

“VIII Congreso Argentino de Ingeniería Industrial”

12 y 13 de noviembre de 2015

UTILIZACIÓN DE LA TÉCNICA DE SIMULACIÓN MONTECARLO PARA LA TOMA DE DECISIONES EMPRESARIALES

Área temática: D: Gestión económica.

Caminos Andrés*; López Ana Maria¹; Forchino María Verónica*,
González Magalí Estefanía*, Romera Nahuel¹

(*) *UTN, Facultad Regional Santa Cruz,
Av. Inmigrantes 555,
9400 Rio Gallegos, Santa Cruz, Argentina.
andres.caminos@gmail.com*

(1) *Universidad del Salvador,
Lavalle 1854,
1051 CABA, Argentina
inganamarialopez@gmail.com*

Resumen

Este trabajo propone una alternativa práctica de la utilización de la técnica de Simulación Montecarlo, para analizar decisiones complejas utilizando árboles de decisión multinivel. Evaluamos dicha aplicación a la decisión de inversión en proyectos de exploración y perforación (E&P) de pozos de avanzada en un yacimiento de petróleo y gas de la cuenca austral. Para ello, primero analizamos la decisión determinística de explorar los resultados de un yacimiento con el desarrollo de pozos de perforación convencional, considerando que existen indicios que puede obtenerse un “pozo seco”, o varios esquemas de dimensión de reservas comprobadas, probables y posibles. Posteriormente se evalúa la posibilidad de realizar una inversión adicional para un análisis de exploración previa perforando un “Slim Hole” (pozo de diámetro pequeño) y una simulación probabilística del tamaño del yacimiento y la cantidad estimada de reservas. Se estiman las probabilidades de ocurrencia de distintos eventos de riesgo en el proyecto y con dichos resultados se debe tomar una decisión sobre explorar y explotar el yacimiento o abandonar la zona y perforar en otro lugar. Se valúan diferentes alternativas de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX) que permiten, además de decidir qué opción debería adoptarse, cuánto puede costar cada alternativa de inversión y los beneficios que el proyecto puede generar. Se utiliza la técnica de Flujo de Fondos Descontados para estimar el VAN, la TIR y el ROI de cada proyecto. Añadimos la incertidumbre al hecho de que los flujos de fondos generados no son constantes en el tiempo previsto (diez años), al igual que los precios de ventas del crudo y del gas, los costos de operación, los precios de los Commodities (petróleo y gas), y los mercados futuros; que la declinación ocurre de una manera probabilística y que mantener el caudal de producción aumenta la disminución de reservas extraíbles y reduce el tiempo de producción. Esta incertidumbre permite incluir riesgos en los VAN de cada proyecto caracterizados por modelos de distribución de probabilidades paramétricas y a través de la simulación Montecarlo sobre la estructura de un árbol de decisión, generamos múltiples escenarios. La decisión final consiste en desarrollar el proyecto de E&P en el yacimiento o no, pero con justificación comprobable de cada curso de acción. A través de la utilización del modelo podemos explorar las diferentes alternativas modeladas sobre una estructura que permite justificar la decisión final adoptada.

Palabras Claves: Simulación Montecarlo, Arboles de Decisión, Bayes, Probabilidad, Excel, Petróleo, Gas.

Abstract.

This paper proposes an alternative practice of using Monte Carlo simulation technique for analyzing complex multilevel decisions using decision trees. We assess that application to the investment decision in exploration and drilling (E&P) advanced wells in an oil and gas in the southern basin. To do this, we first analyze the deterministic decision to explore the results of a field with the development of conventional drilling wells, whereas there is evidence that can be obtained a "dry hole", or more schemes dimension of proven, probable and possible reserves. The possibility of making an additional investment analysis prior to exploration drilling a "Slim Hole" (small diameter hole) and a probabilistic simulation of reservoir size and estimated reserves amount is then assessed. The probabilities of occurrence of various risk events in the project are estimated and these results should take a decision on explore and develop the field or leave the area and drill elsewhere. Different investment (CAPEX) and operating costs (OPEX) that allow, in addition to decide which option should be adopted, how much can cost each investment alternative and the benefits the project can generate are valued. The technique of discounted cash flow is used to estimate the NPV, IRR and ROI of each

project. Add uncertainty to the fact that the cash flows generated are not constant on schedule (ten years), as well as sales prices of oil and gas, operating costs, prices of commodities (oil and gas), futures markets; the decline occurs in a probabilistic manner and maintain the production rate increases decreased recoverable reserves and reduces production time. This uncertainty can include risks in the NPV of each project characterized by parametric distribution models odds and through Monte Carlo simulation on the structure of a decision tree, we generate multiple scenarios. The final decision is to develop the project of E & P in the reservoir or not, but with verifiable justification for each course of action. Through the use of the model we can explore the different alternatives modeled on a structure to justify the final decision.

Keywords: Montecarlo Simulation, Decision Tree, Bayes, Probabilities, Excel, Oil, Gas

1. Introducción

La planeación de exploración, perforación y posterior producción de hidrocarburos (E&P) es una actividad muy importante dentro de las actividades operativas de una empresa petrolera, ya que derivado de la proyección de producción que se tenga, son los compromisos que se establecen con los clientes y los recursos económicos que se solicitan para la operación de la estructura económica y financiera de las empresas petroleras.

El proceso de planeación para la producción de una región petrolera, es una actividad compleja y de gran impacto económico, pues debe considerar el comportamiento y aporte de producción particular de cada uno de los pozos productivos que allí se encuentran.

Dada su complejidad y magnitud, este proceso contiene una importante cantidad de variables con incertidumbre y riesgo. La presencia de variables inciertas en el proceso de exploración, perforación y producción genera desviaciones entre los programas de producción planeados y el volumen de producción real obtenido.

Esta situación genera un constante desequilibrio presupuestario y operativo. Por ello, la Gerencia de Reservorios desarrolla un proyecto de investigación y análisis de incertidumbre y riesgo aplicado al proceso de planeación en E&P, para identificar, analizar y cuantificar los eventos inciertos e incluir su efecto potencial en el cálculo del pronóstico de producción y así mejorar sus niveles de confiabilidad.

El presente trabajo muestra el proceso de análisis de las variables inciertas críticas en el proceso de planeación de proyectos E&P, así como los resultados que se obtuvieron al aplicar el modelo de incertidumbre a los programas operativos de una empresa; aplicando para ello la simulación Montecarlo que permite analizar y evaluar la incertidumbre de los proyectos y los principales factores de riesgo que deben ser tenidos en cuenta en el momento de comenzar por ejemplo, un proyecto de perforación de pozos.

2. Descripción del Problema

Una compañía petrolera nacional está analizando explorar una nueva zona del reservorio de una zona rica en hidrocarburos de la cuenca austral, para lo cual, considerando que los proyectos de perforación y terminación de pozos son muy costosos, decide utilizar la información disponible de pozos en producción de la misma zona, con mecanismos de drenaje parecidos, tecnológicamente similares y utiliza esta información para caracterizar el perfil de producción de un pozo tipo a perforar, que a posteriori puede entrar en producción; definiendo sus características dinámicas y estáticas de producción sobre la base de información disponible por ensayos de perfilado de pozos y partes de producción de hidrocarburos. Esta información de caracterización, presenta un perfil probabilístico del comportamiento de operación, producción de pozos y estimación de cantidades de hidrocarburo presentes en la nueva zona del reservorio que desea analizar y en un futuro, en función de los resultados, desarrollar comercialmente. El comportamiento de cada variable estática y dinámica de un nuevo pozo puede representarse mediante un modelo de distribución de probabilidades que representa su rango posible de variación y que podemos resumir en la siguiente figura. Primero analizamos el modelo determinístico.

Variables de Produccion	Promedio	Unidades
Inversiones CAPEX	5.000	m de dolares
Chance de Éxito del Proyecto	60%	
Reservas Estimadas de Petroleo	1.200.000	mmstb
Produccion del año 1 como % Reservas	10%	
Produccion del Año 1	120.000	mmstb
Tasa de Declinacion Esponencial	0,127	1/año
Relacion Gas-Petroleo GOR	0,750	
Precio Anual del Crudo	63,74	u\$s/bbl WTI
Incremento Anual del Precio del Crudo	7,59%	
Precio Anual del Gas	5,239	mmBTU
Precio Anual del Gas	5,320	m scf
Incremento Precio Anual del Gas	0,64%	
Tasa de Descuento	12%	
Gastos de Operación Anual/ Ingresos OPEX	6%	
Tasa Impuesto a las ganancias	35%	
Tasa de Regalias Provinciales	12%	

Figura 1. Variables Dinámicas y Estáticas de Pozo Promedio. Fuente: Propia

El proyecto supone la perforación de dos pozos exploratorios de avanzada en una nueva zona del reservorio, con un costo promedio estimado de 2.5 millones de dólares cada uno, según información de la empresa.

La chance de éxito del proyecto (60%) indica la probabilidad de que al perforar un pozo se encuentre hidrocarburos (petróleo y/o gas). La probabilidad de no encontrar hidrocarburos luego de perforar los dos pozos es del 40%. Este valor de probabilidad subjetiva es el resultado de otros proyectos es E&P de la misma empresa en el mismo yacimiento.

Las reservas de hidrocarburos se han calculado por métodos volumétricos [6] usando parámetros promedios de porosidad, saturación de agua y factor volumétrico de formación. Estas reservas mostradas en la figura 1, representan las cantidades de hidrocarburos recuperables en superficie, no las existentes en el fondo del reservorio. Estas cantidades de hidrocarburos recuperables se calcularon usando un Factor de Recuperación que depende del mecanismo de drenaje natural del pozo productivo y expresa, cuanto hidrocarburo puede recuperarse en superficie.

La producción a lo largo del tiempo se asume que disminuye con una declinación nominal de tipo exponencial [6]. Esto refleja el comportamiento de los pozos en producción a lo largo del tiempo en los cuales disminuye el caudal de producción en la medida que se extrae más hidrocarburos del reservorio. El factor de declinación estimado es 0.127

Hemos supuesto un valor inicial de u\$s 63.75 por barril estándar de petróleo tipo WTI, un valor de u\$s 5.24 por millón de BTU para el gas y un porcentaje de incremento anual de ambos precios que refleje la variación en el tiempo durante los próximos 10 años, según la tendencia de los precios a futuro. Estos valores son los promedios del análisis de la serie de tiempo de precios promedios anuales desde Enero 2000 a Junio 2015 [10, 11]. También sabemos que estos precios son dinámicos y en el modelo determinístico asumimos que ambos precios, del petróleo y del gas continuarán subiendo, cuando la realidad indica que debido a la volatilidad de los mismos el comportamiento frecuentemente es impredecible. Nota: 1 millón de BTU equivalen aproximadamente a 1000 pies cúbicos de gas (scf).

Una vez calculados los volúmenes recuperables de hidrocarburos, habiendo asumido un mecanismo de drenaje, la tasa de declinación asumida como nominal exponencial y conocida la relación gas-petróleo (GOR), podemos estimar la cantidad anual a producir de gas y petróleo y con ello producir una valuación económica por la técnica de flujos descontados. Los resultados se muestran en la figura 2 siguiente. Asumimos para el proyecto de valuación económica que los únicos impuestos a considerar son: a) Regalías Provinciales, estimadas en un promedio de 12% (pueden variar entre 10% a 15% según las provincias productoras) y b) Impuesto a las Ganancias, que se estima en su tasa máxima del 35%, calculado sobre los ingresos brutos, descontados amortizaciones y depreciaciones e intereses por financiación externa si los hubiera. Asumimos también que el capital de la inversión (CAPEX) es suministrado por la empresa en su totalidad. La tasa de descuento para el cálculo determinístico, se estima en 12%.

Conceptos	Año 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Produccion de Crudo (STB/Año)		72,000	63,434	55,887	49,238	43,380	38,219	33,672	29,666	26,136	23,027
Produccion de Gas (mscf/Año)		54,000	47,575	41,915	36,929	32,535	28,664	25,254	22,249	19,602	17,270
Precio del Crudo (\$/STB)		63.7	68.6	73.8	79.4	85.4	91.9	98.9	106.4	114.4	123.1
Precio de Gas (\$/mscf)		5.3201	5.3542	5.3885	5.4230	5.4577	5.4926	5.5277	5.5631	5.5987	5.6346
Ingresos Anuales Venta del Crudo		4,589	4,350	4,124	3,909	3,705	3,512	3,329	3,156	2,991	2,835
Ingresos Anuales Venta del Gas		287	255	226	200	178	157	140	124	110	97
Ingresos Totales Oil & Gas		4,877	4,605	4,349	4,109	3,883	3,669	3,469	3,279	3,101	2,933
Gastos de Operación		-293	-276	-261	-247	-233	-220	-208	-197	-186	-176
Ingresos Brutos antes de Impuestos		4,584	4,329	4,088	3,862	3,650	3,449	3,260	3,083	2,915	2,757
Regalías Provinciales		-585	-553	-522	-493	-466	-440	-416	-394	-372	-352
Impuesto a las Ganancias		-1,604	-1,515	-1,431	-1,352	-1,277	-1,207	-1,141	-1,079	-1,020	-965
Ingresos Netos / Flujo de Caja Disponible	-5,000	2,394	2,261	2,136	2,017	1,906	1,802	1,703	1,610	1,523	1,440
Ingresos Netos Descontados	-5,000	2,138	1,802	1,520	1,282	1,082	913	770	650	549	464
Ingresos Acumulados	-5,000	-2,862.15	-1,059.69	460.35	1,742.49	2,824.20	3,736.99	4,507.38	5,157.69	5,706.73	6,170.34

Valor del VAN primeros 10 años	6,170.34	Rendimiento de la Inversion	123.407%
TIR - Tasa Interna de Retorno	26%		

Figura 2. Flujos Netos Generados por el proyecto determinístico de pozo convencional. Fuente: Propia

La evaluación determinística indica que el proyecto de exploración, aun con 60% de chances de resultar exitoso genera una ganancia (VAN) de u\$s 6,170 millones sobre una inversión de 5 millones de dólares, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 26%, un Recupero de Capital a partir de año 3 y una Rentabilidad Sobre la Inversión (ROI) de 123.4% o 1.23 dólar de ganancia por cada dólar invertido. A simple vista parece un negocio excelente. Comentamos que la ganancia expresada por el VAN, tiene en cuenta el costo de inversión inicial (CAPEX) necesario para su valuación.

Para ver las variables que afectarán el resultado del VAN determinístico, se puede hacer un análisis Tornado [1], es decir un análisis en el cual se dejan constante n-1 variables y se varia 1 sola de ellas dentro de un rango de por ejemplo $\pm 20\%$ de su valor nominal y se calcula el impacto sobre el resultado del VAN. Este análisis Tornado, utilizando CrystalBall [2] se muestra en la figura siguiente 3.

El diagrama Tornado refleja las variables más importantes en el cálculo del VAN del proyecto en condiciones determinísticas, mostrando los factores de riesgo más importantes que deben ser considerados "a priori" en la valuación del proyecto previo a la simulación. Se usaron para su determinación y cálculo todas las variables de la figura 1 anterior.

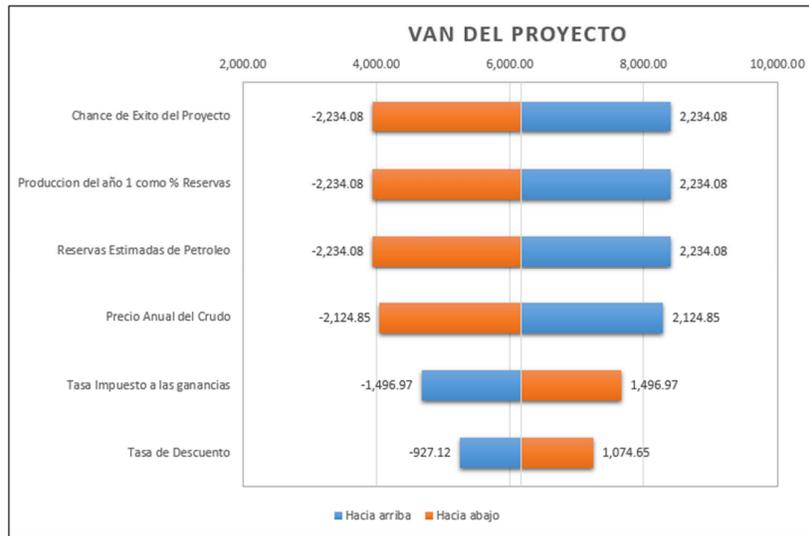


Figura 3: Diagrama Tornado sobre variable del VAN. Fuente: propia

La variación de $\pm 20\%$ asumida en las variables del gráfico Tornado, no nos indica el recorrido de la variación, si ésta es monótonica u oscilante, creciente o decreciente. Para ello nos ayudamos con un análisis de gráfico Spider o Araña [2] que refleja la variación de cada variable en el cálculo del VAN como también el recorrido en todos los puntos intermedios de su rango de variación de $\pm 20\%$ de cada variable. La figura 4 muestra el diagrama Spider obtenido junto al análisis Tornado, también utilizando CrystalBall [2].

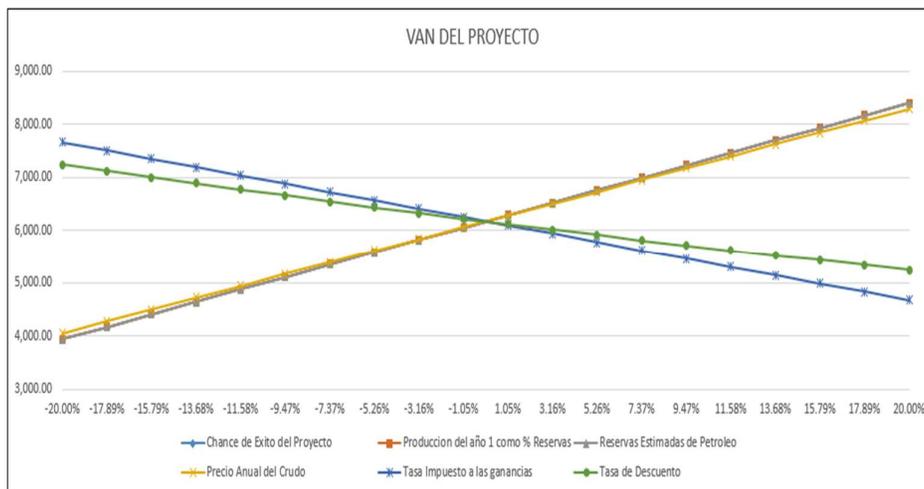


Figura 4. Diagrama Spider sobre las variables que afectan el VAN. Fuente: propia

En base a esta incertidumbre con las principales variables del yacimiento (volumen de reservas, porcentaje de reservas tomados como producción inicial, la probabilidad de éxito del proyecto y el precio del crudo) observamos que causan aproximadamente el 80% de la variabilidad que presentará el VAN cuando se realice un análisis más detallado de sensibilidad.

3. Metodología de Análisis de los Proyectos

La empresa dueña del proyecto, está considerando basada en los altos costos de perforación y la incertidumbre asociada, en lugar de realizar directamente los dos pozos de avanzada, realizar previamente un pozo piloto, tipo "Slim Hole", es decir un pozo de menor diámetro sin cementar que permite obtener información principalmente composición, presión y temperaturas del fondo del pozo, que mejora las probabilidades de éxito en el proyecto de perforar los dos pozos de avanzada finalmente. Este tipo de análisis ayuda a mejorar el conocimiento del yacimiento y a una mejor estimación de cantidades y tipos de hidrocarburos presentes en el fondo del yacimiento.

El perforado de este pozo piloto (Slim Hole) tiene un costo del orden de u\$s 500,000 y se considera realizar uno solo en la zona donde se perforarán los pozos de avanzada. La inversión en esta alternativa se incrementa en u\$s 500,000 al costo de inversión en los pozos y permite aumentar las probabilidades de éxito en encontrar hidrocarburos hasta un 80%. La probabilidad de éxito original es del 60% sin hacer el piloto previo a la perforación y terminación de los dos

pozos. La empresa desea analizar que alternativa es más conveniente desde el punto de vista económico con un horizonte de 10 años, si hacer o no hacer el piloto previo (Slim Hole) antes de perforar los dos pozos de avanzada.

Agregaremos a continuación la incertidumbre y riesgo asociada a este tipo de proyectos. Nuestro análisis puede resumirse en la siguiente tabla que representa los beneficios y pérdidas de cada proyecto. Los valores se expresan en miles de dólares.

Eventos Futuros Esperados Proyecto 1		
Alternativas	No Hay Hidrocarburos	Hay Hidrocarburos
Explorar y Perforar sin Piloto	-\$5,000.00	\$6,170.38
No Perforar	0	0
Probabilidad	40%	60%

Tabla 1: Inversiones del Proyecto 1

Eventos Futuros Esperados Proyecto 2		
Alternativas	No Hay Hidrocarburos	Hay Hidrocarburos
Explorar y Perforar con Piloto	-\$5,500.00	\$9,393.8
No Perforar	0	0
Probabilidad	20%	80%

Tabla 2: Inversiones del Proyecto 2

La representación gráfica de este problema puede representarse como un árbol de decisión [12], tal como muestra la figura 5 a continuación.



Figura 4: Estructura del árbol de decisión asociado al problema

Haciendo uso del cálculo del Valor Monetario Esperado [12] de cada proyecto, podemos estimar que:

$$\text{VME [Proyecto 1]} = 0.60 * 6,170.34 + 0.40 * (-5,000) = \$1,702.20$$

$$\text{VME [Proyecto 2]} = 0.40 * 9,393.78 + 0.20 * (-5,500) = \$6,415.03$$

Desde un punto de vista analítico, sobre la base de un modelo discreto, resulta como recomendación que hacer el proyecto 2, con el pozo piloto, genera mayor valor del VAN promedio a largo plazo, valorando como riesgo las probabilidades de ocurrencia de los eventos de no encontrar hidrocarburos en cada proyecto. Esto sucede debido a que al aumentar el factor de éxito de 60% a 80% se produce más hidrocarburos y esto genera mayores ingresos.

Uno podría tranquilamente recomendar como curso de acción el desarrollo del proyecto 2. En este punto, puede suceder que al desarrollar el proyecto 2, podamos no encontrar hidrocarburos, con una probabilidad baja, del orden del 20% pero no es nula. Perforar un pozo no asegura el éxito del proyecto, solo mejora el conocimiento del suelo a través del estudio de perfilaje. Esto se conoce en la industria petrolera como uno de los riesgos asociado a los proyectos de E&P.

3.1 Análisis Probabilístico Con VAN Variable

Al agregar incertidumbre al modelo, los valores del VAN y TIR dejan de ser discretos, por cuanto la variabilidad en los cambios de las variables dentro de su rango de variación, sumado a la simulación Montecarlo [1] hacen que los resultados esperados presenten "rangos" de variación y con ello una medida del riesgo asociado a la inversión.

Podemos medir el riesgo entre ambos proyectos por la probabilidad de generar VAN cero o negativo. Aquel proyecto que presente mayor valor de probabilidad de pérdidas, será el que tenga mayor riesgo. Nuestro modelo agregando las distribuciones de probabilidad para cada variable de entrada de las variables dinámicas y estáticas de cada pozo tipo, se muestra en la figura 5.

PRONOSTICO DE PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS A 10 AÑOS
ALTERNATIVA 1. No se hace un Piloto y el proyecto mantiene su chance de éxito

Variables de Producción	Promedio	Unidades	Distribución	Parametro 1	Parametro 2	Parametro 3
Inversiones CAPEX	5.500	\$	Triangular	4250	5000	7250
Chance de Éxito del Proyecto	60%		Si/No	60%		
Reservas Estimadas de Petróleo	1.200.000	STB	Lognormal	1200000	50000	
Producción del año 1 como % Reservas	10%					
Producción del Año 1	120.000	STB/Año				
Tasa de Declinación Exponencial	0.127	1/año	Triangular	0.1	0.12	0.16
Relación Gas-Petróleo GOR	0.750	mscf/STB	Normal	0.75	0.05	
Precio Anual del Crudo	63.7	\$/STB	Beta	0.6098	0.5245	
Incremento Anual del Precio del Crudo	8%		Logística	8%	15%	
Precio Anual del Gas	5.239	\$/BTU	Lognormal	3.1	8.075	
Precio Anual del Gas	5.321	\$/mscf				
Incremento Precio Anual del Gas	1%		Lognormal	1%	33%	
Tasa de Descuento	12%		Triangular	10%	12%	15%
Gastos de Operación Anual/Ingresos OPEX	6%		Triangular	4%	5%	10%
Tasa Impuesto a las Ganancias	35%					
Tasa de Regalías Provinciales	12%					

Figura 5. Variables probabilísticas del modelo de valuación. Proyecto 1: Sin Piloto

La probabilidad de éxito de cada proyecto (posibilidad de encontrar hidrocarburos), puede estimarse con una distribución Binomial, con un valor de 1 sola prueba y con probabilidad igual al factor de éxito del proyecto. Esta variable, similar a un experimento Bernoulli, genera solamente dos posibles valores: cero (equivalente a no encontrar hidrocarburos) y uno (equivalente a encontrar hidrocarburos). Los dos proyectos fueron analizados considerando como promedio de este factor de éxito, el valor de la probabilidad asociada (60% u 80% para proyecto sin piloto y con piloto respectivamente).

Para la estimación del monto de la inversión, la empresa de referencia nos indica que, en esa zona y con este tipo de pozos, en los costos de perforación de nuevos pozos nunca se consiguió reducir en más de 15% de los costos promedios y tampoco se superó el 45% de los costos promedios de perforación en proyectos anteriores. De esta manera, los límites mínimo, probable y máximos de la inversión CAPEX resultan ser \$4.25, \$5 y \$7 millones de dólares por los dos pozos de avanzada. El valor de 5.5 millones de la figura 5, corresponde al valor de la media aritmética de la distribución Triangular [12] que representa esta variable. Los parámetros dinámicos y estáticos del pozo tipo del proyecto 1, se resumen y muestran en la figura 5 y los parámetros económicos del proyecto 1, en la figura 6.

Conceptos	Año 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producción de Crudo (STB/Año)		72,000	63,434	55,887	49,238	43,380	38,219	33,672	29,666	26,136	38,378
Producción de Gas (mscf/Año)		54,000	47,575	41,915	36,929	32,535	28,664	25,254	22,249	19,602	28,784
Precio del Crudo (\$/STB)		63.7	68.8	74.2	80.1	86.4	93.2	100.6	108.5	117.1	126.4
Precio de Gas (\$/mscf)		5.3206	5.3654	5.4107	5.4563	5.5024	5.5488	5.5956	5.6428	5.6904	5.7384
Ingresos Anuales Venta del Crudo		4,589	4,363	4,147	3,943	3,748	3,563	3,387	3,220	3,061	4,850
Ingresos Anuales Venta del Gas		287	255	227	201	179	159	141	126	112	165
Ingresos Totales Oil & Gas		4,876	4,618	4,374	4,144	3,927	3,722	3,529	3,346	3,173	5,015
Gastos de Operación		-309	-292	-277	-262	-249	-236	-223	-212	-201	-318
Ingresos Brutos antes de Impuestos		4,568	4,326	4,097	3,882	3,678	3,486	3,305	3,134	2,972	4,698
Regalías Provinciales		-585	-554	-525	-497	-471	-447	-423	-401	-381	-602
Impuesto a las Ganancias		-1,599	-1,514	-1,434	-1,359	-1,287	-1,220	-1,157	-1,097	-1,040	-1,644
Ingresos Netos / Flujo de Caja Disponible	-5,500	2,384	2,257	2,138	2,026	1,920	1,819	1,725	1,635	1,551	2,452
Ingresos Netos Descontados	-5,500	2,122	1,789	1,508	1,272	1,073	906	764	645	545	766
Ingresos Acumulados	-5,500	-3,377.97	-1,589.07	-80.65	1,191.56	2,264.77	3,170.29	3,934.46	4,579.47	5,123.98	5,890.23

Figura 6: Valuación Económica del Proyecto 1, Sin Piloto

Nota: la diferencia en los valores de la columna promedio de la figura 5 y 6 se deben a que hemos definido en el simulador CrystalBall [2] que la celda muestre el valor de media aritmética de la distribución asociada con los parámetros ingresados. En el simulador CrystalBall, definimos las variables de entrada como supuestos y las variables de salida como variables de pronósticos. Por ejemplo, la variable que estima las reservas se observa en la figura 7. Indicamos en esta figura los valores de percentiles 10, 50 y 90, que definen las Reservas Probadas, las Reservas Probables y las Reservas Posibles, con probabilidades acumuladas de 10%, 50% y 90% respectivamente.

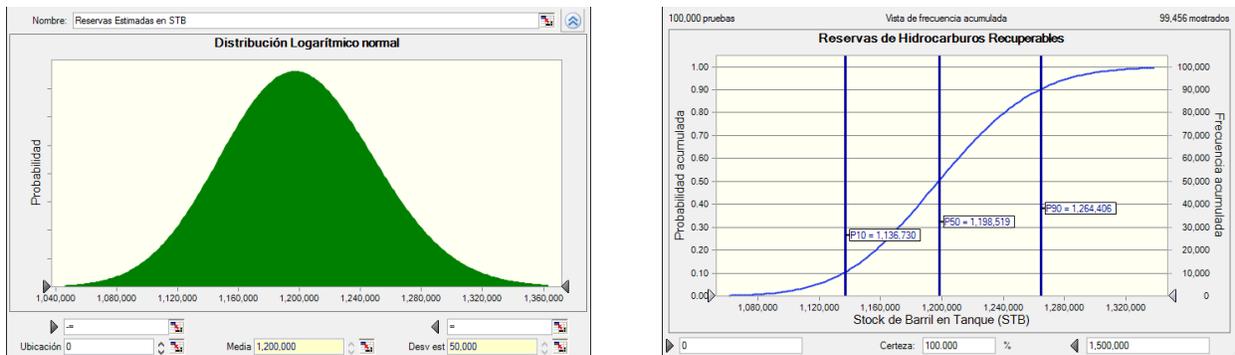


Figura 7: Definición de Supuestos en CrystalBall. Estimación de Reservas

Los precios de Commodities como el precio del petróleo crudo tipo WTI y del gas natural fueron analizados a partir de la serie histórica de precios de los últimos 15 años y luego procedimos a ajustarles una distribución de probabilidad paramétrica que representa esta variación en el tiempo y permite una mejor utilización con un simulador como

CrystalBall, usando para ello una prueba de hipótesis y un proceso de bondad de ajuste junto a un mecanismo de comparación como puede ser Anderson-Darling o Kolmogorov-Smirnov [12]. La figura 8 representa la variación del precio anual promedio y su distribución asociada y la figura 9 representa la variación del precio anual del gas natural.

Año	Promedio	Variación
2000	29.78	
2001	24.33	-18.30%
2002	24.95	2.55%
2003	28.90	15.83%
2004	37.80	30.80%
2005	61.54	62.80%
2006	66.05	7.34%
2007	72.29	9.44%
2008	99.59	37.77%
2009	61.69	-38.05%
2010	79.40	28.71%
2011	95.05	19.70%
2012	94.14	-0.95%
2013	97.94	4.03%
2014	93.13	-4.90%
2015	53.23	-42.85%

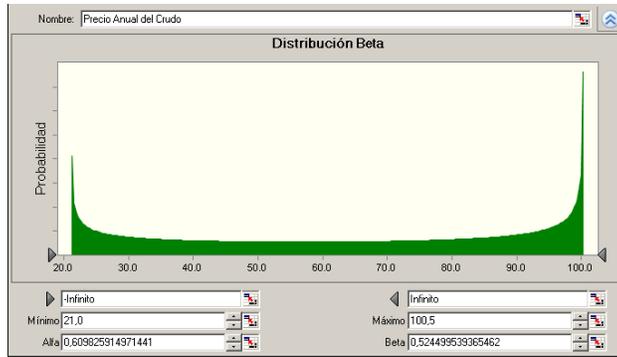


Figura 8: Variación Anual del Precio del Crudo. Fuente: Indexmundi [10]

Año	Precio \$/BTU	Variación %
2000	5.49	
2001	3.96	-27.87%
2002	3.36	-15.15%
2003	5.49	63.39%
2004	6.15	12.02%
2005	9.01	46.50%
2006	6.92	-23.20%
2007	7.07	2.17%
2008	8.92	26.17%
2009	4.16	-53.36%
2010	4.40	5.77%
2011	4.03	-8.41%
2012	2.83	-29.78%
2013	3.73	31.80%
2014	4.27	14.48%
2015	2.78	-34.89%

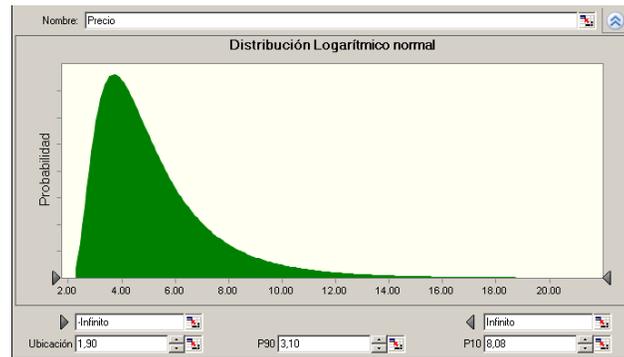


Figura 9: Variación Anual del Precio del Gas Natural. Fuente: Indexmundi [11]

De manera similar definimos el resto de variables que definen el modelo económico. Por otra parte, en el proyecto 2 de inversión en E&P, la perforación de los dos pozos de avanzada con el agregado de un pozo Slim Hole, al cual definimos como piloto, muestra los parámetros de las figuras 10 y 11 que resumen los parámetros, dinámicos, estáticos y económicos de los pozos caracterizados como tipo. La información es la misma que el proyecto 1, excepto que cambia la probabilidad de éxito de encontrar hidrocarburos y aumenta el costo de la inversión inicial (CAPEX).

PRONOSTICO DE PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS A 10 AÑOS						
ALTERNATIVA 2. Se hace un piloto para aumentar las chances de éxito del proyecto						
Variables de Produccion	Promedio	Unidades	Parametros			
Inversiones CAPEX	8,000	\$	Triangular	4250	5000	7250
Perforacion de un Piloto (Slim Hole)	500		Fijo			
Chance de éxito del proyecto	80%		Si/No	80%		
Reservas Estimadas en STB	1,200,000	STB	Lognormal	1200000	500000	
Produccion del año 1 como % Res	10%					
Produccion del Año 1	120,000	STB/Año				
Tasa de Declinacion Exponencial %	0.127	1/año	Triangular	0.1	0.12	0.16
Relacion Gas-Petroleo GOR	0.760	mscf/STB	Normal	0.75	0.05	
Precio Anual del Crudo	63.7	\$/STB	Beta	0.6098	0.5245	
Incremento Anual del Precio del Crudo	8%		Logistica	8%	15%	
Precio Anual del Gas	5,2394	\$/BTU	Lognormal	3.1	8.075	
Precio Anual del Gas	5,3208	\$/mscf				
Incremento Precio Anual del Gas	1%		Lognormal	1%	33%	
Tasa de Descuento	12%		Triangular	10%	12%	15%
Gastos de Operación Anual/ Ingresos OPEX	8%		Triangular	4%	5%	10%
Tasa Impuesto a las Ganancias	35%					
Tasa de Regalías Provinciales	12%					

Figura 10. Variables probabilísticas del modelo de valuación. Proyecto 2: Con Piloto

Conceptos	Año 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Produccion de Crudo (STB/Año)		96,000	84,579	74,516	65,651	72,300	83,898	56,120	49,443	43,561	38,378
Produccion de Gas (mcf/Año)		72,000	63,434	55,887	48,238	54,225	47,774	42,090	37,082	32,671	28,784
Precio del Crudo (\$/STB)		63.7	68.8	74.2	80.1	86.4	93.2	100.6	108.5	117.1	126.4
Precio de Gas (\$/mcf)		5.2	5.3	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.7
Ingresos Anuales Venta del Crudo		6,119	5,817	5,530	5,257	6,247	5,938	5,645	5,367	5,102	4,850
Ingresos Anuales Venta del Gas		377	335	298	265	294	261	232	206	183	163
Ingresos Totales		6,496	6,152	5,828	5,521	6,541	6,199	5,877	5,573	5,285	5,013
Gastos de Operación		-411	-390	-369	-350	-414	-393	-372	-353	-335	-317
Ingresos Brutos antes de Impuestos		6,085	5,762	5,458	5,172	6,126	5,807	5,505	5,220	4,950	4,695
Regalías Provinciales		-780	-738	-699	-663	-785	-744	-705	-669	-634	-602
Impuesto a las Ganancias		-2,130	-2,017	-1,910	-1,810	-2,144	-2,032	-1,927	-1,827	-1,733	-1,643
Ingresos Netos / Flujo de Caja Disponible	-6,000	3,175	3,007	2,849	2,699	3,197	3,031	2,873	2,724	2,583	2,450
Ingresos Netos Descontados	-6,000	2,827	2,383	2,010	1,695	1,787	1,508	1,273	1,074	907	766
Ingresos Acumulados	-6,000	-3,173.17	-789.98	1,219.65	2,914.67	4,702.11	6,210.33	7,483.18	8,557.58	9,464.61	10,230.47

Figura 11. Valuación Económica del Proyecto 2, Con Piloto

Una comparación preliminar determinista, usando los valores promedio de las variables del modelo, indican que el VAN del proyecto 2 es en proporción 83% mayor al VAN del proyecto 1, principalmente debido a la mejora en la estimación del factor de éxito de encontrar hidrocarburos (80%). La diferencia entre el VAN de la figura 11 y el VAN de la tabla 2, se debe a que en el modelo probabilístico se usa el valor de media aritmética calculado según la distribución de probabilidad que se asocia a cada una de las variables de entrada.

4. Resultados de Simulación

En este primer análisis, consideramos que los dos pozos a perforar son de característica mecánica y tecnológicamente similares y el VAN del resultado económico que mostramos en las figuras 5 y 10, luego se simula el modelo durante 100,000 iteraciones tiene la siguiente variación representados por la figura 12 y 13 siguientes.

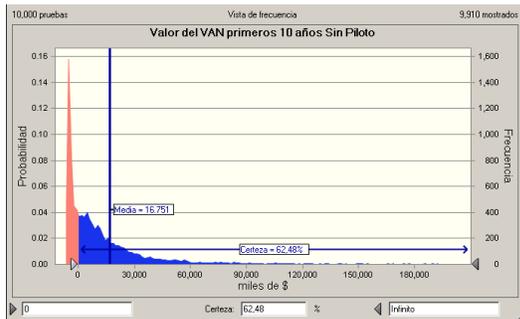


Figura 12: Distribución del VAN del proyecto 1 sin Piloto

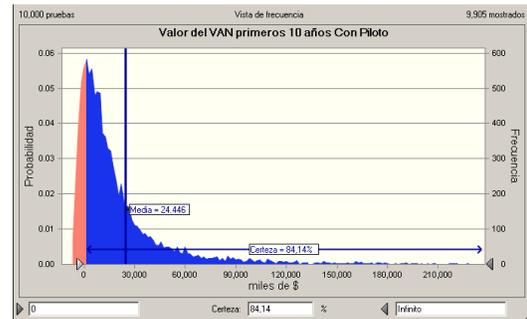


Figura 13: Distribución del VAN del proyecto 2 con Piloto

La evaluación de estos resultados nos indica que luego de 100,000 simulaciones por el método Montecarlo usando CrystalBall, el promedio esperado del VAN del proyecto 1 es de u\$s 16.751 millones de dólares con una probabilidad de pérdida del 37.5%. Mientras que el VAN del proyecto 2, muestra un valor promedio de 24.446 millones de dólares y una probabilidad de pérdida de 16% aproximadamente. Estos valores están muy lejos de los valores del cálculo determinístico, pero son el resultado de considerar todos los factores de riesgos asociados a cada proyecto. La gráfica de la figura 14, muestra el nivel de riesgos de cada proyecto, manifestado por las largas “colas” hacia la derecha, indicando distribuciones fuertemente sesgadas, producto de una alta varianza que expresa la incertidumbre y riesgo de cada proyecto. Podemos observar en el Proyecto 1 una mayor concentración de valores del VAN, con mayores probabilidades que el VAN del proyecto 2.

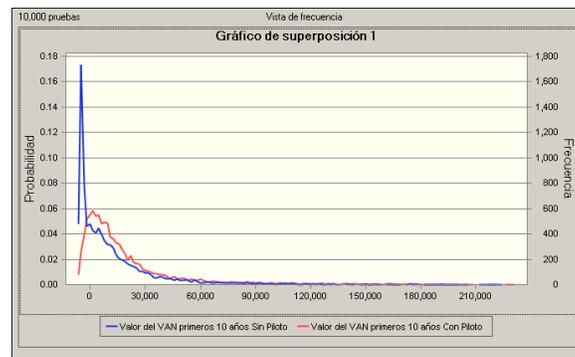


Figura 14. Comparación de Van de Proyecto 1 y Proyecto 2

A manera de graficar mejor esta diferencia entre VAN de ambos proyectos, podemos analizar el resumen de estadística descriptiva que nos entrega CrystalBall [2] al finalizar la simulación. En la figura 15, podemos observar que a pesar que el proyecto 2 tiene mayor Varianza y Desviación Estándar, tiene mayor concentración de valores en cercanías a la media aritmética como lo muestra el valor del Coeficiente de Variación y la Curtosis [12].

Estadística	Valor del VAN primeros 10 años Sin Piloto	Valor del VAN primeros 10 años Con Piloto
Pruebas	10.000	10.000
Caso base	5.890	10.230
Media	16.751	24.446
Mediana	4.714	10.405
Modo
Desviación estándar	67.017	73.951
Varianza	4.491.246.839	5.468.676.838
Sesgo	25.26	20.44
Curtosis	1.127.51	649.31
Coeficiente de variación	4,00	3,03
Mínimo	-7.114	-7.252
Máximo	3.786.854	2.918.069
Error estándar medid	670	740

Figura 15. Resultados numéricos de comparación entre ambos proyectos

Como siempre, en muchas cosas de la vida, siempre hay un culpable para explicar los hechos, en este caso la elevada Varianza del proyecto 2. Para ello requerimos del auxilio de un análisis de sensibilidad [2] que nos indica que para el proyecto 2, la estimación probabilística de la estimación del porcentaje de variación del precio del crudo y el valor del precio del crudo, causa más del 85% de la varianza total del VAN del Proyecto 2. En tercer lugar la estimación del factor de éxito del proyecto con el piloto de prueba aumenta la variabilidad total a un 98%.

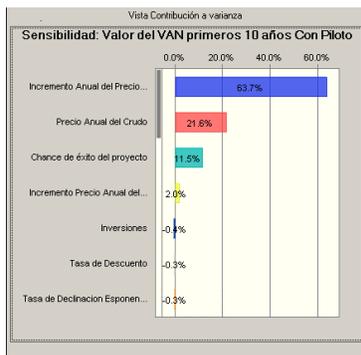


Figura 16. Análisis de Sensibilidad Van Proyecto 2

Aclaremos que los valores de precio del crudo y porcentaje de variación, fueron estimados con un proceso de bondad de ajuste [12] que reduce el error hasta un nivel de significancia máximo del 5%. Sin embargo, la elevada volatilidad del precio del crudo, reducida por un cálculo de promedio anual no exime que los resultados del VAN tengan tan alta varianza. Preferimos este cálculo al hecho de suponer un valor constante del precio del crudo y gas y asumir que a futuro crece o disminuye de manera lineal. Las figuras 17 y 18 muestran las variaciones de los precios anuales promedios históricos del precio del crudo y el gas natural usado en los cálculos de la simulación [10,11]. La línea roja en los gráficos de figura 17 y 18 representan la tendencia lineal a largo plazo de la serie histórica de precios.

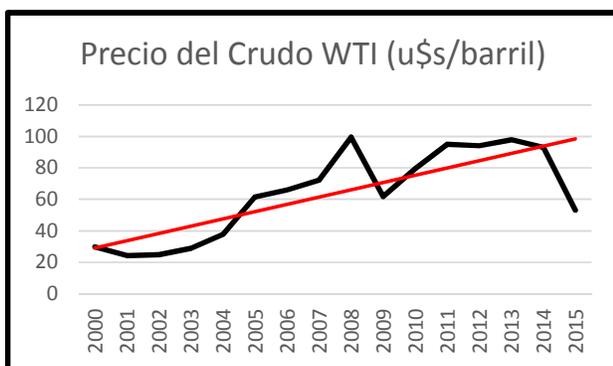


Figura 17. Variación Anual del Precio del Crudo

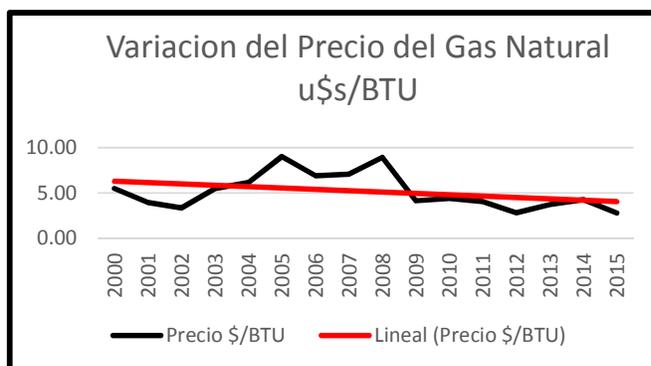


Figura 18. Variación Anual del Precio del Gas Natural

Sin embargo, el valor del Factor de Éxito, estimado en 80% para el proyecto 2, resulta ser un valor subjetivo y suministrado por la Gerencia de Reservorios de la empresa. La incidencia de este factor en el análisis del VAN, no es tan importante como lo son las variables de las figuras 16 y 17. Se pueden hacer muchos otros análisis en el simulador CrystalBall [2], tales como diagramas de superposición, tendencias de los flujos de caja descontados, análisis de escenarios, tablas de decisión y otros, pero los que mostramos precedentemente resultan ser los más importantes para la toma de decisiones.

En nuestro último análisis, decidimos analizar los proyectos 1 y 2 desde el árbol de decisión de la figura 4, para lo cual quitamos del modelo probabilístico del VAN de cada proyecto, el factor de éxito (lo pusimos en 100%) y lo agregamos al diagrama de árbol de decisión como parte del cálculo del Valor Monetario Esperado de cada proyecto. Esto se representa en la figura 19 siguiente. La celda de color verde representa una distribución binomial para estimar la probabilidad de éxito.

También estamos asumiendo al poner el factor o probabilidad de éxito en cada proyecto en 100%, que ambos proyectos pueden realizarse con total certeza de encontrar hidrocarburos, independientemente de las otras variables de incertidumbre, con lo cual el VAN de cada uno resulta ser mayor al caso analizado en las figuras 6 y 11 y que la incertidumbre la asignamos al cálculo del Valor Monetario de Cada Proyecto, como consecuencia de haber disminuido el principal factor de riesgo (el % de Éxito de cada proyecto), como mostraba el análisis de sensibilidad de la figura 16.

Estamos trasladando parte de los riesgos al cálculo del Valor Monetario Esperado de cada proyecto. Este análisis poco tradicional sobre arboles de decisión implica poder valorar los riesgos como decisiones a largo plazo. Nos permite comparar dos proyectos en la hipótesis de que ambos pozos de avanzada encuentren hidrocarburos, la decisión final

resultará ser sobre factibilidad económica medida por el VAN y la probabilidad de generar estos valores de ganancias esperadas de cada proyecto.

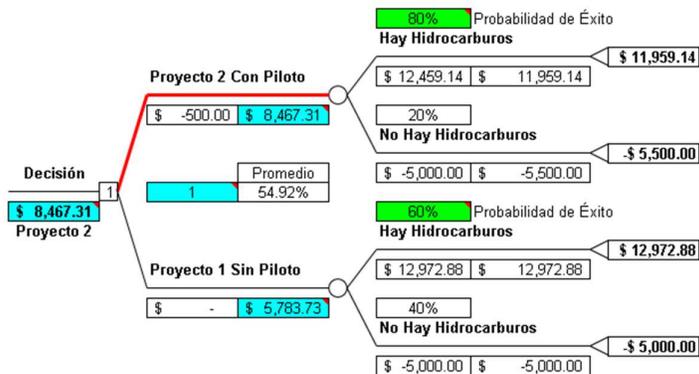


Figura 19: Árbol de Decisión Modificado

Como resultado de hacer 100,000 simulaciones, con toda la estructura del árbol de decisión variable (probabilidad de éxito y VAN) de cada proyecto calculamos que aproximadamente 55% de las veces el Valor Monetario Esperado del Proyecto 2 (con piloto) supera al Valor Monetario Esperado del proyecto 1 (sin piloto), consecuentemente refuerza nuestra decisión final, que el proyecto 2 es preferible al proyecto 1 a pesar de la mayor inversión en el pozo piloto (Slim Hole), que se ve compensada por un mayor VAN promedio.

Los resultados esperados de cada proyecto al finalizar la simulación se muestran en la figura 20. En ella hemos agregado aparte del valor promedio y la desviación estándar, el rango percentil 10-90, que representa un intervalo de certeza del 80% respecto de valor de la mediana, no de la media aritmética. Podemos obviamente seleccionar cualquier otra variable descriptiva si nos ayuda a mejorar nuestra decisión.

Resultado del VAN del Proyecto 2 en Miles de Dolares				
VAN Promedio	Dev. Est	Mínimo	Máximo	Mediana
27,608	88,089	-4,033	9,023,402	13,507
Percentil 10%	Percentil 50%	Percentil 90%	Coef. Variacion	Perdida
3,030	13,507	53,661	319.1%	1.76%
ROI Proyecto 2	\$ 5.02	TIR Proyecto 2	45%	

Resultado del VAN del Proyecto 1 en Miles de Dolares				
VAN Promedio	Dev. Est	Mínimo	Máximo	Mediana
27,663	93,039	-5,041	15,877,204	13,134
Percentil 10%	Percentil 50%	Percentil 90%	Coef. Variacion	Perdida
1,146	13,134	56,116	336.3%	6.36%
ROI Proyecto 1	\$ 5.53	TIR Proyecto 1	50%	

Figura 20. Resultados de simular el árbol de decisión variable

Además destacamos que por la mayor inversión en el proyecto 2 (con piloto), el ROI (Retorno Sobre la Inversión) y la TIR (Tasa Interna de Retorno) del proyecto 2 es un poco menor que el ROI y la TIR del proyecto 1. Este menor valor del ROI es un valor promedio y no refleja un parámetro suficiente para poder comparar los proyectos y decidir cuál de ellos resulta más conveniente. Es un parámetro importante pero no tan relevante como otros factores de riesgo. También hemos comparado las TIR (Tasa Interna de Retorno) de cada proyecto y observamos en la figura 21, que la TIR del proyecto 1 tiene una probabilidad de aproximadamente 6.36% contra 1.76% de probabilidad de pérdida de proyecto 2. La probabilidad de pérdida en el VAN es una variable de suma importancia para comparar proyectos de inversión. Los mismos valores podemos estimarlos de los gráficos

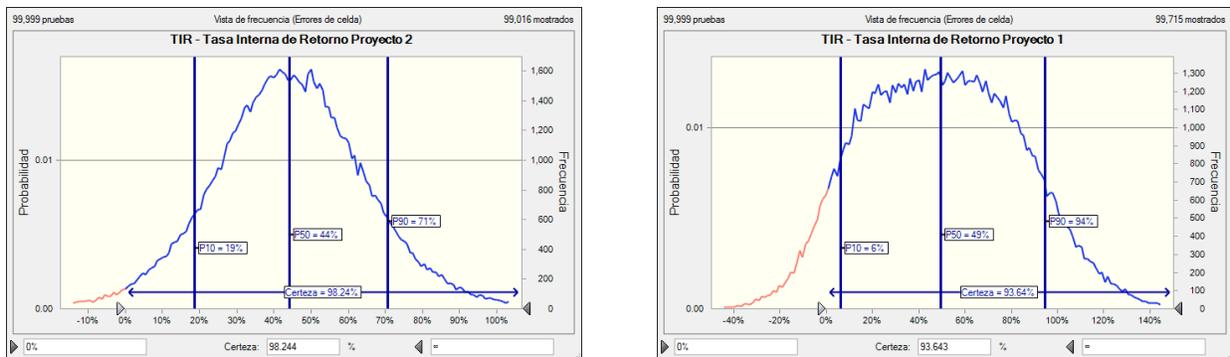


Figura 21. Comparación de Tasa Interna de Retorno de ambos Proyectos

5. Conclusiones

Quisimos mostrar que la simulación Montecarlo asociada a la estructura de un árbol de decisión, permite resolver problemas complejos de proyectos de Exploración y Producción (E&P) asociados a la Gerencia de Reservorios de una empresa petrolera que considera muy importante la incertidumbre en las estimación de información petrofísica de los reservorios (estimación de las reservas extraíbles), los perfiles de producción, la caída de producción a futuro y los riesgos de los precios de los Commodities (petróleo y gas) en la valuación de los proyectos de E&P. Toda esta cantidad de información permite que la simulación Montecarlo pueda recomendar cursos de acción de alternativas de inversión.

El proceso de jerarquización de los proyectos de desarrollo en E&P se fundamenta en extraer de las distribuciones probabilidades del VAN y del CAPEX obtenidas para cada escenario, tres parámetros:

- a) **El factor de rentabilidad**, medida por la media aritmética de la distribución del VAN de cada proyecto.
- b) **El factor de riesgo**, determinado por la probabilidad de pérdida asociada al proyecto.
- c) **La eficiencia de la inversión**, calculable por el ROI, la rentabilidad obtenida por cada peso invertido.

A través de nuestro análisis pudimos mostrar que con ayuda de un simulador probabilístico podemos encontrar estos parámetros y usarlos en la comparación de conocer qué proyecto presenta mayor riesgo y en definitiva jerarquizar y/o priorizar los proyectos de E&P que generalmente deben analizarse en la empresa privada, primero desde el punto de vista de la rentabilidad del proyecto, luego por los riesgos asociados a la parte de ingeniería. El mensaje es claro: "si el proyecto no es rentable, no importa la tecnología o la ingeniería utilizada, los números no cierran". El estado nacional de cada país puede utilizar un punto de análisis distinto y priorizar la tecnología y la ingeniería más que los beneficios. La explotación de la industria petrolera termina siendo un problema de decisiones económicas sobre la rentabilidad de los proyectos.

El análisis presentado puede extenderse a mayor cantidad de proyectos, importa la metodología de definir el problema y analizar la enorme cantidad de información que nos entrega la simulación. Hemos intentado mostrar mediante la simulación Montecarlo como resulta posible analizar los factores de riesgo en complejos proyectos de inversión utilizando para ello técnicas estadísticas de procesos de bondad de ajustes y modelos económicos de valuación de proyectos y la utilización de árboles de decisión para poder analizar beneficios esperados a largo plazo.

6. Bibliografía

- [1] Sylvester G., Montecarlo: Simulación Directa, Editorial Cid, 1974
- [2] Oracle CrystalBall. Sitio web: <http://www.oracle.com/technetwork/es/middleware/crystalball/downloads/index.html>
- [3] Método de Montecarlo, Wikipedia, sitio web: https://es.wikipedia.org/wiki/Metodo_de_Montecarlo
- [4] Ross S., Simulation, Editorial Academic Press, 2012, 5ta Edition
- [5] Verschuuren G., Excel Simulation, Editorial: Holy Macro! Books, 2013
- [6] Dake L.P., Fundamentals of Reservoir Engineering (Developments in Petroleum Science), Elsevier Science; 1983
- [7] Terry R., Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall; 3rd edition, 2014
- [8] Tarek A., Meehan N., Advanced Reservoir Management and Engineering, Second Edition, Gulf Professional Publishing; 2011
- [9] Nnaemeka E., Petroleum Reservoir Engineering Practice 1st Edition, Prentice Hall; 2010
- [10] Indexmundi. <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=180>
- [11] Indexmundi. <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=gas-natural&meses=180>
- [12] Hillier F, Lieberman G., Introducción a la Investigación de Operaciones, 9na Edición, McGraw Hill, 2010
- [13] Dumrauf G., Finanzas Corporativas, Editorial Grupo Guía, 2003