)	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗
MIN σ (VAN)	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✗
MAX Var10 (VAN)	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✓	✓

Fuente: Elaboración propia.

Desde el punto de vista de maximización de producción se descarta indiscutiblemente la función objetivo 2 que considera la minimización del riesgo del VAN. Sin embargo, para decidir entre los escenario 1 y 3, cuyos niveles de producción son semejantes, es necesario aplicar un análisis más detallado, como lo es la *dominancia estocástica*.

La *dominancia estocástica* [22], es la comparación de funciones acumuladas (inversas) de probabilidad en un determinado punto, esto se observa gráficamente en la Figura 17.

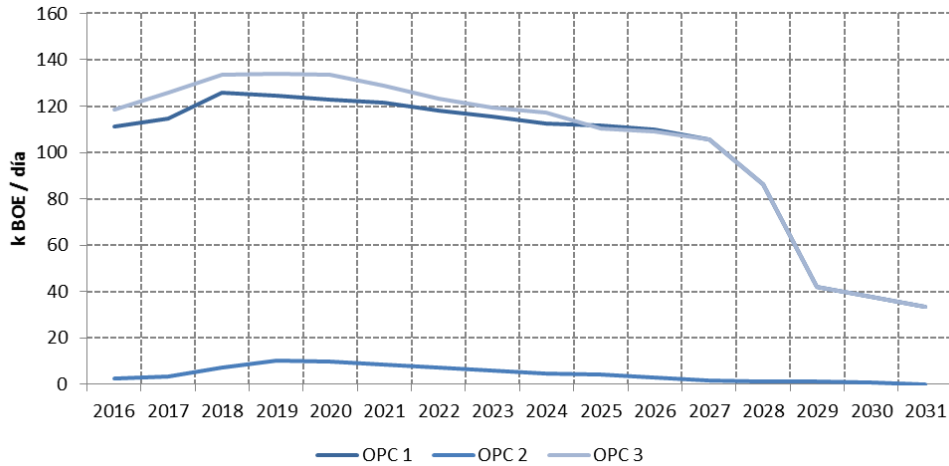


Figura 16 – Resumen de los Perfiles de Producción.
Fuente: Elaboración propia.

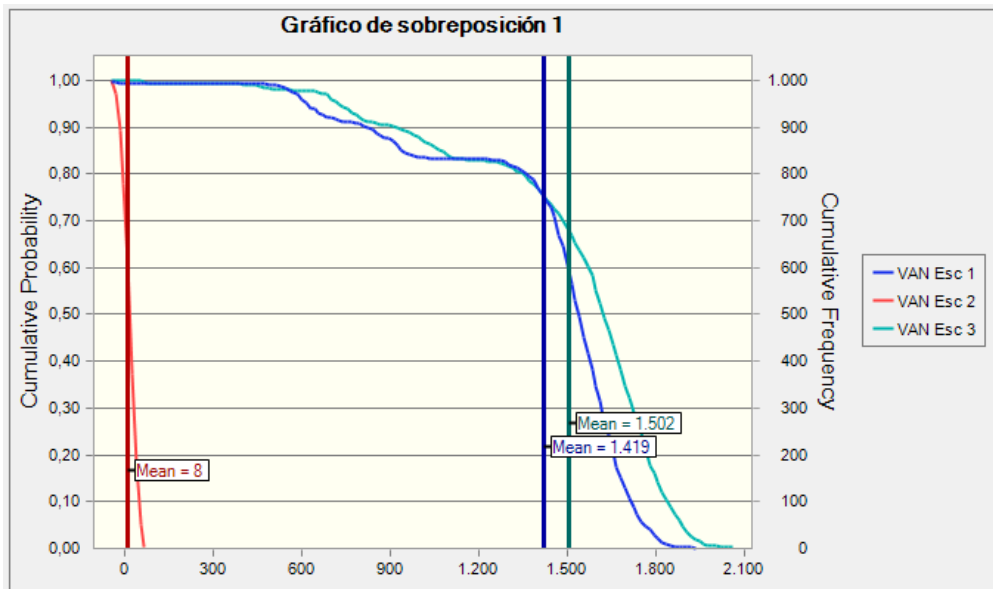


Figura 17 – Dominancia Estocástica de Opciones.
Fuente: Elaboración propia.

Gráficamente la dominancia está presente porque una función de probabilidad está por sobre otra, por ejemplo el VAN de la primer función objetivo presenta una dominancia estocástica completa sobre el VAN de la segunda función. Comparando el VAN para las optimizaciones 1 y 3, se observa que la optimización estocástica 3 tiene dominancia estocástica por sobre la primer optimización en la media y en los valores superiores; por ello es que se puede concluir que la mejor combinación de proyectos para la empresa es el tercero, la maximización del Var_{10} . Concluyendo desde el punto de vista estocástico, la cartera de proyectos de la empresa con las restricciones de capital (nivel de inversión) y actividad (cantidad de proyectos) quedaría compuesta de los siguientes proyectos: P1, P5, P8, P9, P11 y P12.

4.5. Portafolio Seleccionado

En función de todos los análisis presentados, se expone el resultado final de la selección de proyectos para el portafolio optimizando el valor de Var_{10} del VAN, Tabla 8.


Los proyectos que están marcados con el símbolo  en la decisión Go / No-Go, prevén alcanzar el mejor resultado en caso que se presente el peor escenario probable. Como se puede observar, los proyectos elegidos son 6 y la inversión asociada a ellos es de 403,6 millones de dólares americanos, sin embargo, desde el punto de vista estocástico la inversión (promedio) es de 395,0 M US\$, por lo que estocásticamente cumple con las restricciones.

TABLA 8 – PORTAFOLIO DE PROYECTOS SELECCIONADO

INDICADOR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	CARTERA	UNIDAD
Go / No-Go	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✓	✓		
VAN	29.781	-1.574	10.384	7.175	3.107	35.321	70.217	643.774	827.010	38.809	5.685	210.703	1.720.060	k US\$
INVERSIÓN	12.007	23.807	10.407	7.495	6.361	13.569	23.149	81.848	240.209	29.514	3.645	59.547	403.617	k US\$
VAN / INV	2,48	-0,07	1,00	0,96	0,49	2,60	3,03	7,87	3,44	1,31	1,56	3,54	4,26	\$ / 1,00 \$ INV
TIRm	29,37	14,94	24,73	23,53	19,39	35,57	31,11	32,38	29,54	26,79	39,39	36,64	30,54	%
B/C	2,23	0,95	1,57	1,56	1,22	2,23	2,36	3,25	2,54	1,78	2,05	2,42	2,69	\$ / 1,00 \$ CT
PRI	1,16	---	1,64	1,75	1,66	1,00	1,00	0,60	1,08	1,52	1,07	0,83	0,92	años
Periodo Proy	11	14	9	10	12	8	11	16	13	9	5	9	14	años
Devel. Cost	0,36	0,80	0,39	0,44	0,33	0,33	0,29	0,07	0,16	0,54	0,82	0,23	0,13	US\$ / scf
Producción	6,75	6,00	5,08	3,20	3,51	7,84	16,64	241,52	304,88	10,22	0,88	48,19	605,74	M BOE
Prod Gas	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,04	0,08	1,22	1,51	0,05	0,00	0,26	3,04	TCF
Prod Oil	0,86	0,67	0,36	0,15	0,10	0,42	2,64	23,90	36,25	0,53	0,09	2,63	63,83	M BBL

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 18, se detallan de forma determinística, el perfil de producción total, expresada en miles de BOE por día, y las inversiones anuales.

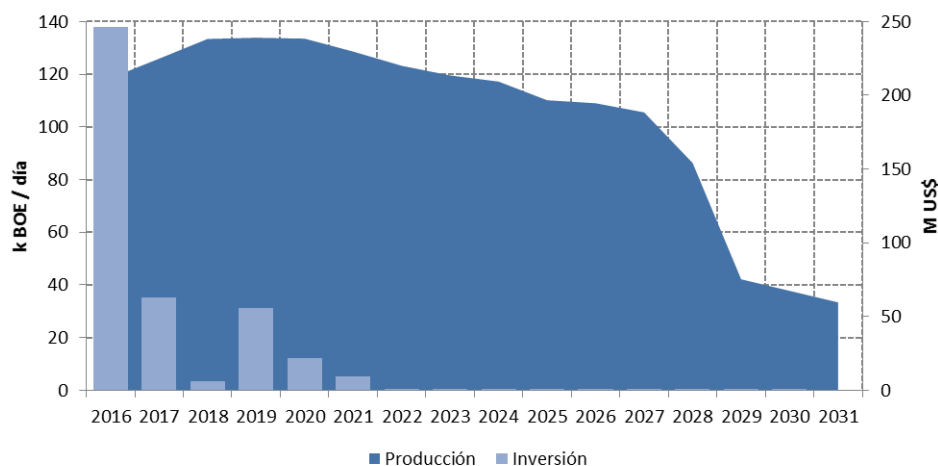


Figura 18 – Perfil de Producción e Inversiones de Cartera Elegida.

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que este diseño de cartera presenta un **valor de 1.720 M US\$**, considerando los 6 proyectos que serán ejecutados en el siguiente quinquenio de 2016 a 2020.

5. CONCLUSIONES

Habiendo aplicado la metodología propuesta, en base a los análisis presentados, se concluye que es posible la aplicación de los fundamentos de optimización de la teoría de portafolio clásica a un caso de activos potenciales, esto permite el uso de esta técnica como una herramienta en la toma de decisiones de largo plazo en sectores donde la incertidumbre tiene una alta relevancia.

Considerando que las empresas del sector hidrocarburos conviven permanentemente con riesgos de tipo geológico, técnico y de mercado esta herramienta puede presentar gran utilidad en la planificación de mediano y largo plazo. Para esta aplicación se obtuvo una mejor combinación mediante la maximización del peor escenario probable, un indicador no paramétrico, versus alternativas como la minimización de riesgo o maximización del valor esperado del portafolio. Esta podría ser una línea posterior de investigación.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. Markowitz, «Portfolio Selection,» *The Journal of Finance*, vol. 7, n° 1, pp. 77-91, 1952.
- [2] F. Fabozzi, P. Kolm, D. Pachamanova y S. Focardi, *Robust Portfolio Optimization and Management*, New Jersey:

Jhon Wiley & Sons, 2007.

- [3] R. Brosch, *Portfolio of Real Options*, Berlin: Springer, 2008.
- [4] S. Rachev, S. Stoyanov y F. Fabozzi, *Advanced Stochastic Models, Risk Assessment and Portfolio Management: The ideal risk, uncertainty and performance measures*, U.S.A.: John Wiley & Sons, 2008.
- [5] D. Van Deventer, K. Imai y M. Mesler, *Advanced Financial Risk Management: Tools and Techniques for integrated credit risk and interest rate risk management*, 2nd ed., Singapore: John Wiley & Sons, 2013.
- [6] E. Ankrim y I. Hense, «Commodities in Asset Allocation: A Real-Asset Alternative to Real Estate?,» *Financial Analysts Journal*, vol. 49, n° 3, pp. 20-29, 1993.
- [7] J. Zhong, «How Elderly Households Allocate Their Assets: Portfolio Choice and Health Care Expenditure. Proceedings.,» de *Annual Conference on Taxation and Minutes of the Annual Meeting of the National Tax Association*, 2009.
- [8] J. Smith y R. Thompson, «Managing a Portfolio of Real Options: Sequential Exploration of Dependent Prospects,» *The Energy Journal*, vol. 29, pp. 43-61, 2008.
- [9] J. Paddock, D. Siegel y J. Smith, «Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases,» *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 109, n° 3, pp. 479-508, 1988.
- [10] M. Skaf, «Portfolio Management in an Upstream Oil and Gas Organization,» *Interfaces*, vol. 29, n° 6, pp. 84-104, 1999.
- [11] K. Eagle, «Using Simulated Annealing to Schedule Oil Field Drilling Rigs,» *Interfaces*, vol. 26, n° 6, pp. 35-43, 1996.
- [12] M. Walls, G. Morahan y J. Dyer, «Decision Analysis of Exploration Opportunities in the Onshore US at Phillips Petroleum Company,» *Interfaces*, vol. 25, n° 6, pp. 39-56, 1995.
- [13] Honorable Congreso de la República de Bolivia, Ley de Hidrocarburos Nro. 3058, La Paz, 2005.
- [14] Honorable Congreso de la República de Bolivia, Ley de Hidrocarburos Nro. 1689, La Paz, 1996.
- [15] Poder Ejecutivo de la República de Bolivia, Decreto Supremo Nro. 28701 “Héroes del Chaco”, La Paz, 2006.
- [16] Agencia Nacional de Hidrocarburos, «Agencia Nacional de Hidrocarburos,» 2015. [En línea]. Available: www.anh.gob.bo. [Último acceso: 4 Enero 2016].
- [17] YPF - PETROBRAS, Contrato de Compra-Venta de Gas Natural, Río de Janeiro, 1996.
- [18] YPF - ENARSA, Contrato de Compra-Venta de Gas Natural, Santa Cruz de la Sierra, 2006.
- [19] J. Mun, *Modeling Risk: Applying Monte Carlo risk simulation, strategic real options, stochastic forecasting, portfolio optimization, data analytics, business intelligence and decision modeling*, 3rd. ed., U.S.A.: John Wiley & Sons, 2015.
- [20] P. Glasserman, *Monte Carlo Methods in Financial Engineering*, U.S.A.: Springer, 2004.
- [21] D. Vose, *Risk Analysis. A Quantitative Guide*, 3 ed., West Sussex: Jhon Wiley and Sons, 2008.
- [22] S. Rachev, S. Stoyanov y F. Fabozzi, *A Probability Metrics Approach to Financial Risk Measures*, U.K.: Wiley – Blackwell, 2011.
- [23] U.S. Energy Information Administration, «U.S. Department of Energy,» Diciembre 2015. [En línea]. Available: www.eia.gov. [Último acceso: 4 Enero 2016].
- [24] A. Gupta, *Risk Management and Simulation*, U.S.A.: Chapman & Hall, 2014.
- [25] G. Dumrauf, *Finanzas Corporativas: Un enfoque latinoamericano*, 3ra. ed., Buenos Aires: Alfaomega, 2013.