

Universidad Andina Simón Bolívar
Sede Ecuador

Área de Gestión

Programa de Maestría en
Dirección de Empresas

Implementación de un modelo estocástico para
la evaluación de activos petroleros

Javier Montenegro

2006

Al presentar esta tesis como uno de los requisitos previos para la obtención del grado de magíster de la Universidad Andina Simón Bolívar, autorizo al centro de información o a la biblioteca de la universidad para que haga de esta tesis un documento disponible para su lectura según las normas de la universidad.

Estoy de acuerdo en que se realice cualquier copia de esta tesis dentro de las regulaciones de la universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica potencial.

Sin perjuicio de ejercer mi derecho de autor, autorizo a la Universidad Andina Simón Bolívar la publicación de esta tesis, o de parte de ella, por una sola vez dentro de los treinta meses después de su aprobación.

.....
Javier Montenegro
30 de septiembre de 2006

Universidad Andina Simón Bolívar
Sede Ecuador

Área de Gestión

Programa de Maestría en
Dirección de Empresas

Implementación de un modelo estocástico para
la evaluación de activos petroleros

Javier Montenegro
Trípoli - Libia

Tutor: Wilson Ortega
2006

ABSTRACT

Los métodos utilizados para analizar opciones de inversión generalmente involucran consideraciones de flujo de caja tales como calcular la tasa de retorno o el valor actual neto. El Análisis de Decisiones añade una nueva dimensión al considerar cuantitativamente el riesgo e incertidumbre y como estos factores pueden ser utilizados para formular estrategias de inversión.

La pieza fundamental del Análisis de Decisiones es el concepto de Valor Esperado, que es un método para combinar los estimados de rentabilidad con los estimados cuantitativos de riesgo a fin de obtener un criterio de decisión ajustado por riesgo. El Valor Esperado se obtiene ponderando los posibles resultados con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos. Para el caso en el cual los resultados son expresados como el VAN de los flujos de caja respectivos, el resultado es usualmente llamado Valor Actual Esperado (VAE)

Para la evaluación de los proyectos se utilizan árboles de decisión o técnicas de simulación, donde éstas últimas se emplean cuando existen grandes incertidumbres y se desean obtener contornos de probabilidad del VAN.

El criterio de aceptación establece que un proyecto puede llevarse a cabo si su VAE es positivo. Si se selecciona la alternativa que tiene el mayor VAE entre un conjunto de alternativas mutuamente excluyentes, el valor monetario esperado de todo el portafolio de decisiones será mayor que aquel que se obtendría seleccionando una estrategia alternativa

A mi esposa Mayra, mi mejor amiga que me apoya siempre en cada uno de mis proyectos.

A mi madre Albita, quien con su dulzura y dedicación sembró en mí el deseo de superarme.

A mi padre Federico, quien me enseñó que el esfuerzo es el camino al éxito y que lamentablemente ya no está conmigo para celebrar este logro.

A mis hermanos Lorena, Santiago y Juan Pablo, de quienes cada día aprendo algo nuevo.

TABLA DE CONTENIDOS

<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	8
OBJETIVOS	8
ENFOQUE Y MARCO CONCEPTUAL	9
ACOPIO Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN	11
SECUENCIA Y CONTENIDO DE LA TESIS	11
<u>1. MARCO TEORICO.....</u>	13
1.1. ANÁLISIS DE DECISIONES	13
1.2. MEDIDAS DE RENTABILIDAD	14
1.3. VALOR ESPERADO	17
1.4. ÁRBOLES DE DECISIÓN.....	18
1.5. SIMULACIÓN UTILIZANDO TÉCNICAS DE MONTE CARLO.....	20
1.6. COMPARACIÓN ENTRE ÁRBOLES DE DECISIÓN Y SIMULACIÓN	23
<u>2. MARCO LEGAL ECUATORIANO</u>	25
2.1. INTRODUCCIÓN	25
2.2. LEY DE HIDROCARBUROS.....	26
2.3. REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY 44 REFORMATORIA DE LA LEY DE HIDROCARBUROS.....	28
2.4. REGLAMENTO DE CONTABILIDAD DE COSTOS APLICABLE A LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.	29
2.5. CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DEL BLOQUE 16.....	32
2.6. MODIFICACIONES A LA LEY DE HIDROCARBUROS	35
2.7. OTRAS CONTRIBUCIONES E IMPUESTOS	37
<u>3. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD.....</u>	39
3.1. VARIABLES ALEATORIAS	39
3.2. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	39
3.3. DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA.....	43
3.4. DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA ACUMULADA	46
3.5. PARÁMETROS DE DISTRIBUCIONES	48
3.6. DISTRIBUCIONES DE INTERÉS.....	53
3.7. DISTRIBUCIONES UTILIZADAS EN EL MODELO	59
<u>4. MODELOS ECONÓMICOS DETERMINÍSTICOS Y ESTOCÁSTICOS.....</u>	60
4.1. MODELO DETERMINÍSTICO DE FLUJOS DE CAJA.....	60
4.2. MODELO ESTOCÁSTICO.....	80
<u>5. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN</u>	96

5.1.	CRITERIO DE ACEPTACIÓN DEL VAE.....	96
5.2.	ENFOQUE DE LA OPCIÓN DE INVERTIR	101
6.	<u>EJEMPLOS DE APLICACIÓN.....</u>	104
6.1.	EJEMPLO 1	104
6.2.	EJEMPLO 2	112
7.	<u>CONCLUSIONES.....</u>	120
8.	<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	124
9.	<u>ANEXOS</u>	125
9.1.	ANEXO 1: DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO DETERMINÍSTICO.	125

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera actual, la metodología más común para la evaluación de activos petroleros se centra en el uso de un modelo determinístico que conjuga los recursos (pronóstico de producción, precio del petróleo, inversiones y gastos), para con ellos obtener un resultado que luego de algún proceso de selección, determina si se invierte o no en el proyecto en cuestión.

El aporte de la tesis planteada radica en la incorporación del componente estocástico en los recursos y en el modelo, para así obtener resultados más cercanos a la realidad que muestren un panorama más amplio del proyecto y con ello permitan conocer de mejor manera las oportunidades de generar utilidad en el mismo.

Objetivos

El objetivo general es la implementación de un modelo estocástico para evaluar activos petroleros y mostrar sus beneficios en la toma de decisiones de inversión.

Los objetivos específicos que soportan al objetivo general son:

- ✓ Analizar los tipos de distribuciones probabilísticas y su aplicación en los recursos de un modelo económico.
- ✓ Realizar una comparación entre un modelo estocástico y un modelo determinístico.
- ✓ Elaborar un criterio de aceptación de inversiones para el modelo estocástico.

- ✓ Analizar el enfoque de la opción de invertir para la evaluación de activos petroleros.

Enfoque y Marco Conceptual

Como sucede con cualquier modelo de flujos de caja para evaluar una inversión, es necesario desarrollar pronósticos de ventas, ingresos, costos e inversiones. En el caso de un activo petrolero, estos son los volúmenes de producción de crudo, los precios futuros de crudos marcadores, el costo de inversiones en instalaciones de superficie, pozos de exploración y desarrollo, y los costos de operación.

Con estas entradas en el modelo se calculan los flujos de fondos, mismos que se descuentan a una tasa que refleja el riesgo asociado y la rentabilidad necesaria. Si el valor actual neto es positivo, el proyecto se llevará a cabo.

Si bien las entradas del modelo son elaboradas por expertos en cada una de las disciplinas, el modelo en su totalidad adolece de la deficiencia de utilizar un solo juego de valores estáticos que producen un único resultado. Por ello y con el fin de obtener un mejor entendimiento del problema, al juego de valores de entrada utilizado se le realiza generalmente un análisis de sensibilidad para observar cómo varía el resultado ante cada uno de los cambios.

Sin embargo, muy poco se hace por entender cuál sería el rango posible de resultados y cómo afectan cada uno de los valores de entrada a la variabilidad éste último, particularmente si algunos de ellos varían simultáneamente, tal como sucede en la realidad.

En su best seller de 1975, *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, Paul Newendorp y John Schuyler establecieron las bases sobre como manejar los riesgos y como aplicar los conceptos del Análisis de Decisiones en actividades de exploración petrolera. Esta publicación rápidamente se convirtió en el referente del negocio y sus conceptos se utilizan hasta la actualidad.

Sin embargo, los mencionados autores recomiendan el uso de modelos estocásticos solo en casos particulares en los cuales existan grandes incertidumbres y elevada variabilidad de las entradas al modelo. Ello se debe básicamente a la gran cantidad de recursos necesarios para calcular los innumerables escenarios que se presentan al variar todas las entradas.

En la actualidad, gracias al software y hardware disponible, la modelación de proyectos se vuelve más fácil y es posible aplicarla en cualquier tipo de evaluación. Particularmente útiles son las soluciones que se pueden implementar con hojas de cálculo y algunos paquetes adicionales para introducir la variabilidad estocástica a las entradas del modelo. Para el desarrollo de esta tesis se utilizará Excel 2003 como hoja de cálculo y Crystal Ball® Professional Edition 2000.2, que es una extensión para Excel que permite modelar las distribuciones de probabilidad.

Otro enfoque que se pretende estudiar con este trabajo de tesis es el que plantean Avinash Dixit y Robert Pindyck en su libro *Investment Under Uncertainty* de 1994. En el, los autores plantean un nuevo enfoque teórico a las decisiones de inversión de las empresas, haciendo énfasis en la irreversibilidad en la mayoría de casos y en la subyacente incertidumbre en el ambiente económico en el cual se toman estas decisiones.

Este nuevo enfoque a las inversiones reconoce el valor de la opción de esperar por mejor (aunque nunca completa) información. Explota la analogía con la teoría de opciones en mercados financieros, la cual permite un marco dinámico mucho más rico que el que era posible con la teoría tradicional de inversiones.

Por lo anteriormente expuesto, esta investigación se inscribe en un marco multidisciplinario que incluye el análisis financiero, estadístico y legal, así como también el estudio de procesos de producción y exploración petrolera, y marketing y comercialización de petróleo.

Acopio y Procesamiento de Información

Para llevar a cabo esta investigación, la información necesaria se recabará de diversas fuentes siendo las principales los departamentos de Ingeniería de Producción, Operaciones de Producción, Comercio Internacional, Exploración, Sistemas de Información, y Planificación y Control de Repsol YPF Ecuador S.A.

Los casos de estudio que se utilizarán para el desarrollo de la tesis serán basados en información real que pueda ser divulgada sin afectar los intereses de Repsol YPF en Ecuador.

Secuencia y Contenido de la Tesis

En el capítulo 1, se expone el marco teórico en el que se desarrolla la tesis. Se desarrollan los conceptos Análisis de Decisiones, rentabilidad, valor esperado, árboles de decisión y simulación utilizando técnicas de Monte Carlo.

El capítulo 2 describe el marco legal ecuatoriano, los diferentes tipos de contratos, tributos, y aspectos relacionados que afectan al modelo de evaluación.

El capítulo 3 pretende analizar las principales distribuciones de probabilidad que afectan las entradas del modelo.

En el capítulo 4 se profundiza en el estudio de los modelos determinísticos y estocásticos.

En el capítulo 5 se define un criterio de aceptación y se analiza el enfoque de la opción de invertir.

En el capítulo 6 se muestran varios ejemplos reales de aplicación del uso del modelo.

Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones de este trabajo.

1. MARCO TEORICO

En este capítulo se analizarán los conceptos teóricos que soportan el desarrollo del modelo de evaluación. Se presentan los conceptos de Análisis de Decisiones, rentabilidad, valor esperado, árboles de decisión y simulación utilizando técnicas de Monte Carlo.

1.1. Análisis de Decisiones

Prácticamente todas las decisiones importantes de un negocio se toman bajo condiciones de incertidumbre. El responsable de tomar estas decisiones debe escoger un curso específico de acción entre todos aquellos disponibles, más aun cuando los resultados de ellos no pueden predecirse con certeza. El *Análisis de Decisiones* es una disciplina que consiste en varios métodos, técnicas y actitudes para ayudar a quien toma las decisiones a escoger inteligentemente bajo estas condiciones de incertidumbre.

Los métodos utilizados para analizar opciones de inversión involucran generalmente consideraciones de flujo de caja, tales como calcular la tasa de retorno o el valor actual neto. El Análisis de Decisiones añade una nueva dimensión al considerar cuantitativamente el riesgo e incertidumbre y como estos factores pueden ser utilizados para formular estrategias de inversión.

La metodología que sigue el Análisis de Decisiones se puede resumir en los siguientes pasos:

- ✓ Identificar que opciones o alternativas están disponibles
- ✓ Identificar los posibles resultados que pueden ocurrir para cada alternativa de decisión

- ✓ Proyectar las ganancias o pérdidas (Valor Actual Neto) para cada posible resultado
- ✓ Juzgar la probabilidad de cada posible resultado
- ✓ Calcular un resultado promedio ponderado para cada opción. Este valor promedio ponderado es llamado Valor Esperado y se utiliza como criterio para aceptar o rechazar la alternativa.

1.2. Medidas de rentabilidad

No existe una sola medida de rentabilidad que incluya todos los factores o dimensiones que se deben tener en cuenta para evaluar un proyecto de inversión. Sin embargo, a continuación se exponen aquellas cuyo uso es más generalizado y que se implementarán en el modelo de evaluación a desarrollarse:

1.2.1. Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es la diferencia entre todos los ingresos y egresos del proyecto de inversión expresados en moneda actual. Expresado en forma matemática se tiene:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad [1.1]$$

Donde Y_t representa el flujo de ingresos del proyecto, E_t sus egresos e I_0 la inversión inicial en el momento cero de la evaluación. La tasa de descuento se representa mediante i .

El VAN puede ser positivo, cero o negativo. En el primer caso significa que los ingresos del proyecto alcanzan para cubrir los costos del proyecto, la inversión, el costo de oportunidad del dinero y que adicionalmente se generan recursos por un monto igual al VAN.

Si el VAN es cero se entiende que los ingresos del proyecto alcanzar para cubrir exactamente los costos del mismo, y si es negativo implica que los beneficios no alcanzan a cubrir dichos costos.

1.2.2. Tasa de Descuento

Existen diversas filosofías respecto a lo que esta tasa debería ser, por ejemplo:

- ✓ *Costo de Oportunidad del Capital*, que es el retorno promedio de los demás proyectos en los que se pueden invertir los fondos. Esta es la tasa a la cual los futuros ingresos de efectivo pueden ser re-invertidos.
- ✓ *Costo Promedio Ponderado de Capital*, que es el costo marginal. como tasa de interés, de adquirir fondos adicionales para hacer los próximos proyectos. Este es calculado como el promedio ponderado de los costos de una mezcla de patrimonio, deuda y tal vez otras fuentes de capital.

La tasa que debe utilizarse depende entonces del tipo de flujo de caja que se esté evaluando. Puesto que en este trabajo se considerarán los flujos de caja del proyecto puro, la tasa relevante corresponde al costo de oportunidad de los proyectos alternativos.

En el caso de Repsol YPF, estas tasas se definen en forma corporativa para cada unidad de negocio y para cada tipo de proyecto, existiendo por tanto una tasa para los proyectos de desarrollo y otra para los proyectos exploratorios.

1.2.3. Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. En otras palabras, la TIR es la tasa que hace al VAN del proyecto igual a cero:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0 \quad [1.2]$$

En la ecuación 1.2, r es la Tasa Interna de Retorno. La tasa así calculada se compara con la tasa de descuento de la empresa. Si la TIR es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse y si es menor, debe rechazarse.

Sin embargo, en determinadas circunstancias el flujo de caja de un proyecto adopta una estructura tal que más de una tasa interna de retorno puede utilizarse para resolver la ecuación 1.2. En este caso, es mejor aplicar el VAN como criterio de evaluación.¹

¹ Un análisis mas extensivo de los criterios de aceptación del VAN y TIR se puede encontrar en Sapag Chain, N., Sapag Chain, R., Preparación y Evaluación de Proyectos, México, McGraw-Hill, 2003, 4ª ed., p. 306

1.3. Valor Esperado

Como se ha mencionado con anterioridad, el Análisis de Decisiones considera los elementos de riesgo e incertidumbre de una forma cuantitativa y provee un medio para incorporar en forma lógica y consistente la dimensión del riesgo en una estrategia de decisión bajo condiciones de incertidumbre.

La pieza fundamental del Análisis de Decisiones es el concepto de Valor Esperado (VE), que es un método para combinar los estimados de rentabilidad con los estimados cuantitativos de riesgo a fin de obtener un criterio de decisión ajustado por riesgo.

Sin embargo, es preciso definir los conceptos de riesgo e incertidumbre y como se utilizan en este trabajo:

- ✓ *Riesgo*: es el potencial de obtener resultados que pueden ser muy diferentes. Típicamente se aplica a un evento discreto. Por ejemplo el resultado de una prueba en un pozo: productivo o seco.
- ✓ *Incetidumbre*: caracteriza a una situación donde un valor es variable. Se aplica generalmente a un parámetro donde el resultado puede ser un rango continuo de posibilidades. Por ejemplo el precio del petróleo, en este caso se conoce que existe un valor pero la incertidumbre es el valor exacto.

Las afirmaciones cuantitativas sobre el riesgo y la incertidumbre son expresadas como probabilidades numéricas y el concepto que unifica éstas con las consideraciones económicas es el valor esperado.

El VE es el valor ponderado por las probabilidades de todos los posibles resultados. En situaciones donde existen varios posibles resultados, el VE es la

suma de los resultados multiplicado por su probabilidad de ocurrencia. Para el caso en el cual los resultados son expresados como el VAN de los flujos de caja respectivos, el resultado es usualmente llamado Valor Actual Esperado (VAE), esto es:

$$VAE = \sum_i p(i) \times VAN_i \quad [1.3]$$

Es conveniente indicar en este punto que el VAE no es el valor que se *espera* de la decisión de inversión, sino que toma su nombre de la teoría matemática.

El criterio de decisión del VAE se analizará con más detenimiento en el capítulo 5, sin embargo se puede adelantar que consiste en escoger la alternativa en la cual el VAE es mayor.

1.4. Árboles de Decisión

Un árbol de decisión es una representación gráfica del cálculo del Valor Actual Esperado. El árbol está conformado por nodos de decisión, de probabilidad o terminales conectados por ramas. Este sirve como una pizarra para desarrollar y documentar nuestro entendimiento del problema y facilitar su análisis.

Conceptualmente, cualquier decisión sin importar cuan compleja, puede analizarse con un árbol de decisión, sin embargo éstos son especialmente útiles cuando se quiere escoger la mejor alternativa a seguir entre varios cursos de acción posibles.

La figura 1.1 muestra los diferentes elementos que conforman un árbol de decisión:

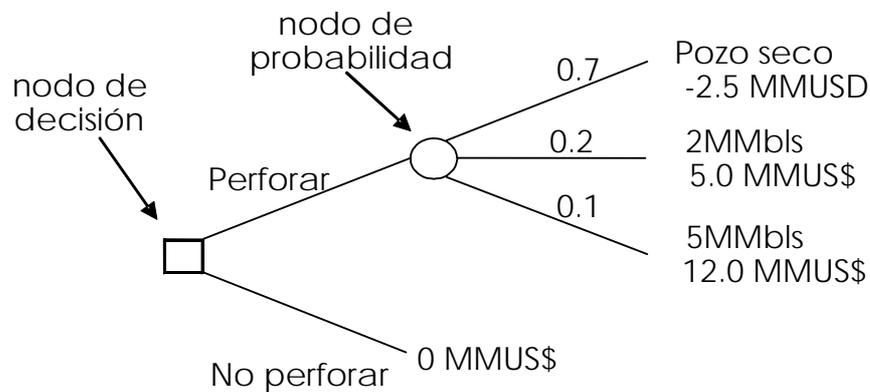


Figura 1.1. Árbol de Decisión y elementos constitutivos

El punto desde el cual parten dos o más ramas es un nodo. Un cuadrado representa un nodo de decisión que significa un punto en el cual se escoge un camino a seguir por la administración. Un círculo representa un nodo de probabilidad, es decir un punto en el cual la probabilidad o la incertidumbre determinan el resultado.

Cada rama del árbol dirigida de izquierda a derecha representa un único escenario. El punto donde termina una rama es un nodo terminal y en este se anota el VAN de esta alternativa.

Para resolver el árbol es necesario ir de derecha a izquierda calculando el VAE de cada nodo de probabilidad hasta llegar al nodo de decisión. Por ejemplo, para el caso de la figura 1.1 se tiene:

$$\text{VAE (millones US\$)} = 0,7 \times -2,5 + 0,2 \times 5 + 0,1 \times 12 = 0,45$$

Al llegar al nodo de decisión se aplica el criterio de aceptación del VAE, que en este caso es la opción de perforar el pozo (US\$ 450 mil > 0) como se muestra a continuación:

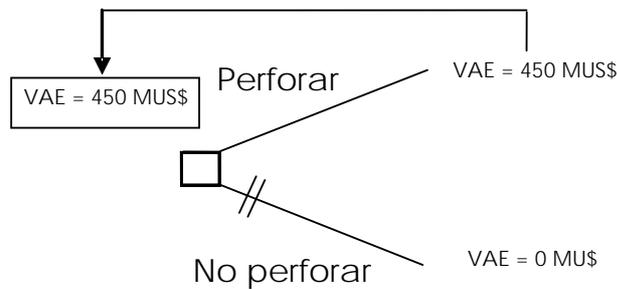


Figura 1.2. Árbol resuelto.

Se puede ver que el VAE de la rama que se decidió aceptar se mueve al inicio del nodo de decisión, mientras que la rama no seleccionada se *cortó* para indicar que no es viable.

1.5. Simulación utilizando técnicas de Monte Carlo

Los árboles de decisión permiten calcular el VAE de varias alternativas de decisión. Sin embargo, estos requieren que las incertidumbres se representen como distribuciones de probabilidad discretas y por ello cualquier evento con una probabilidad continua se debe convertir en un conjunto de aproximaciones discretas.

Para solucionar este problema, se pueden añadir más ramas a un nodo de probabilidad a fin de obtener una mejor resolución, sin embargo, hacer esto

puede resultar en una explosión de combinaciones que volvería al árbol impráctico y difícil de resolver.

La simulación no sufre de las dificultades mencionadas anteriormente y permite una representación más detallada que en algunos casos puede ser muy importante.

El desarrollo de esta técnica se atribuye al matemático John von Neumann mientras participaba en el diseño de la bomba atómica. El reconoció que con una técnica relativamente simple de muestreo podía resolver algunos problemas matemáticos que de otra manera eran imposibles. El nombre de Monte Carlo se tomó haciendo referencia a los juegos de azar de los famosos casinos del lugar.

Entre algunas de las aplicaciones de esta técnica está el resolver el valor esperado de una distribución de probabilidad. Como beneficio adicional se obtienen *contornos de distribuciones de probabilidad* aproximados del valor esperado.

La simulación depende de dos elementos esenciales:

- ✓ Un modelo del proyecto que calcule los resultados, y;
- ✓ Una técnica que repetitivamente genere escenarios por medio de muestreo aleatorio de las distribuciones de probabilidad de las entradas.

Las distribuciones de probabilidad expresan la opinión de los expertos sobre las incertidumbres puesto que determinan el rango de salidas y la probabilidad de un valor dentro del rango.

La base de la simulación es el proceso de muestreo aleatorio. Se generan muchos escenarios posibles para el proyecto (ensayos) y luego se analizan las distribuciones de los resultados de los ensayos. Cuando estos ensayos se realizan en número suficiente se preservan las características de las distribuciones de probabilidad originales y se aproxima la distribución de la solución.

La simulación es atractiva porque es fácilmente entendible y permite inspeccionar cualquier resultado de un ensayo y así determinar cual combinación de las entradas condujo a determinada proyección de los resultados del proyecto. De esta manera, un modelo de simulación es una extensión directa del modelo determinístico común llamado así porque cada valor de la entrada está *determinado* por un valor único.

1.5.1. Proceso de Simulación

La figura 1.3 muestra un diagrama de flujo del proceso de simulación. Se puede observar que existe un lazo iterativo que rodea al modelo determinístico del proyecto y controla el proceso generando muchos ensayos factibles para el modelo.

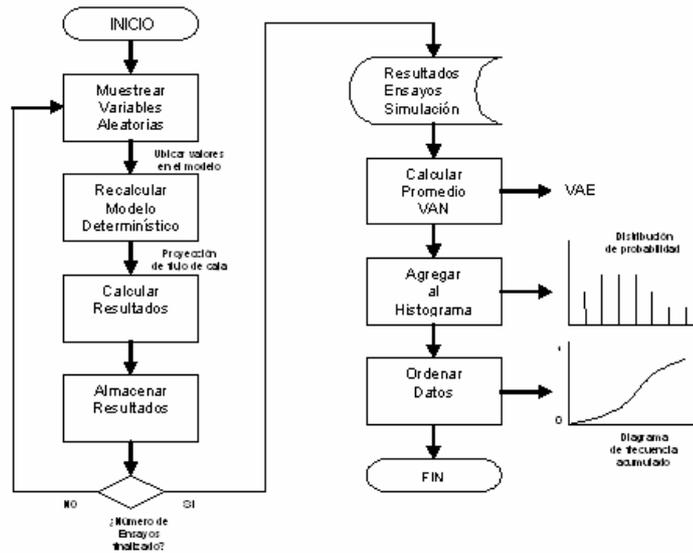


Figura 1.3. Diagrama de Flujo de la Simulación

La mayor parte del proceso tiene lugar en el lado izquierdo del diagrama que es donde el sistema realiza los ensayos. En cada ensayo se genera un caso posible para el comportamiento del proyecto y se calculan los resultados. Este proceso se repite hasta que se llega a un número predeterminado de ensayos o se cumple alguna condición de una regla que termina el proceso. Generalmente se requieren varios cientos de ensayos para obtener los datos suficientes para calcular el valor esperado con razonable precisión.

Una vez terminado el proceso de generación de ensayos, se analizan los datos sintéticos generados, en donde el valor esperado del proyecto se aproxima al promediar los resultados obtenidos.

1.6. Comparación entre Árboles de Decisión y Simulación

La simulación utilizando técnicas de Monte Carlo es una alternativa de cálculo complementaria al análisis usando árboles de decisión. En términos generales la simulación se prefiere cuando:

- ✓ Se tienen muchas incertidumbres significativas.
- ✓ Cuando se desea obtener distribuciones de probabilidad de los resultados que muestren un panorama más amplio del proyecto para evaluar los riesgos asociados.

En contraste, los árboles de decisión se prefieren usualmente cuando:

- ✓ El problema involucra una secuencia de decisiones,
- ✓ Cuando existen eventos de baja variabilidad en su probabilidad de ocurrencia,
- ✓ Cuando un modelo simple de decisión es suficiente para resolver el problema. Generalmente el modelo de análisis comienza con un árbol de decisión y luego se evoluciona hacia uno de simulación a medida que este se vuelve más complejo.

Como se puede apreciar, cada técnica tiene sus ventajas y desventajas y conceptualmente pueden utilizarse indistintamente para resolver cualquier problema. Sin embargo, para el caso de la evaluación de activos petroleros y tomando en cuenta las razones expuestas anteriormente se ha determinado que es más conveniente el utilizar técnicas de simulación en el modelo de evaluación a desarrollarse.

2. MARCO LEGAL ECUATORIANO

En este capítulo se analizará el marco legal que regula los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el Ecuador, así como las condiciones particulares contractuales para el caso de Repsol YPF.

2.1. Introducción

La producción ecuatoriana de petróleo promedio diaria entre enero y octubre de 2006 fue de 541 mil barriles lo cual constituye el mayor volumen obtenido por el país en forma sostenida durante los últimos tres años².

La producción de Petroecuador en sus campos tradicionales fue aproximadamente 182 mil barriles, valor inferior a la meta de 200 mil barriles que se había trazado la empresa estatal para los últimos años. Se espera que la producción total de Petroecuador para 2006 alcance los 91.2 millones de barriles (249.86 miles de barriles por día) incluyendo la producción del Bloque 15 y los campos unificados anteriormente operados por Occidental. Para las operadoras privadas se estiman 105.3 millones de barriles (288.49 miles de barriles por día) durante 2006.

El cuerpo legal que regula las actividades del sector está comprendido en la Ley de Hidrocarburos y los reglamentos de contabilidad de costos aplicables a cada tipo de contrato. En forma particular, cada compañía se rige por su propio contrato con el Estado por medio de Petroecuador.

A continuación se presentan los aspectos más relevantes de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento para la aplicación de la Ley 44 Reformatoria de

² Tomado de Análisis del Sector Petrolero, Octubre de 2006, Banco Central del Ecuador

la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, el Contrato de Participación del Bloque 16 y los efectos de las reformas legales a la Ley de Hidrocarburos efectuadas en abril de 2006 por el Gobierno Ecuatoriano.

2.2. Ley de Hidrocarburos

Expedida por medio del Decreto Supremo 2967 del Consejo Supremo de Gobierno del Ecuador en mayo de 1978, en esta ley se definen a los yacimientos de hidrocarburos como patrimonio del Estado y se establece que la exploración y explotación de hidrocarburos se realizará en forma directa a través de Petroecuador, quien a su vez podrá hacerlo por sí mismo, celebrando contratos con terceros o constituyendo compañías de economía mixta con empresas nacionales o extranjeras.

2.2.1. Contratos de Participación (Art. 12.1)

Son aquellos celebrados por el Estado por medio de Petroecuador, mediante los cuales delega a la contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

En el caso de este tipo de contratos, la contratista una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato. Esta se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en

el mismo en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación, valorada al precio real de venta de los hidrocarburos del área del contrato, el cual nunca será menor al Precio de Referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta y demás tributos aplicables.

2.2.2. Ingresos Mínimos del Estado (Art. 44)

Consisten en las primas de entrada, derechos superficiarios, regalías, pagos de compensación y aportes en obras de compensación:

- ✓ **Primas de entrada para exploración** (Art. 45), luego de la inscripción del contrato la contratista pagará por una sola vez la cantidad mínima de cincuenta sucres por hectárea.
- ✓ **Derechos superficiarios por exploración** (Art. 46), durante el período de exploración la contratista pagará un valor de diez sucres por hectárea y por año.
- ✓ **Primas de entrada para explotación** (Art. 47), luego de la iniciación del período de explotación, el Estado recibirá un pago de cincuenta sucres por hectárea de superficie que se retenga para tal período.
- ✓ **Derechos superficiarios por explotación** (Art. 48), que se pagarán anualmente durante todo este período y cuyo monto asciende a cincuenta sucres por hectárea retenida en los primeros cinco años y a cien sucres por hectárea retenida a partir del sexto año.

- ✓ **Regalías** (Art. 49), que se pagarán mensualmente sobre la producción bruta de petróleo crudo medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección luego de separar el agua y las materias extrañas. Este valor será mínimo un doce y medio por ciento (12.5%) cuando la producción promedio del mes no llegue a los treinta mil barriles diarios. La regalía se elevará a un mínimo de catorce por ciento (14%) cuando la producción promedio del mes sea de treinta mil o más y no llegue a sesenta mil barriles diarios, y subirá a un mínimo de dieciocho y medio por ciento (18.5%), cuando la producción promedio en el mes sea de sesenta mil o más barriles por día.
- ✓ **Utilización de aguas y materias naturales** (Art. 52), la contratista pagará durante el período de exploración la cantidad de veinte y cuatro mil dólares anuales y durante el período de explotación la cantidad de sesenta mil dólares anuales.
- ✓ **Aportes en obras de compensación** (Art. 53), que se efectuarán durante el período de explotación, previo acuerdo con el gobierno y considerando el tamaño del área contratada y su proximidad a yacimientos descubiertos. En ningún caso este valor será inferior a doscientos sucres por hectárea del área reservada y la invertirá en un plazo no mayor de cinco años.

2.3. Reglamento para la aplicación de la Ley 44 Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos.

Expedido como Decreto Ejecutivo 1417 durante el gobierno de Sixto Durán Ballén en diciembre de 1993, este cuerpo legal introdujo las figuras del Contrato de Participación (Art. 12.1 de la Ley de Hidrocarburos), y la de Exploración y Explotación Adicional de Campos Marginales (incluido en el Art. 2 de la Ley de Hidrocarburos)

2.3.1. Área del Contrato (Art. 5)

El área terrestre tendrá una extensión no mayor de 200.000 hectáreas divididas en lotes de superficie menores o iguales a 5.000 hectáreas cada uno.

2.3.2. Duración de los Contratos (Art. 6)

Se establecen dos períodos en cada contrato: el período de Exploración, que durará hasta cuatro años, prorrogables por dos años más, y; el período de Explotación, que podrá durar hasta veinte años en el caso de petróleo crudo y hasta veinte y cinco en el caso de gas natural. Este plazo puede ser prorrogable dependiendo de algunas condiciones tales como distancia a infraestructura existente, nuevas inversiones o descubrimiento de yacimientos adicionales.

2.4. Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Esta normativa también fue expedida durante el gobierno de Sixto Durán Ballén como Decreto Ejecutivo 1418 el 21 de enero de 1994. Los diferentes

artículos de este Reglamento norman los tipos de costos, gastos e inversiones para las diferentes etapas del contrato, siendo los conceptos más relevantes:

2.4.1. Amortización del período de producción (Art. 16)

Establece que la amortización de las inversiones del período de producción se efectuará anualmente por unidad de producción a partir del siguiente año fiscal en que fueron capitalizadas, en función del volumen producido de las reservas probadas de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_k = \frac{INA_k}{RP_k} Q_k \quad [2.1]$$

Donde:

- A_k Amortización de las inversiones de producción durante el año fiscal k
- INA_k Inversión de producción no amortizada al inicio del año fiscal k
- RP_k Reservas probadas al inicio del año fiscal k
- Q_k Producción del año fiscal k

Si el valor de las reservas probadas cambia durante el año fiscal k , no se ajustan las amortizaciones de los años anteriores y sólo se ajusta el valor de la amortización del año en cuestión y de los años futuros de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_k = \frac{INA_k}{RP'_k + Q_k} Q_k \quad [2.2]$$

Donde:

- RP'_k Es el valor ajustado de las reservas probadas al final del año fiscal k

2.4.2. Sistema Contable (Art. 22)

La contratista llevará la contabilidad sujetándose a la jerarquía y prelación de los siguientes instrumentos legales: 1. Ley de Régimen Tributario Interno; 2. Reglamentos Generales de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno; 3. Reglamento de Contabilidad de Costos aplicables a los contratos de participación; 4. El Contrato; y, 5. Principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria hidrocarburífera.

Se establecen además los siguientes criterios:

- ✓ La duración del contrato tiene dos períodos: preproducción y producción.
- ✓ El período de preproducción termina en la fecha que inicia el de producción.
- ✓ Las inversiones de preproducción están conformadas por todos los gastos e inversiones efectuados durante el período de preproducción, conforme al Reglamento de Contabilidad.
- ✓ Las inversiones de producción están conformadas por los Gastos de las actividades de exploración y desarrollo efectuados en el período, y por las Inversiones en los activos fijos adquiridos en el período de producción.
- ✓ Los gastos o costos que no estén considerados dentro de las inversiones de producción son gastos del período y como tales forman parte del costo de producción.

- ✓ Las inversiones de preproducción se amortizan en línea recta en cinco años a partir del inicio de la producción.
- ✓ Las inversiones de producción se amortizan por unidad de producción.
- ✓ El costo de operación está integrado por todos los costos, excepto por la depreciación y amortización de las inversiones.
- ✓ El costo de producción es la suma del costo de operación y de las depreciaciones y amortizaciones.
- ✓ Los gastos financieros sólo se reconocen para las actividades de desarrollo y producción, más no para las de exploración.
- ✓ No se admitirán deducciones superiores al 5% de la base imponible por conceptos de pagos a la casa matriz o empresas relacionadas en el exterior.
- ✓ Los gastos anuales de administración, incluyendo los pagos a empresas relacionadas de índole netamente administrativa, en el período de preproducción se reconocen hasta por un 15% de las inversiones efectuadas.

2.5. Contrato de Participación del Bloque 16

Firmado el 12 de enero de 1992 originalmente con Maxus Energy Corporation bajo la figura de un Contrato de Prestación de Servicios, fue modificado durante el Gobierno de Sixto Durán Ballén a su condición actual de Contrato de Participación. Este contrato se suscribió el 27 de diciembre de 1996.

El contrato vigente recoge toda la normativa anteriormente expuesta incluyendo las siguientes condiciones particulares:

- ✓ El contrato del Bloque 16 tiene vigencia hasta el 31 de enero de 2012.
- ✓ La superficie retenida para exploración y explotación es de 122.500 hectáreas.
- ✓ Las regalías son el quince punto veinte y seis por ciento (15.26%) para una producción promedio mensual hasta veinte mil barriles de petróleo por día (20.000 bppd), veinte y tres por ciento (23%) cuando la producción sea mayor a veinte mil (20.000 bppd) y menor o igual a cuarenta mil (40.000 bppd) y cuarenta por ciento (40%) cuando la producción sea mayor a cuarenta mil barriles por día (40.000 bppd).
- ✓ Existe una cláusula para ajuste de precios por calidad entre el precio del petróleo crudo del área del contrato en relación al precio de referencia de Petroecuador. Éste último es el precio promedio ponderado por volumen del último mes de ventas externas de hidrocarburos realizadas por Petroecuador.

El petróleo de exportación que comercializa Petroecuador se denomina Crudo Oriente y tiene una calidad aproximada de 23.9 grados API y 1.2% de contenido de azufre en peso. El petróleo producido en el Bloque 16 tiene una calidad de 15.4 grados API y 2% de contenido de azufre. Para lograr el ajuste se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_C = P_M \left(1 + \frac{K}{100} DC\right) \quad [2.3]$$

Donde:

- P_C Precio de referencia del petróleo crudo del área del contrato, ajustado por calidad.
- P_M Precio de referencia de Petroecuador (Crudo Oriente)
- DC Diferencia entre la calidad del petróleo crudo del área del contrato (CC) y la calidad promedio correspondiente al petróleo crudo en base al cual se calculó el precio de referencia (CM). Se mide en grados API y se calcula como $DC = CC - CM$
- CC Gravedad API del petróleo crudo producido en el área del contrato
- CM Gravedad API promedio del petróleo crudo en base al cual se calculó el precio de referencia
- K Coeficiente de corrección del precio de referencia por calidad:
- $K = 1.3$ si $15 \text{ API} < CC \leq 25 \text{ API}$
 $K = 1.1$ si $25 \text{ API} < CC < 35 \text{ API}$
 $K = 1.1$ y $DC = 10$ si $CC \geq 35 \text{ API}$

Sin embargo, desde el punto de vista comercial, la participación de crudo de Repsol YPF se transporta por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) conjuntamente con la producción de otros contratistas. Esta mezcla de diferentes petróleos se comercializa como Crudo Napo cuya calidad es aproximadamente 19.1 grados API y 2.1% de contenido de azufre.

Puesto que existen diferencias de calidad entre los crudos que forman el crudo Napo, al momento de la liquidación de los ingresos por las ventas se realiza un ajuste por medio del Banco de Calidad del OCP. Este ajuste se realiza mensualmente por medio de un coeficiente elaborado por OCP en función de una canasta de crudos marcadores. La metodología de cálculo del premio o castigo por diferencia de calidad se discutirá con mayor profundidad en los capítulos siguientes.

Para los fines concernientes al modelo de evaluación, para convertir los precios entre los diferentes crudos (Oriente, Napo, Bloque 16) y el crudo

marcador WTI, se utilizarán regresiones lineales a partir de los valores históricos de los mismos y las fórmulas aquí expuestas dependiendo del caso.

2.6. Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos

Debido al incremento de la demanda de hidrocarburos impulsado principalmente por el crecimiento de algunas economías, los precios del petróleo se han incrementado considerablemente durante los últimos años a niveles no contemplados cuando se firmaron los contratos de explotación de hidrocarburos en el Ecuador.

Con base en este hecho y pretendiendo mantener un equilibrio económico y financiero en los contratos, el Gobierno Ecuatoriano impulsó un proyecto de reformas a la Ley de Hidrocarburos, mismas que fueron aprobadas y puestas en vigencia a partir de abril de 2006.

El texto de estas reformas se presenta a continuación³:

Art. 1.- Sustitúyase el artículo 44, por el siguiente:

Art. 44.- El Estado percibirá, por concepto de la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, por lo menos los siguientes ingresos: primas de entrada, derechos superficarios, regalías, pagos de compensación, aportes en obras de compensación, participación en los excedentes de los precios de venta del petróleo y por concepto de transporte, participación en las tarifas.

Art. 2.- A continuación del artículo 55, agréguese el siguiente:

Art. ... Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos.- Las compañías contratistas que mantienen contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos

³ Tomado del Suplemento del Registro Oficial Número 257, Año I

vigentes con el Estado ecuatoriano de acuerdo con esta Ley, sin perjuicio del volumen de petróleo crudo de participación que les corresponde, cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato y expresado a valores constantes del mes de la liquidación, reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios. Para los propósitos del presente artículo, se entenderá como ingresos extraordinarios la diferencia de precio descrita multiplicada por el número de barriles producidos.

El precio del crudo a la fecha del contrato usado como referencia para el cálculo de la diferencia, se ajustará considerando el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central del Ecuador.

DISPOSICION TRANSITORIA

Mientras se expida el correspondiente Reglamento a la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, se deberá aplicar a partir de la fecha de vigencia de la presente Ley, el porcentaje mínimo de participación para el Estado en los ingresos extraordinarios, esto es 50%, establecido en el artículo 2 de esta Ley Reformatoria.

Art. Final.- La presente Ley Reformatoria, entrará en vigencia a partir de su publicación en el Registro Oficial.

Dada, en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, en la Sala de Sesiones del Congreso Nacional, a los diecinueve días del mes de abril del año dos mil seis.

Puesto que aun no existe un reglamento definitivo para esta ley reformativa que permita aclarar algunos vacíos legales tales como el precio de venta del crudo (Oriente / Napo / Bloque 16) y la escala de participación del

Estado, para este trabajo se utilizará como referencia el Proyecto para Revisión #1 de la Reglamentación a Reforma a la Ley de Hidrocarburos.⁴

Finalmente y de acuerdo con lo establecido en este documento, los Ingresos del Estado se calculan de la siguiente manera:

$$IE = (P_E - P_S) \cdot Q \cdot P \quad [2.5]$$

Donde:

I_E Ingresos del Estado

P_E Precio promedio mensual efectivo FOB

P_S Precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del Contrato de Participación

Q Número de barriles de petróleo crudo producidos correspondiente al porcentaje de participación de la contratista calculados sobre la producción fiscalizada del área de contrato

P Participación adicional del Estado:

Precio de referencia \$/bbl	% del Estado
Hasta 30	50
Más de 30 y hasta 40	60
Más de 40 y hasta 50	70
Más de 50 y hasta 60	80
Más de 60	90

2.7. Otras Contribuciones e Impuestos

Existen otros impuestos o contribuciones a las cuales están sujetas las compañías en forma general o por su condición de exportadoras. Estas se indican a continuación:

2.7.1. Ley 20

⁴ Este documento es una propuesta del reglamento definitivo para esta Ley, el cual ha sido preparado por los Ministerios de Economía y Energía y ha sido distribuido a todas las empresas operadoras en el país con el fin de establecer un mecanismo de diálogo entre los diferentes actores del sector.

Este impuesto es una contribución al Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (ECORAE) por un monto de 0,50 \$ por cada barril producido en la Región Amazónica y que se comercialice en los mercados interno y externo.

2.7.2. Impuesto a la Superintendencia de Compañías

Cuyo monto asciende al uno por mil del valor de los activos netos al final del período.

2.7.3. Impuestos Municipales

Por un valor igual al uno coma cinco por mil del valor de los activos netos al final del período.

2.7.4. Aporte a CORPEI

Que es una contribución para el financiamiento de la Corporación de Promoción de Exportaciones e Inversiones (CORPEI), por un valor igual al cero coma cincuenta por mil sobre el valor FOB de las exportaciones de petróleo y sus derivados.

3. DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

En este capítulo se analizarán algunos principios básicos de probabilidad y estadística y las distribuciones de probabilidad que añadirán la variabilidad estocástica a las entradas del modelo.

3.1. Variables aleatorias

Es todo parámetro o variable que puede tener más de un valor posible. Las variables aleatorias pueden entenderse como aquellos valores que no pueden ser determinados con certeza al momento de tomar una decisión. Para cada valor posible de la variable aleatoria existe una probabilidad de ocurrencia.

Las variables aleatorias se llaman también variables *estocásticas* para denotar el hecho que las probabilidades de ocurrencia son probabilísticas por naturaleza. Si el valor de la variable es conocido o puede ser determinado con certeza al tiempo de tomar una decisión, la variable se llama *determinística*.

Ejemplos de variables aleatorias en la producción de petróleo incluyen los valores posibles de espesor del reservorio, reservas recuperables de un pozo o campo, costos de perforación, productividad inicial de un pozo, etc.

3.2. Distribuciones de probabilidad

Una distribución de probabilidad es una representación gráfica o matemática del rango de amplitud de los valores posibles que una variable aleatoria puede tener.

Estas distribuciones pueden ser discretas o continuas dependiendo de la naturaleza de la variable. El eje horizontal es la medida de la variable en cualquier unidad y escala apropiada, la altura de la distribución o amplitud es proporcional a la probabilidad de los valores a lo largo del eje horizontal.

La figura 3.1 muestra un ejemplo de una distribución de probabilidad continua. Formalmente, ésta es llamada *función de densidad de probabilidad*. Es continua en el sentido que cualquier valor de reservas recuperables dentro del rango x_{min} y x_{max} es posible. La curva $f(x)$ es la función matemática tal que cuando se determina el área bajo la distribución por medio de una integral de $f(x)$ desde x_{min} a x_{max} , esta será igual a 1,0.

El área bajo todas las distribuciones de densidad de probabilidad es por definición igual a uno. Otra característica de todas las distribuciones de probabilidad es que son siempre positivas o cero pero nunca negativas. Adicionalmente, las unidades en el eje y deben ser recíprocas a las unidades del eje x.

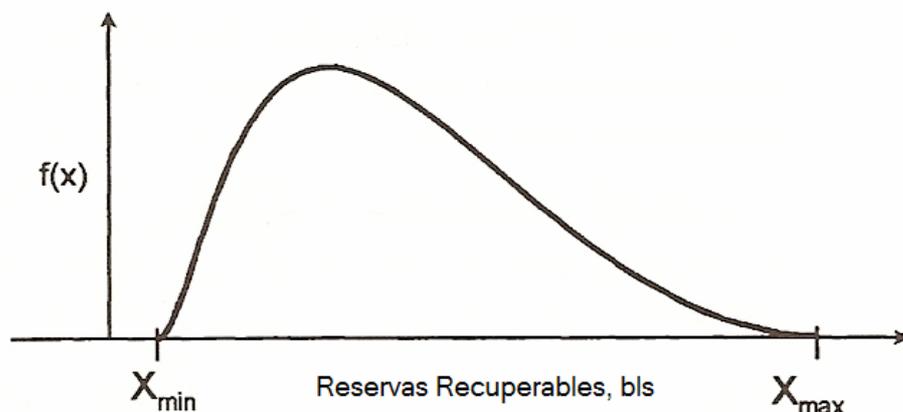


Figura 3.1. Ejemplo de una distribución de probabilidad continua

En el ejemplo de la figura 3.1, cualquiera de los infinitos valores numéricos dentro del rango de valores es un resultado posible.

Sin embargo, existen algunas variables aleatorias que pueden tener solamente valores numéricos específicos, típicamente enteros. Las distribuciones de probabilidad que describen variables aleatorias de este tipo se denominan distribuciones discretas. Ejemplos de estas variables son el número de estructuras que pueden tener petróleo en una cuenca o el número posible de reservorios que atraviesa un pozo perforado. La figura 3.2 muestra un ejemplo de una distribución discreta.

En este caso es posible leer directamente la probabilidad de cada valor discreto de la variable aleatoria en la escala vertical de la distribución de probabilidad. En forma análoga a las distribuciones continuas, la suma de las probabilidades $p(x)$ de cada valor posible de la variable aleatoria debe ser exactamente 1,0.

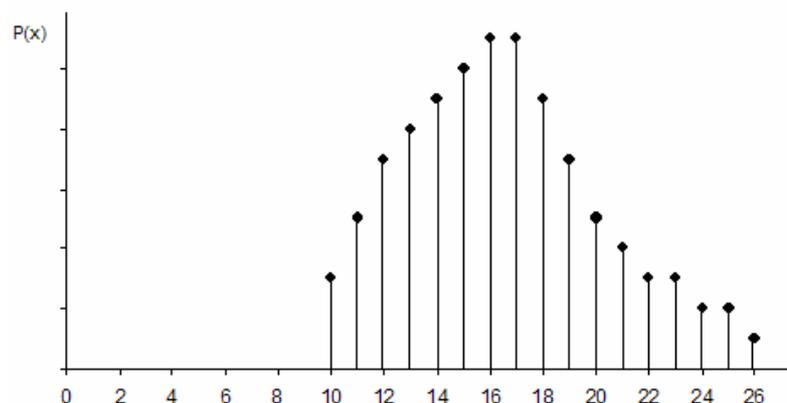


Figura 3.2. Ejemplo de una distribución de probabilidad discreta

Cuando se trabaja con distribuciones de probabilidad, es importante entender como interpretar el significado de las distribuciones. Por ejemplo, se desea conocer la probabilidad de que un valor de la variable aleatoria x esté entre dos valores específicos x_1 y x_2 . Ver figura 3.3.

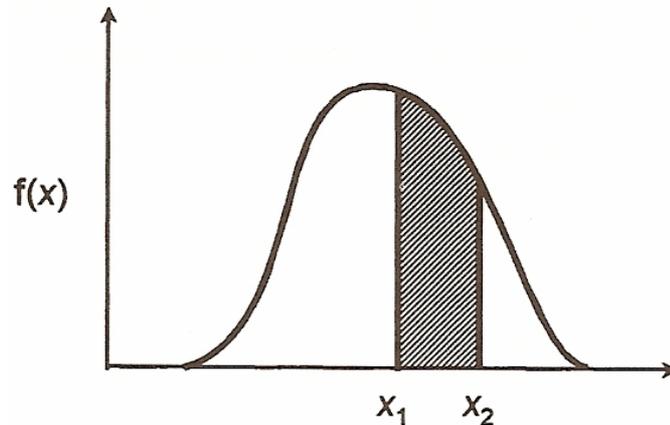


Figura 3.3. Una distribución continua

Para encontrar la probabilidad de que x se encuentre entre el área gris entre $x=x_1$ y $x=x_2$, si se conoce la función de la densidad de probabilidad simplemente se integra $f(x)$ entre estos límites $x=x_1$ y $x=x_2$. Esto se nota como $P(x_1 < x < x_2)$ o $P(x_1 \leq x \leq x_2)$. Cabe indicar que las dos expresiones anteriores son equivalentes ya que probabilidad de ser exactamente x_1 o x_2 es cero.

Si por ejemplo se desea conocer la probabilidad de que alguna variable aleatoria y sea menor o igual a un valor específico y_1 , se podría integrar la función de densidad de probabilidad desde menos infinito hasta $y=y_1$. Esto se nota como $P(y \leq y_1)$

Finalmente, si se desea conocer la probabilidad de que una variable aleatoria z sea mayor o igual a un valor z_1 , el área que se busca es la que está a la derecha de z_1 hasta el infinito. Esto se nota como $P(z \geq z_1)$. Estos ejemplos se muestran en la figura 3.4.

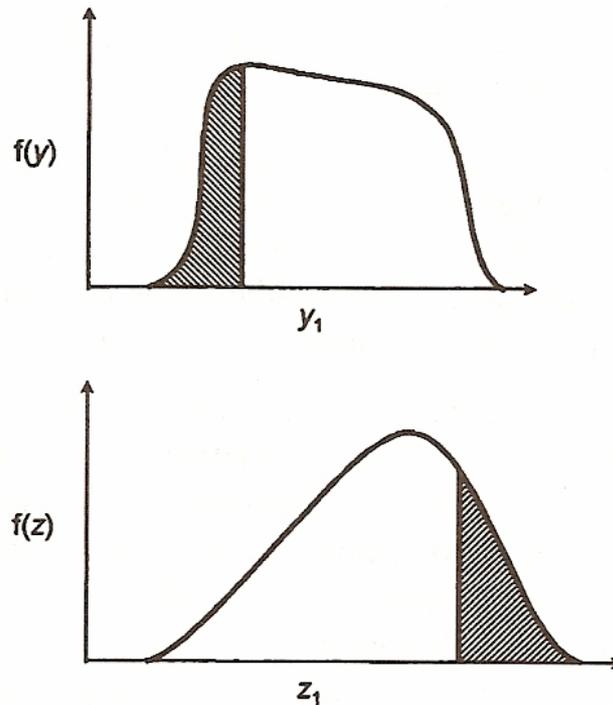


Figura 3.4. Distribuciones continuas para y & z

3.3. Distribuciones de frecuencia

A menudo no es posible disponer de la función de densidad de probabilidad que representa a una variable aleatoria. En este caso es usual trabajar con distribuciones obtenidas de datos estadísticos. Estas distribuciones se denominan distribuciones de frecuencia y se grafican como histogramas o gráficos de barras.

Si se dispusiera de datos completos o muy exhaustivos, se podría determinar la forma de la población original o su función de densidad de probabilidad de la cual se generaron los datos obtenidos.

Usualmente la información se recopila en forma de tablas que no permiten visualizar claramente la distribución de probabilidad. Es necesario, por tanto, organizar la información de una manera concisa que represente la distribución de probabilidad como se muestra con el siguiente ejemplo:

Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Espesor neto, pies	111	81	142	59	109	96	124	139	89	129	104	186	65	95	54	72	167	135	84	154

Tabla 3.1. Espesor neto de veinte pozos completados en un campo

Los datos de la tabla 3.1 se agrupan dentro de intervalos y luego se determina cuantos pozos caen dentro de cada uno de ellos. Se calcula entonces la frecuencia de ocurrencia del número de pozos de cada intervalo respecto al total, la cual se representa generalmente en forma porcentual. La tabla 3.2 muestra este procedimiento y los resultados obtenidos.

Rango, pies	Frecuencia	F. relativa	F. relativa, %
50 - 80	4	0.20	20%
81 - 110	7	0.35	35%
111 - 140	5	0.25	25%
141 - 170	3	0.15	15%
171 - 200	1	0.05	5%
	20	1.00	100%

Tabla 3.2. Espesor neto representado como frecuencia relativa

La información de la tabla 3.2 puede representarse como un histograma de frecuencia relativa como se muestra en la figura 3.5.

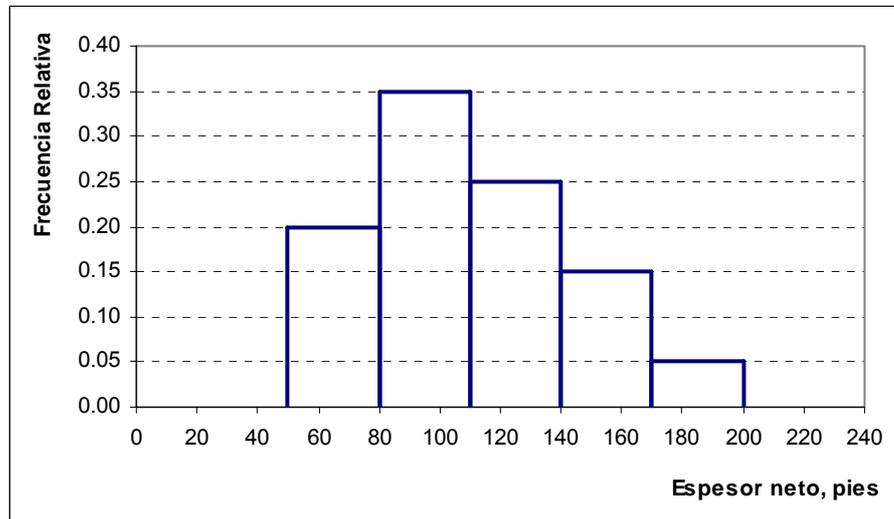


Figura 3.5. Distribución de frecuencia del espesor neto

El número de intervalos o rangos que se utilizan para resumir los datos estadísticos dependerá de la información y del grado de precisión requerido. Si el número de intervalos se incrementa, el ancho de cada uno de ellos se reduce. En el caso extremo de un número infinito de intervalos, los toques de cada columna definirán una distribución de probabilidad continua.

Por lo expuesto anteriormente, es claro que una distribución de frecuencia relativa es solamente una aproximación de una distribución de probabilidad puesto que utiliza una muestra limitada de datos.

Otra diferencia es que el gráfico no está escalado de manera que el área bajo la curva sea precisamente uno. Adicionalmente, las unidades del eje vertical son fracciones del total y no son recíprocas a las unidades del eje horizontal, tal como sucedería con una distribución de probabilidad.

La forma de interpretar la probabilidad dentro de un rango es que, por ejemplo, existe un 20% de probabilidad de que el espesor neto se encuentre entre 50 y 80 pies. Dentro de cada rango, el tope plano de cada rectángulo implica que cualquier valor de la variable aleatoria tiene iguales probabilidades de ocurrir.

3.4. Distribuciones de frecuencia acumulada

Una distribución de densidad acumulada es exactamente equivalente en contenido de información a una distribución de probabilidad. De forma similar, una distribución de frecuencia acumulada es equivalente a un histograma de frecuencia.

Existen dos razones principales para expresar distribuciones en sus formas acumulativas:

- ✓ Si se dispone de una distribución de frecuencia acumulada es posible leer cualquier probabilidad (áreas), bajo la distribución de probabilidad sin necesidad de integrar la función de densidad de probabilidad
- ✓ En la simulación utilizando Monte Carlo, la forma acumulada de una distribución de probabilidad es la base para muestrear valores posibles de una variable aleatoria.

Para obtener la forma acumulada se calcula el área total menor o igual a los diferentes valores de la variable aleatoria dentro del rango. Estas áreas acumuladas (probabilidades) se grafican como funciones de los valores de la variable aleatoria correspondiente a cada área acumulada.

Para el caso del ejemplo utilizado en las tablas 3.1 y 3.2, los resultados se muestran a continuación:

Rango, pies	Frecuencia	F. relativa	F. relativa acumulada	F. relativa acumulada, %
50 - 80	4	0.20	0.20	20
81 - 110	7	0.35	0.55	55
111 - 140	5	0.25	0.80	80
141 - 170	3	0.15	0.95	95
171 - 200	1	0.05	1.00	100
	20	1.00		

Tabla 3.3. Espesor neto expresado como frecuencia acumulada

Las columnas 4 y 5 de la tabla 3.3 se interpretan como sigue: el área bajo la curva de frecuencia relativa menor o igual a 110 pies es 0,55 (55%), el área bajo la distribución menor o igual que 170 pies es 0,95 (95%), etc.

Para representar los datos como una distribución de frecuencia acumulada se grafican las frecuencias acumuladas de la columna 4 de la tabla 3.3 versus el límite superior de cada rango como se muestra en la figura 3.6. La escala horizontal del gráfico de frecuencia acumulada es la misma variable aleatoria.

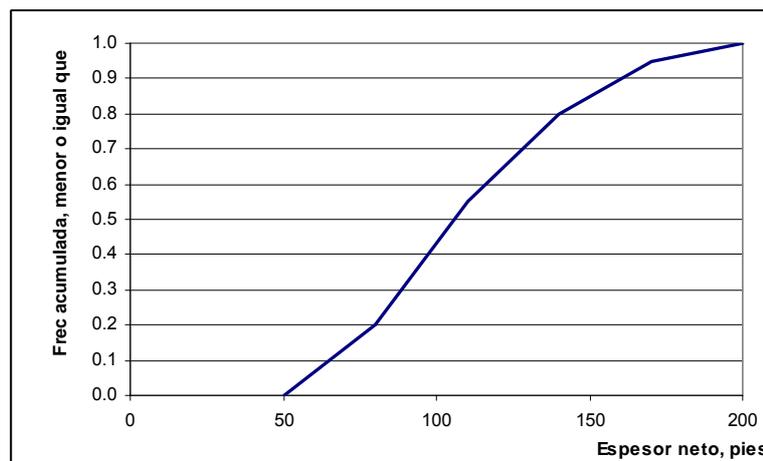


Figura 3.6. Distribución de frecuencia acumulada

Sin embargo, puede darse el caso de que se necesite un gráfico que represente la probabilidad mayor o igual que para un valor dado de la variable aleatoria. Estas distribuciones de probabilidad se denominan *distribuciones acumulativas invertidas*.

Para convertir una curva “menor o igual que” en una “mayor o igual que” se la invierte restando de 1,0 (o 100%) la probabilidad de cada valor de la variable aleatoria. Para el caso del ejemplo utilizado, la curva invertida se muestra a continuación:

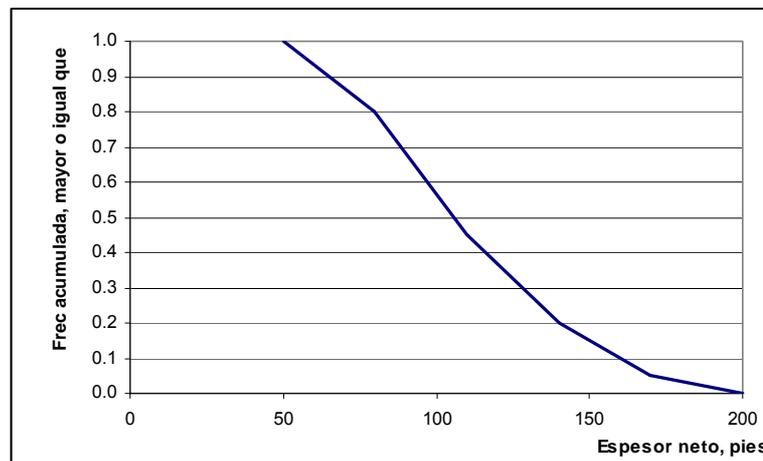


Figura 3.7. Distribución de frecuencia acumulada invertida

3.5. Parámetros de Distribuciones

A pesar de que las variables aleatorias pueden normalmente asumir muchos valores numéricos posibles, existen algunas estadísticas que revelan información importante sobre toda la población de datos. De estas, dos son las más importantes:

- ✓ Un parámetro que describe la tendencia central o el valor “promedio” de la distribución.
- ✓ Un parámetro que describe la variabilidad de la distribución.

3.5.1. Medidas de Tendencia Central

El conocer los parámetros de la distribución que describen la tendencia central permite obtener información sobre la posición “promedio” de la distribución a lo largo del eje de valores. Las tres medidas de tendencia central más usadas son la media, mediana y moda.

Media: Es el valor promedio ponderado de la variable aleatoria, donde los factores de ponderación son las probabilidades de ocurrencia.

La media es sinónimo de valor esperado (VE) de una distribución y del promedio aritmético de un juego de datos estadísticos. Si se trata de una distribución del valor presente neto (VPN), la media de esta distribución es el *valor actual esperado* (VAE)

Todas las distribuciones (discretas o continuas) tienen un valor medio. Las unidades de medida de la media son las mismas unidades de la variable aleatoria. En estadística la media se denota por μ . Para calcular la media se aplican las siguientes fórmulas:

$$\mu = \sum_i x_i \cdot p_i \quad [3.1]$$

$$\mu = \int_{-\infty}^{+\infty} x \cdot f(x) \cdot dx \quad [3.2]$$

$$\mu = \frac{\sum_i n_i \cdot x_i}{\sum_i n_i} \quad [3.3]$$

La fórmula 3.1 se utiliza para distribuciones discretas, donde p_i es la probabilidad de ocurrencia de cada x_i valor de la variable aleatoria. La fórmula 3.2 se utiliza para distribuciones de probabilidad continuas donde $f(x)$ es la función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria x . Finalmente, la fórmula 3.3 se utiliza cuando se dispone de distribuciones de frecuencia. En este caso, n_i es la frecuencia o el número de datos dentro de cada intervalo y x_i es el punto medio de cada intervalo. El índice que denota los diferentes intervalos es i .

El valor de la media calculado por medio de la ecuación 3.3 es una aproximación porque se basa en la premisa que todos los valores de la variable aleatoria dentro de cada rango ocurren en el punto medio. Sin embargo, la aproximación es suficientemente buena y el valor obtenido tiene suficiente exactitud cuando el número de intervalos y los datos analizados son elevados.

Mediana: Es el valor de una variable aleatoria donde existe una igual probabilidad de estar sobre o bajo este valor.

Para una distribución continua, la mediana divide el área bajo la distribución de probabilidad en dos partes iguales. Es el valor que corresponde al 50 percentil de una distribución de frecuencia acumulada.

La mediana no es una medida de tendencia central representativa como la media. Esto se debe a que la mediana no es afectada por las magnitudes de los valores de la variable aleatoria. Pueden por ejemplo existir algunos valores extremos muy elevados que no tienen efecto en la mediana, pero que afectarían significativamente a la media.

Moda: Es el valor de una variable aleatoria que es el más probable de ocurrir.

Se encuentra bajo el pico más alto de la distribución y puede no ser un valor único. La moda no tiene mucho valor en el análisis de decisiones, es meramente descriptivo de la forma de la distribución. Sin embargo, es frecuentemente utilizada al describir distribuciones triangulares.

3.5.2. Medidas de Variabilidad

El valor medio indica información importante sobre la variable aleatoria pero no indica nada sobre la dispersión de los valores posibles de la variable respecto a la media. Las medidas de variabilidad más importantes son la varianza y la desviación estándar.

Varianza: Es el valor esperado del cuadrado de la desviación respecto a la media.

Cada posible valor de la variable aleatoria está localizado a una cierta distancia de la media si se mide a lo largo del eje horizontal. Estas distancias se denominan desviaciones respecto a la media. El valor medio de los cuadrados de las desviaciones respecto a la media es la varianza.

Desviación estándar: Es la raíz cuadrada de la varianza.

La desviación estándar se define como la raíz cuadrada positiva de la varianza. Todas las distribuciones tienen una desviación estándar y sus unidades son idénticas a las unidades de la variable aleatoria. Los símbolos para la desviación estándar y la varianza son σ y σ^2 respectivamente.

El significado físico de la desviación estándar es que indica el grado de dispersión de la distribución en cada lado de la media. La desviación estándar es alta para distribuciones *anchas* y baja para distribuciones *angostas* como se muestra en la figura 3.8.

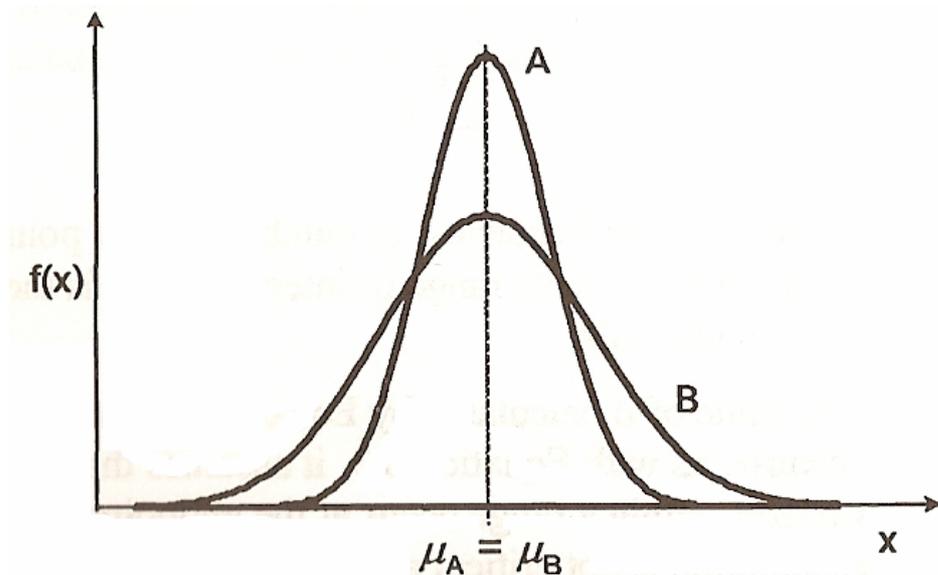


Figura 3.8. Comparación de desviaciones estándar

En la figura 3.8 las dos distribuciones tienen igual media pero diferentes desviaciones estándar. La desviación estándar de la distribución A es menor (tiene menor incertidumbre), que la desviación estándar de la distribución B.

Si se conoce la población completa de N valores igualmente probables, entonces se puede calcular la desviación estándar σ utilizando la siguiente fórmula:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}{N}} \quad [3.4]$$

En la fórmula 3.4, x_i son los valores actuales de la variable aleatoria, μ es la media y N es el número de valores en la población.

Cuando se dispone de distribuciones de frecuencia, se utiliza la fórmula siguiente:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_i n_i (x_i - \mu)^2}{\sum_i n_i}} \quad [3.5]$$

En la ecuación 3.5, n_i es la frecuencia o número de datos en cada rango, x_i es el punto de medio de cada intervalo e i es el índice que denota los diferentes intervalos.

Si se dispone de la función de densidad de probabilidad $f(x)$, entonces se utiliza la siguiente función:

$$\sigma = \sqrt{\int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx} \quad [3.6]$$

3.6. Distribuciones de Interés

Existen muchas distribuciones de probabilidad que pueden describir variables físicas, sin embargo existen algunas que aparecen frecuentemente en la exploración y producción de petróleo. En esta sección se describirán la distribución normal, log-normal, uniforme y triangular.

3.6.1. Distribución Normal

La distribución normal es probablemente la más común y más generalmente utilizada en simulación y estadística. Es una distribución de probabilidad continua que tiene una forma simétrica en forma de campana. Ver figura 3.9.

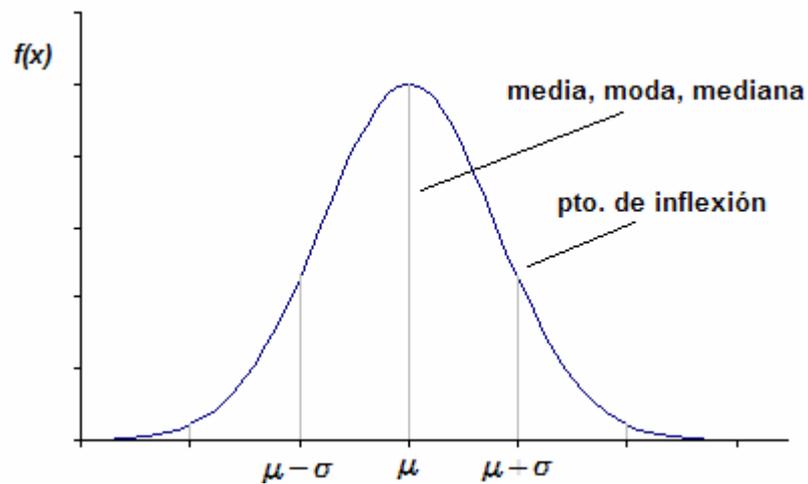


Figura 3.9. Distribución normal.

Entre las variables que típicamente se distribuyen en forma normal están la porosidad de reservorios, porcentajes de minerales en rocas y reservas de hidrocarburos.

Algunas características específicas de una distribución normal son:

- ✓ La distribución se define en forma completa y única utilizando dos parámetros, usualmente μ y σ .
- ✓ La moda, mediana y media son iguales.
- ✓ La curva de distribución es simétrica y los puntos de inflexión⁵ de la curva ocurren en los valores de la variable aleatoria que corresponden a $\mu \pm \sigma$. Todas las distribuciones normales tienen el

⁵ Los puntos de inflexión son aquellos en los cuales la curva cambia de cóncava a convexa o viceversa. Matemáticamente la segunda derivada cambia de signo en estos puntos.

68.26% del área total bajo la curva dentro de los límites de $\mu \pm \sigma$. Para $\mu \pm 2\sigma$ el área bajo la curva es 95.44% y para $\mu \pm 3\sigma$ es aproximadamente 99.74%.

- ✓ Los límites de una distribución normal son $-\infty$ y $+\infty$. En la práctica usualmente se trunca la distribución en valores correspondientes a 3 o 4 desviaciones estándar puesto que las probabilidades de x fuera de estos límites prácticos son despreciables.
- ✓ Adicionalmente a los métodos para leer probabilidades (áreas) de una distribución de probabilidad (utilizando la curva de frecuencia acumulada, integrando la función de densidad de probabilidad, etcétera), se pueden utilizar tablas creadas específicamente para una distribución normal estandarizada utilizando la variable t :

$$t = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad [3.7]$$

Con esta variable calculada para un valor específico de x , se leen directamente las áreas a la izquierda de t . Por diferencia entre diferentes valores de t se pueden calcular las áreas comprendidas o probabilidades entre intervalos.

3.6.2. Distribución log-normal

La distribución log-normal es una distribución continua similar a una distribución normal, excepto que es asimétrica con tendencia hacia un lado. La distribución log-normal es positivamente sesgada como se muestra en la figura 3.10.

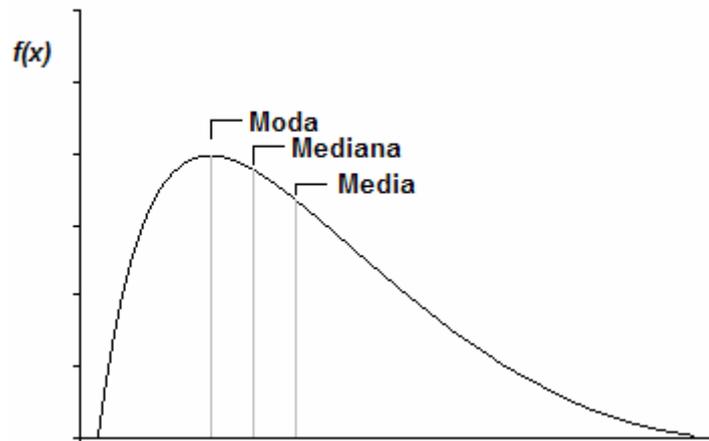


Figura 3.10. Distribución log-normal

Como se puede apreciar, la variable aleatoria tiene una pequeña probabilidad de que existan valores altos y una mayor probabilidad de que existan valores bajos.

Algunos ejemplos de variables que pueden ser representados por distribuciones log-normales son la permeabilidad, el espesor del yacimiento, la recuperación de reservas en una formación, los tamaños de los campos en un bloque y la productividad inicial de petróleo y fluidos.

Entre las características específicas de una distribución log-normal se incluyen:

- ✓ La distribución es completa y únicamente definida por la media μ y la desviación estándar σ .
- ✓ Si una variable aleatoria x es log-normal, los logaritmos de los valores numéricos de x son normalmente distribuidos.
- ✓ Los límites teóricos de una distribución log-normal son 0 y $+\infty$. El límite izquierdo es cero puesto que los logaritmos no están definidos para cero o números negativos. En la práctica

usualmente se trunca la distribución cuando la curva se vuelve prácticamente asintótica con el eje de las abscisas.

- ✓ El significado de la desviación estándar de una distribución log-normal es el mismo que con cualquier otra distribución. Cuanto más grande es el valor μ , más grande es la variabilidad de la variable. Sin embargo, la probabilidad del rango $\mu \pm \sigma$ no es 68.26% puesto que este intervalo de confianza no es simétrico por el sesgo de la distribución.

3.6.3. Distribución uniforme

La distribución uniforme es una distribución de probabilidad continua que describe a una variable aleatoria en la cual todos los valores dentro de un rango tienen iguales probabilidades de ocurrir. La figura 3.11 muestra un ejemplo de una variable aleatoria x distribuida uniformemente.

La media y la mediana de una distribución uniforme son iguales y ocurren en el punto medio de la variable aleatoria entre los valores mínimo y máximo de x .

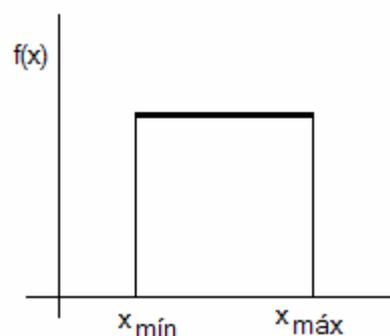


Figura 3.11. Distribución uniforme

El principal uso de esta distribución es en la simulación puesto que permite expresar incertidumbre sobre los posibles valores de un parámetro en forma de una distribución. Esto es, cuando solamente se puede especificar un valor mínimo y un máximo para la variable aleatoria y todos aquellos valores entre estos límites pueden ocurrir. Por ejemplo, puede ser el caso al estimar los costos diarios de perforación, donde estos pueden ser cualquier valor entre US\$15.000/día y US\$ 20.000 /día.

3.6.4. Distribución triangular

La distribución triangular es una distribución de probabilidad continua que tiene forma de triángulo como se muestra en la figura 3.12. El triángulo puede ser simétrico o sesgado en cualquier dirección. Esta distribución se define completamente especificando los valores mínimo, más probable y máximo de la variable aleatoria.

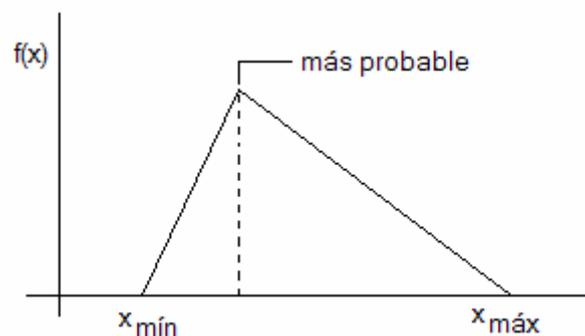


Figura 3.12. Distribución triangular

Esta distribución se utiliza frecuentemente en la simulación cuando la única información que es conocida o que puede estimarse son los valores mínimo, más probable y máximo.

3.7. Distribuciones utilizadas en el modelo

Las distribuciones estudiadas en la sección 3.6 se utilizarán en las entradas del modelo determinístico para agregar la variabilidad que requiere el modelo estocástico.

Puesto que en cada problema que se quiere evaluar varían las condiciones de las variables de entrada, variarán también las distribuciones que se utilicen para modelar las mismas. Sin embargo, en forma general en la tabla 3.4 se muestran algunas variables del modelo y las distribuciones utilizadas:

Variable	Distribución
Precio del petróleo	Log-normal, normal
Inversiones	Triangular, uniforme
Costos	Triangular, uniforme, normal
Producción inicial de petróleo	Log-normal
Producción inicial de agua	Normal, triangular

Tabla 3.4. Variable de entrada y distribuciones utilizadas

4. MODELOS ECONÓMICOS DETERMINÍSTICOS Y ESTOCÁSTICOS

En este capítulo se estudia con mayor detalle el modelo determinístico de flujos de caja que se utilizará para evaluar los activos. Adicionalmente se estudiarán los cambios que se efectuarán en el mismo para convertirlo en estocástico y el proceso de simulación.

4.1. Modelo determinístico de flujos de caja

El modelo se ha desarrollado utilizando la hoja de cálculo Excel 2003 tanto por su uso generalizado como porque permite fácilmente integrar Crystal Ball® Professional Edition 2000.2, el cual es una extensión de Excel que permite agregar la variabilidad estocástica en el modelo.

En el Anexo 1 adjunto al final de este trabajo se muestra el diagrama de flujo del modelo determinístico desarrollado, el cual utiliza las siguientes hojas de cálculo dentro del libro de trabajo:

Hoja de cálculo	Descripción y contenido
General	Información general y parámetros globales.
FF base	Flujo de fondos del caso base.
FF con proyecto	Flujo de fondos incluyendo el proyecto que se quiere evaluar.
FF incremental	Flujo de fondos solamente del proyecto en evaluación
Producción	Contiene la información de producción, cálculo de consumo interno y participaciones del Estado en la producción.
Costos	Contiene la información de las inversiones del caso base y del proyecto; costos de levantamiento y transporte.
Amortizaciones	Lleva los cálculos de amortizaciones por unidades de producción y los saldos de activos netos.
Precio	Calcula los diferentes precios de venta del petróleo en función del marcador WTI y los ajustes de calidad, y el precio de venta para el cálculo de la participación adicional del Estado.
Regresiones	Contiene las regresiones lineales que relacionan el precio del crudo marcador WTI con los precios de los crudos Napo, Oriente y

	del Bloque 16
Históricos	Contiene la información histórica de los precios del petróleo que se utiliza para las regresiones lineales de la hoja anterior.

Tabla 4.1. Hojas de cálculo dentro del libro de trabajo

Es importante indicar que alguna información que se utilizará en los modelos ha sido alterada con respecto a los valores reales puesto que es confidencial por naturaleza y su divulgación afectaría los intereses de Repsol YPF en Ecuador.

A continuación se analizará con detalle cada una de las hojas de cálculo del modelo para lo cual se utilizará el ejemplo que se muestra a continuación:

Proyecto: Pozo de desarrollo

Producción inicial de petróleo: 800 bppd

Producción inicial de agua: 7.500 bapd

Inicio de producción: 01/01/07

Precio WTI: US\$ 40/barril, constante

Escalamiento inversiones: 2%

Escalamiento costos de levantamiento: 2%

Costo de perforación y completación: US\$ 3,5 millones en 2006

Re-acondicionamiento: US\$ 350 mil en 2009

Período de evaluación: 01/01/06 – 31/01/12

Tasa de descuento: 15%

4.1.1. Producción

A continuación se muestra la estructura y contenido de esta hoja de cálculo.

Producción y Participaciones

Año	TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción		365	365	366	365	365	365	31
Producción de Petróleo y Fluidos								
Producción de petróleo - Caso Base	bppd	55,000	55,000	48,000	39,000	32,000	28,000	24,000
Producción de fluido - Caso Base	bfpd	840,000	800,000	830,000	750,000	690,000	670,000	610,000
Producción de petróleo - Proyecto	bppd	-	800	960	845	743	654	576
Producción de fluido - Proyecto	bfpd	-	8,300	8,610	8,648	8,702	8,772	8,856
Producción total de petróleo - Caso Base + Proyecto	bfpd	55,000	55,800	48,960	39,845	32,743	28,654	24,576
Producción total de fluido - Caso Base + Proyecto	bfpd	840,000	808,300	838,610	758,648	698,702	678,772	618,856
Producción de petróleo - Caso Base	kbbbls	94,597	20,075	20,075	17,568	14,235	11,680	744
Producción de fluido - Caso Base	kbbbls	1,691,440	306,600	292,000	303,780	273,750	251,850	244,550
Producción de petróleo - Proyecto	kbbbls	1,480	-	292	351	308	271	239
Producción de fluido - Proyecto	kbbbls	15,990	-	3,030	3,151	3,156	3,176	3,202
Producción total de petróleo - Caso Base + Proyecto	kbbbls	96,077	20,075	20,367	17,919	14,543	11,951	10,459
Producción total de fluido - Caso Base + Proyecto	kbbbls	1,707,430	306,600	295,030	306,931	276,906	255,026	247,752
Consumos y Participación Estatal								
Consumo interno de petróleo - Caso Base	bppd	2,520	2,400	2,490	2,250	2,070	2,010	1,830
Consumo interno de petróleo - Caso Base + Proyecto	bppd	2,520	2,425	2,516	2,276	2,096	2,036	1,857
Producción después de consumo - Caso Base	bppd	52,480	52,600	45,510	36,750	29,930	25,990	22,170
Producción después de consumo - Caso Base + Proyecto	bppd	52,480	53,375	46,444	37,569	30,647	26,618	22,719
Participación Estatal - Caso Base	bppd	12,644	12,692	9,856	6,905	5,336	4,430	3,551
Participación Estatal - Caso Base + Proyecto	bppd	12,644	13,002	10,230	7,093	5,501	4,574	3,677
Participación Contratista - Caso Base	bppd	39,836	39,908	35,654	29,846	24,594	21,560	18,619
Participación Contratista - Caso Base + Proyecto	bppd	39,836	40,373	36,215	30,476	25,146	22,044	19,042

Figura 4.1. Hoja de cálculo "Producción", en barriles por día (bpd) y miles de barriles (kbls)

Como se puede apreciar en la figura 4.1 el modelo se ha desarrollado a partir del año 2006 hasta el año 2012, específicamente hasta el 31 de enero de 2012 que es la fecha en la que termina el Contrato de Participación del Bloque 16.

En el primer bloque se muestra la producción de petróleo y fluidos. Las primeras líneas muestran el perfil proyectado para el caso base, es decir sin el proyecto a evaluarse, para cada año y de acuerdo con los modelos de simulación de reservorios elaborados por el área de Ingeniería de Petróleos. Los valores indicados corresponden al promedio anual de producción.

A continuación se presenta la producción del proyecto que se pretende evaluar y las líneas siguientes muestran la producción total (caso base más el proyecto).

Finalmente dentro de este bloque se presenta la producción anual que se calcula multiplicando los promedios anuales de producción por el número de días de producción de cada año.

En el segundo bloque se calculan los consumos internos de petróleo y la participación del Estado en la producción. De acuerdo con el Contrato vigente, la Contratista puede utilizar una parte del crudo producido para generación eléctrica. Utilizando la información histórica de producción se ha determinado que se consumen tres barriles de crudo por cada mil barriles de fluido producido (0,003 bp/bf).

A continuación se calcula la participación en la producción tanto para el Estado como para la Contratista de acuerdo con los porcentajes indicados en la sección 2.5. Este cálculo de la participación se realiza tanto para el caso base como para el caso con el proyecto.

4.1.2. Costos

En esta hoja de cálculo se muestran los costos del proyecto desglosados en las inversiones y los costos de levantamiento. Ver figura 4.2.

Las inversiones del caso base se determinan a partir del Plan de Desarrollo del Bloque 16 que se elabora anualmente. Una vez que se cuenta con el perfil proyectado de producción se determinan los costos necesarios para alcanzar y mantener el nivel de producción establecido.

Costos

Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Inversiones - Caso Base									
Generales de desarrollo	kusd	-							
Geología y Geofísica	kusd	3,800	1,200	800	600	600	600		
Instalaciones de Superficie	kusd	51,500	35,000	12,500	4,000	-	-		
Perforación y Completación	kusd	200,000	90,000	90,000	20,000	-	-		
Reacondicionamiento de pozos	kusd	21,000	9,000	3,000	3,000	3,000	3,000		
Salud, Seguridad y Ambiente	kusd	2,500	500	500	500	500	500		
Generales y Administrativos	kusd	20,000	8,000	3,000	3,000	3,000	3,000		
Total sin escalamiento	kusd	298,800	143,700	109,800	31,100	7,100	7,100	-	-
Total con escalamiento	kusd	303,272	143,700	111,996	32,356	7,535	7,685	-	-
Inversiones - Proyecto									
Generales de desarrollo	kusd								
Geología y Geofísica	kusd								
Facilidades de Superficie	kusd								
Perforación y Completación	kusd		3500						
Reacondicionamiento de pozos	kusd					350			
Salud, Seguridad y Ambiente	kusd								
Generales y Administrativos	kusd								
Total sin escalamiento	kusd	3,850	3,500	-	-	350	-	-	-
Total con escalamiento	kusd	3,871	3,500	-	-	371	-	-	-
Costos de Levantamiento Variables y Fijos									
Costos variables (crudo)	usd/bp		1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250
Costos variables (fluido)	usd/bf		0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
Costos fijos	kusd		32,000	32,000	32,000	32,000	25,000	25,000	2,083
Costos de Levantamiento - Caso Base									
Total sin escalamiento	kusd	459,016	86,221	84,834	82,819	75,800	63,526	61,007	4,810
Total con escalamiento	kusd	480,892	86,221	86,530	86,165	80,440	68,762	67,357	5,417
Costos de Levantamiento - Proyecto									
Total sin escalamiento	kusd	3,369	-	653	739	685	641	603	48
Total con escalamiento	kusd	3,575	-	666	768	727	694	665	54
Costo de Transporte									
Tarifa OCP	usd/bbl		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

Figura 4.2. Hoja de cálculo "Costos", en miles de dólares (kusd)

Las inversiones se desglosan en generales; geología y geofísica; facilidades de superficie; perforación y completación de pozos; reacondicionamiento de pozos; y salud, seguridad y ambiente.

Existe también un rubro de gastos generales y administrativos que se contabilizan como inversiones y que corresponden a un porcentaje de los gastos generales y administrativos totales.

A continuación se desglosan de igual manera las inversiones del proyecto que se está evaluando.

Luego se detallan los costos de levantamiento que son aquellos relacionados con todas las actividades necesarias para la producción, entre las

que se encuentran: levantamiento artificial; costos de operación de pozos, plantas de separación y sistemas de almacenamiento y transporte de crudo y agua; reparaciones de pozos; mantenimiento de instalaciones; tratamientos químicos; generación y distribución de electricidad; salud, seguridad y manejo ambiental; supervisión; y generales y administrativos.

Para determinar los costos de levantamiento se ha utilizado información histórica de los costos del Bloque 16 y se ha estimado que existe un costo fijo de US\$ 25 millones anuales para un nivel de producción hasta 750.000 barriles de fluido por día (bfpd) y US\$ 32 millones anuales sobre este nivel de producción.

Adicionalmente existen componentes de costos variables que están relacionados con los volúmenes de petróleo y fluidos producidos. En el primer caso la tasa es \$1,25/barril de petróleo y en el segundo caso es \$0,095/barril de fluido. Los costos del caso base y del proyecto se calculan multiplicando los volúmenes de fluido producidos por las tasas indicadas y en el primer caso sumando los costos fijos.

Finalmente se incluyen los costos de transporte externo para lo cual se utiliza la tarifa de transporte del OCP.

Cabe indicar que se ha incluido el efecto de la inflación tanto en las inversiones como en los costos de levantamiento, lo cual se refleja en los valores que se muestran en las filas a continuación de los totales sin escalar.

4.1.3. Amortizaciones

En esta hoja se calculan las amortizaciones por unidades de producción tanto para el caso base como para el caso con proyecto. Ver figura 4.3.

Amortizaciones									
Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Caso Base									
Reservas a inicio de año	kbbls		94,597	74,522	54,447	36,879	22,644	10,964	744
Producción del año	kbbls	94,597	20,075	20,075	17,568	14,235	11,680	10,220	744
Reservas a fin de año	kbbls		74,522	54,447	36,879	22,644	10,964	744	-
Saldo de inversiones por amortizar - inicio de año	kusd		750,000	734,538	648,662	471,719	297,174	151,574	10,286
Inversiones anuales	kusd	303,272	143,700	111,996	32,356	7,535	7,685	-	-
Amortizaciones anuales	kusd	1,053,272	159,162	197,872	209,299	182,080	153,285	141,288	10,286
Caso Base + Proyecto									
Reservas a inicio de año	kbbls		94,597	74,522	55,635	37,715	23,172	11,221	762
Producción del año	kbbls	96,077	20,075	20,367	17,919	14,543	11,951	10,459	762
Reservas a fin de año	kbbls		74,522	55,635	37,715	23,172	11,221	762	0
Saldo de inversiones por amortizar - inicio de año	kusd		750,000	738,038	652,254	474,526	299,451	152,689	10,367
Inversiones anuales	kusd	307,144	147,200	111,996	32,356	7,906	7,685	-	-
Amortizaciones anuales	kusd	1,057,144	159,162	197,780	210,084	182,981	154,447	142,322	10,367
Activos Netos									
Activos netos a fin de año - Caso Base	kusd		590,838	536,666	439,363	289,639	143,889	10,286	-
Activos netos a fin de año - Caso Base + Proyecto	kusd		590,838	540,258	442,170	291,545	145,004	10,367	0

Figura 4.3. Hoja de cálculo "Amortizaciones", en miles de dólares (kusd)

Para realizar el cálculo de las amortizaciones en el caso base se utiliza la fórmula 2.1 y los valores de producción anual que vienen de la hoja Producción. Para el primer año, las reservas remanentes a inicio de año corresponden con la producción acumulada del caso base (94,6 millones de barriles), y para los años siguientes son el resultado de la resta entre las reservas iniciales y la producción del período anterior. El saldo por amortizar a inicio de año de los activos del Bloque 16 para el primer año es US\$ 750 millones y para los años siguientes es el resultado del saldo por amortizar más las inversiones y menos las amortizaciones, todas ellas del período anterior. Con la información anterior, las amortizaciones anuales son el resultado del producto del saldo de las inversiones no amortizadas a inicio de año por la producción anual y dividido para las reservas remanentes a inicios de año.

En el caso con proyecto se utiliza la fórmula 2.2 puesto que es necesario ajustar el valor de reservas remanentes a fin de año con el valor de reservas incorporadas por el nuevo pozo perforado. Esto se realiza comprobando el año en el cual se incorporan las reservas. El cálculo se realiza multiplicando el saldo de las inversiones no amortizadas a inicios de año por la producción anual (que ya incluye la producción del proyecto) y dividido para la suma de las reservas remanentes a inicios de año más la producción de ese año.

Finalmente se calculan los valores netos de los activos a fin de año para ambos casos, mismos que son iguales a los saldos de activos por amortizar al inicio del año menos las amortizaciones anuales.

4.1.4. Históricos

En esta hoja de cálculo se almacena la información histórica de los precios de los diferentes crudos (WTI, Oriente y Napo).

Esta información se utiliza para determinar regresiones lineales que permitan modelar las relaciones entre los precios del crudo marcador WTI y los crudos Oriente y Napo. El comportamiento histórico de los precios de estos crudos se muestra a continuación.

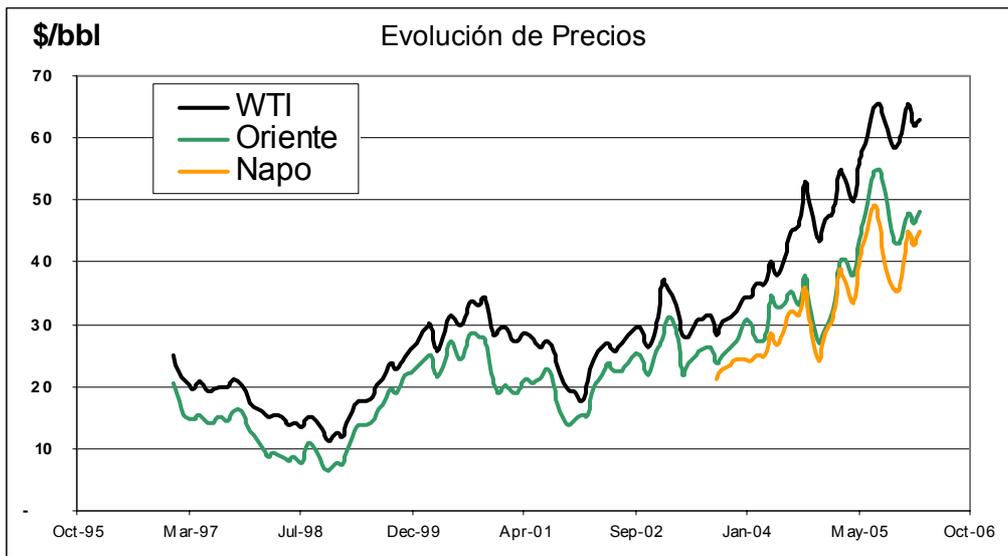


Figura 4.4. Evolución de Precios

4.1.5. Regresiones

En esta hoja de cálculo se procesa la información de la hoja Históricos. Como se pudo apreciar en la figura 4.4, existe una fuerte correlación entre los precios de los diferentes crudos, lo cual se confirma calculando los coeficientes de correlación (r) y determinación (r^2) para los diferentes juegos de datos. Estos resultados se muestran a continuación:

1) WTI vs. Oriente

Regression Statistics	
Multiple R	0.977781671
R Square	0.956056997
Adjusted R Square	0.95565385
Standard Error	2.312489245
Observations	111

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	12681.77351	12681.77351	2371.485915	8.49767E-76
Residual	109	582.8891093	5.347606508		
Total	110	13264.66262			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%
Intercept	-0.193880972	0.536219188	-0.361570374	0.718373045	-1.256649335	0.868887391
X Variable 1	0.782867024	0.01607599	48.69790463	8.49767E-76	0.751004954	0.814729095

Figura 4.5. Análisis de regresión para WTI y Oriente

2) Oriente vs. Napo

Regression Statistics	
Multiple R	0.965564578
R Square	0.932314953
Adjusted R Square	0.929980986
Standard Error	2.145665999
Observations	31

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1839.044142	1839.044142	399.4550492	1.67244E-18
Residual	29	133.5125948	4.60388258		
Total	30	1972.556737			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%
Intercept	1.075336449	1.63503194	0.657685286	0.515927271	-2.268681165	4.419354062
X Variable 1	0.860301423	0.043044402	19.98637159	1.67244E-18	0.772265687	0.948337159

Figura 4.6. Análisis de regresión para Oriente y Napo

Como se ha indicado anteriormente, el OCP realiza mensualmente un ajuste de precios por calidad entre los diferentes crudos que conforman el crudo Napo y que se transportan por este oleoducto. Para ello se utiliza una canasta internacional de crudos de diferentes calidades (gravedad API), y con estos se calcula un coeficiente de ajuste denominado API Only Coefficient (AOC).

Para obtener una relación entre el AOC y el precio del WTI se ha utilizado como juego de datos el diferencial de precios entre el WTI y el crudo Napo y el AOC. El análisis de regresión para estos datos muestra una fuerte correlación como lo indican los coeficientes de correlación y determinación que se muestran a continuación:

3) Diferencial WTI-Napo vs. API Only Coefficient (AOC)

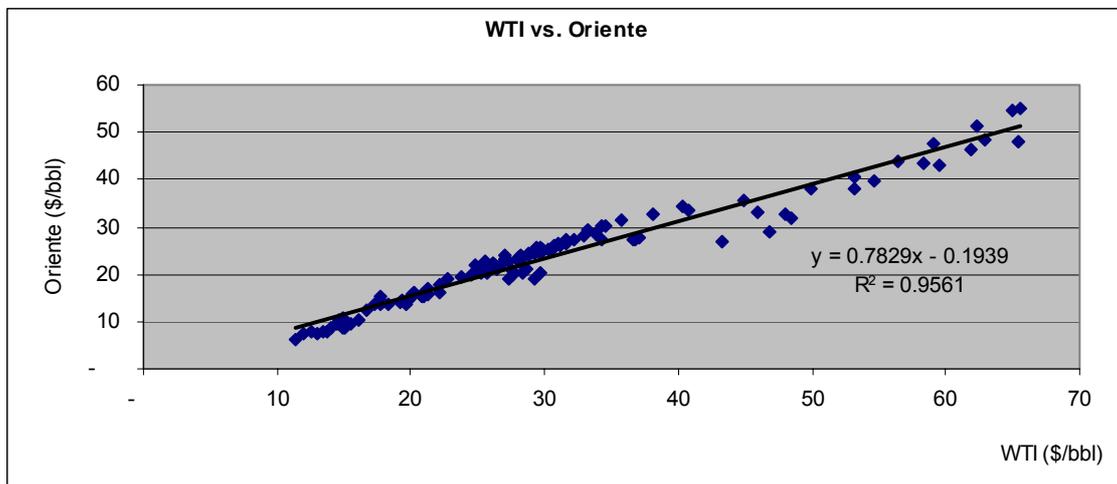
Regression Statistics	
Multiple R	0.971644877
R Square	0.944093768
Adjusted R Square	0.941943528
Standard Error	0.056447267
Observations	28

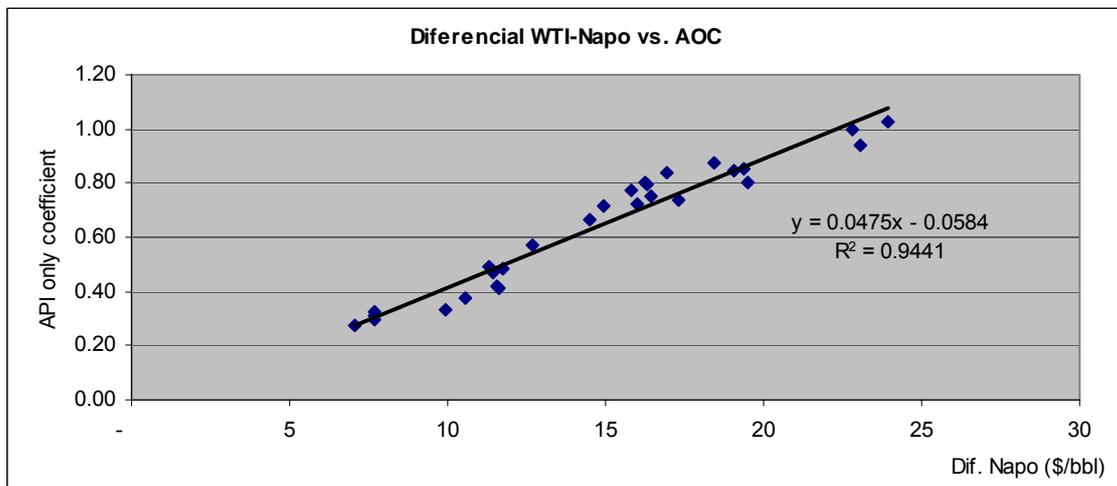
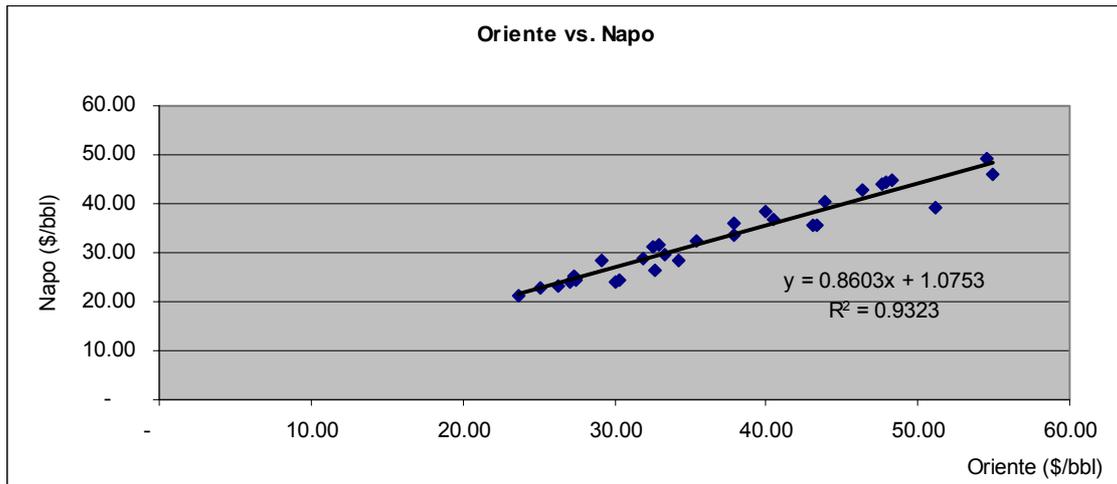
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1.398988349	1.398988349	439.0644308	8.29545E-18
Residual	26	0.082843643	0.003186294		
Total	27	1.481831993			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%
Intercept	-0.05836673	0.034979567	-1.668594963	0.107197761	-0.13026826	0.0135348
X Variable 1	0.047492726	0.002266538	20.95386434	8.29545E-18	0.042833791	0.052151661

Figura 4.7. Análisis de regresión entre el diferencial WTI-Napo y AOC

Como información adicional, se muestran los gráficos de dispersión para los diferentes juegos de datos utilizados en cada uno de los análisis de regresión:





Figuras 4.8, 4.9 y 4.10. Gráficos de dispersión

4.1.6. Precio

En esta hoja se calculan los precios de los diferentes crudos utilizando las regresiones lineales que se obtuvieron con la información histórica. También se calcula la participación del Estado en los excedentes en el precio de venta del petróleo de acuerdo con la Ley Modificatoria de la Ley de Hidrocarburos.

Precio

Año		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Precios de Crudos								
West Texas Intermediate (WTI)	usd/bbl	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
Crudo Oriente	usd/bbl	31.12	31.12	31.12	31.12	31.12	31.12	31.12
Crudo Napo	usd/bbl	27.85	27.85	27.85	27.85	27.85	27.85	27.85
Crudo Bloque 16	usd/bbl	25.93	25.93	25.93	25.93	25.93	25.93	25.93
Calidad de Crudos								
Oriente	*API	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9
Napo	*API	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1
Bloque 16	*API	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4
Participación Adicional del Estado								
Inflación EEUU	%	25.30%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%
Precio B16 a la firma del contrato (Ps)	usd/bbl	22.30	22.86	23.43	24.02	24.62	25.23	25.87
Precio B16 efectivo a la venta (Pe) - Ajuste factor K	usd/bbl	27.68	27.68	27.68	27.68	27.68	27.68	27.68
Verificación Pe>Ps (1/0)	1/0	1	1	1	1	1	1	1
Participación Adicional	%	50.0%	45.2%	44.5%	43.7%	42.4%	40.5%	37.2%

Figura 4.11. Hoja de cálculo "Precio"

En el primer bloque se calculan los precios de los crudos. Se parte del precio del WTI que para el caso del modelo es constante para todos los años del modelo.

Para determinar el precio del crudo Oriente se utilizan los coeficientes de la regresión que relaciona el WTI y el Oriente, con lo cual:

$$\text{Precio Oriente} = 0,783 \times \text{Precio WTI} - 0,194 \quad [4.1]$$

Para calcular el precio del crudo Napo se utiliza como base el precio del crudo Oriente y se tiene:

$$\text{Precio Napo} = 0,860 \times \text{Precio Oriente} + 1,075 \quad [4.2]$$

En el caso del precio del crudo del Bloque 16 el proceso es un tanto diferente. Se utiliza la regresión entre el diferencial WTI-Napo y el AOC. Se calcula primero el AOC y con este coeficiente se calcula el precio del crudo del Bloque 16 como se muestra a continuación:

$$\text{AOC} = 0,047 \times (\text{Precio WTI} - \text{Precio Napo}) - 0,058 \quad [4.3]$$

$$\text{Delta API} = \text{API B16} - \text{API Napo} \quad [4.4]$$

$$\text{Precio Bloque 16} = \text{Precio Napo} + \text{AOC} \times \text{Delta API} \quad [4.5]$$

En la ecuación 4.3 se utilizan el precio del WTI y el del Napo calculado con la fórmula 4.2. Puesto que la gravedad API del crudo del Bloque 16 es menor que la del crudo Napo, el Delta API es negativo con lo cual el producto Delta API x AOC es negativo también. Esto significa que el precio del crudo del Bloque 16 tiene un castigo respecto al precio del crudo Napo.

En el segundo bloque de la hoja de cálculo se guardan los valores de las gravedades de los diferentes crudos. Estos valores son constantes durante el período analizado, lo cual es un razonamiento válido suponiendo que no existe una gran variación en las condiciones de producción.

En el tercer bloque se calcula la participación del Estado en los excedentes en el precio de venta del petróleo. Para calcular este porcentaje se debe disponer primeramente del precio de venta del crudo del Bloque 16 a la fecha de la firma del contrato (*Ps*) para luego actualizarlo con la inflación de EEUU.

Sin embargo, no existe un valor real del precio de venta del crudo del Bloque 16 cuando se firmó el contrato puesto que en ese momento este crudo se transportaba por el SOTE y se comercializaba como Oriente.

Es importante hacer notar que no se puede utilizar el precio del crudo del Bloque 16 calculado utilizando las fórmulas 4.3, 4.4 y 4.5 porque estas

responden a un análisis del comportamiento del mercado pero carecen de valor legal porque no forman parte del Contrato de Participación.

Por este motivo, se utiliza la fórmula 2.3 y el precio del crudo Oriente a diciembre de 1996, y se obtiene que el precio del crudo del Bloque 16 a la fecha de la firma del contrato es igual a US\$ 17,80/barril. Este último valor actualizado a enero de 2006 es US\$ 22,30/barril puesto que la inflación de EEUU acumulada desde diciembre de 1996 hasta enero de 2006 fue 25,3%. Para los siguientes años se utiliza un valor estimado de inflación.

Luego es necesario obtener el precio de venta efectivo del crudo del Bloque 16 (P_e). Para ello se utiliza el precio del crudo Oriente calculado utilizando la fórmula 4.1 y se lo ajusta por calidad utilizando la fórmula 2.3.

Con la información anterior se calcula el porcentaje de participación (P) aplicando las escalas de participación mostradas en la sección 2.6, siempre que el precio de venta efectivo (P_e) sea mayor que el precio de venta a la firma del contrato (P_s).

Para ilustrar estos cálculos se utiliza el siguiente ejemplo:

$$\text{Precio WTI} = 55,00 \text{ US\$/barril, año 2007}$$

$$\text{Precio Oriente} = 0,783 \times 55,00 - 0,194 = 42,86 \text{ US\$/barril}$$

$$\text{Precio Napo} = 0,860 \times 42,86 + 1,075 = 37,95 \text{ US\$/barril}$$

$$\text{AOC} = 0,047 \times (55,00 - 37,95) - 0,058 = 0,751 \text{ US\$/}^\circ\text{API}$$

$$\text{Delta API} = 15,4 - 19,1 = -3,7 \text{ }^\circ\text{API}$$

$$\text{Precio Bloque 16} = 37,95 + 0,751 \times (-3,7) = 35,17 \text{ US\$/barril}$$

$$P_s = 22,30 \times (1 + 2,5\%) = 22,86 \text{ US\$/barril (año 2007)}$$

$$P_e = 42,86 \times (1 + 1,3 \times (15,4 - 23,9)/100) = 38,13 \text{ US\$/barril (año 2007)}$$

¿ $P_e > P_s$? Si

Para $P_e \leq 40$ US\$/barril la participación del Estado es hasta el 60%

$$P = (50\% \times (30,00 - 22,86) + 60\% \times (38,13 - 30,00)) / (38,13 - 22,86)$$

$$P = (3,57 + 4,88) / 15,27$$

$$P = 55,3\% \text{ (año 2007)}$$

En este ejemplo se aprecia claramente que el porcentaje de la participación del Estado se aplica por tramos y no directamente por toda la diferencia entre P_e y P_s . Por este motivo se obtiene una participación de 55,3% que es menor al 60% indicado inicialmente en la tabla de porcentajes de participación en función del precio efectivo de venta P_e .

4.1.7. FF Base

En esta hoja se calcula el flujo de fondos del caso base. Ver figura 4.12. En la primera sección se muestra la información de la producción bruta y la producción para la venta que se obtiene al descontar el consumo interno y la participación del Estado. Luego se calculan los ingresos, costos e impuestos para obtener el flujo de fondos neto del proyecto.

Flujo de Fondos - Caso Base									
Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbls	94,597	20,075	20,075	17,568	14,235	11,680	10,220	744
Producción para la venta	kbbls	70,473	14,540	14,566	13,049	10,894	8,977	7,870	577
Ingresos por ventas	kusd	1,827,316	377,015	377,697	338,361	282,463	232,763	204,051	14,966
Costos de Producción	kusd	1,885,479	317,619	364,805	363,666	316,081	263,264	242,073	17,971
Costos de Operación	kusd	832,206	158,457	166,933	154,367	134,001	109,978	100,785	7,685
Costo de Levantamiento	kusd	480,892	86,221	86,530	86,165	80,440	68,762	67,357	5,417
Costo de Transporte	kusd	176,183	36,350	36,416	32,623	27,234	22,442	19,674	1,443
Ley 20	kusd	35,237	7,270	7,283	6,525	5,447	4,488	3,935	289
Impuestos Municipales	kusd	3,016	886	805	659	434	216	15	-
Impuesto a la Superintendencia de Cías.	kusd	2,011	591	537	439	290	144	10	-
Contribución a CORPEI	kusd	914	189	189	169	141	116	102	7
Derechos superficiales	kusd	3	0	0	0	0	0	0	0
Utilización de aguas y materiales	kusd	365	60	60	60	60	60	60	5
Ley Reformatoria	kusd	133,587	26,890	35,112	27,726	19,955	13,749	9,631	524
Amortizaciones	kusd	1,053,272	159,162	197,872	209,299	182,080	153,285	141,288	10,286
Utilidad antes de Impuestos	kusd	(58,163)	59,396	12,892	(25,305)	(33,618)	(30,500)	(38,022)	(3,005)
Participación de Trabajadores	kusd	10,843	8,909	1,934	-	-	-	-	-
Impuesto a la Renta	kusd	15,361	12,622	2,739	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	kusd	(84,367)	37,865	8,218	(25,305)	(33,618)	(30,500)	(38,022)	(3,005)
Inversiones de Desarrollo	kusd	303,272	143,700	111,996	32,356	7,535	7,685	-	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	665,633	53,327	94,095	151,637	140,928	115,100	103,266	7,281
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	665,633							
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	569,200							
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	492,857							
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	431,533							
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	381,620							

Figura 4.12. Hoja de cálculo "FF Base", en miles de dólares (kusd)

El proceso de cálculo se muestra a continuación:

Ingresos por Ventas = Producción para la venta x Precio Bloque 16	[4.6]
Costos de Producción = Costos de Operación + Amortizaciones	[4.7]
Utilidad antes de Impuestos = [4.6] – [4.7]	[4.8]
Participación de Trabajadores = 15% x [4.8], si [4.8] > 0	[4.9]
Impuesto a la Renta = 25% x ([4.8] – [4.9]), si [4.8] > 0	[4.10]
Utilidad Neta = [4.8] – [4.9] – [4.10]	[4.11]
Flujo de Fondos Neto = Utilidad Neta + Amortizaciones - Inversiones	[4.12]

Para obtener los Costos de Producción (fórmula 4.7) es necesario calcular primero los Costos de Operación, lo cual se realiza como se muestra a continuación:

Costo de levantamiento, viene de la hoja Costos	[4.13]
+Costo de transporte = Producción para la venta x Tarifa OCP	[4.14]
+Ley 20 = 0,5 US\$/barril x Producción para la venta	[4.15]
+Impuestos Municipales = 1,5/1000 x Activos netos	[4.16]
+Impuesto a la Superintendencia de Cías. = 1/1000 x Activos netos	[4.17]
+Contribución a CORPEI = 0,5/1000 x Ingresos por ventas	[4.18]
+Derechos superficarios = 0,004 US\$/ha x 122.500 ha	[4.19]
+Utilización de aguas y materiales = US\$60.000	[4.20]
+Ley Reformatoria = (Pe – Ps) x Producción para la venta x %	[4.21]
Excedentes (P)	
= Costos de Operación	[4.22]

Las amortizaciones que también intervienen en los Costos de Operación (fórmula 4.7) y en el Flujo de Fondos Neto (fórmula 4.12) se toman directamente de la hoja Amortizaciones.

Cabe mencionar que en el cálculo para el año 2006 de la Ley Reformatoria se consideran únicamente 251 días por la fecha a partir de la cual esta Ley entró en vigencia.

Finalmente se descuentan los flujos de caja netos de cada año utilizando varias tasas de descuento con lo cual se obtiene el VAN al 31/12/05.

Puesto que se están utilizando los flujos de caja del proyecto puro, la tasa de descuento relevante corresponde al costo de oportunidad de los proyectos alternativos.

Sin embargo, en Repsol YPF las tasas de descuento se definen en forma corporativa para cada unidad de negocio y para cada tipo de proyecto, por lo cual en este trabajo se utilizará 15% como la tasa de descuento relevante para los proyectos que se analizarán.

4.1.8. FF con Proyecto

En esta hoja se calcula el flujo de fondos que incluye al caso base y al proyecto que se está evaluando.

Puesto que varía la producción por la inclusión del proyecto, varían también los costos de producción, amortizaciones e impuestos. Sin embargo, la metodología de cálculo es exactamente la misma que en la hoja de cálculo del caso base.

Flujo de Fondos - Con Proyecto

Año	TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción		365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbls	96,077	20,075	20,367	17,919	14,543	11,951	10,459
Producción para la venta	kbbls	71,469	14,540	14,736	13,255	11,124	9,178	8,046
Ingresos por ventas	kusd	1,853,147	377,015	382,098	343,680	288,431	237,991	208,626
Costos de Producción	kusd	1,897,754	317,619	366,308	366,281	318,830	266,038	244,520
Costos de Operación	kusd	840,610	158,457	168,528	156,197	135,848	111,591	102,198
Costo de Levantamiento	kusd	484,467	86,221	87,196	86,933	81,167	69,456	68,022
Costo de Transporte	kusd	178,673	36,350	36,840	33,136	27,809	22,946	20,115
Ley 20	kusd	35,735	7,270	7,368	6,627	5,562	4,589	4,023
Impuestos Municipales	kusd	3,030	886	810	663	437	218	16
Impuesto a la Superintendencia de Clás.	kusd	2,020	591	540	442	292	145	10
Contribución a CORPEI	kusd	927	189	191	172	144	119	104
Derechos superficiales	kusd	3	0	0	0	0	0	0
Utilización de aguas y materiales	kusd	365	60	60	60	60	60	5
Ley Reformatoria	kusd	135,391	26,890	35,521	28,162	20,377	14,058	9,847
Amortizaciones	kusd	1,057,144	159,162	197,780	210,084	182,981	154,447	142,322
Utilidad antes de Impuestos	kusd	(44,607)	59,396	15,790	(22,604)	(30,399)	(28,047)	(35,894)
Participación de Trabajadores	kusd	11,278	8,909	2,368	-	-	-	-
Impuesto a la Renta	kusd	15,977	12,622	3,355	-	-	-	-
Utilidad Neta	kusd	(71,862)	37,865	10,066	(22,604)	(30,399)	(28,047)	(35,894)
Inversiones de Desarrollo	kusd	307,144	147,200	111,996	32,356	7,906	7,685	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	678,138	49,827	95,850	155,127	144,677	118,714	106,428
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	678,138						
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	579,156						
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	500,829						
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	437,940						
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	386,776						

Figura 4.13. Hoja de cálculo “FF con Proyecto”, en miles de dólares (kusd)

4.1.9. FF Incremental

En esta hoja se calcula el flujo de fondos únicamente del proyecto que se está evaluando.

Para obtener el flujo de fondos incremental se restan los valores de las celdas del flujo de fondos del caso base de los valores de las celdas del flujo de fondos con proyecto.

Una vez obtenido el flujo de fondos incremental, se descuentan los valores con las mismas tasas de descuento que en los casos anteriores.

Al calcular el flujo de fondos incremental de esta manera, se garantiza que la participación del Estado en la producción se realice considerando toda la producción del Bloque 16 en la escala de producción adecuada, y no la que erróneamente se obtendría si se considerara únicamente la producción del proyecto evaluado.

Flujo de Fondos - Incremental

Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbls	1,480	-	292	351	308	271	239	18
Producción para la venta	kbbls	996	-	170	205	230	202	176	13
Ingresos por ventas	kusd	25,831	-	4,401	5,319	5,967	5,227	4,576	340
Costos de Producción	kusd	12,275	-	1,503	2,615	2,748	2,774	2,447	187
Costos de Operación	kusd	8,404	-	1,595	1,829	1,847	1,613	1,413	106
Costo de Levantamiento	kusd	3,575	-	666	768	727	694	665	54
Costo de Transporte	kusd	2,491	-	424	513	575	504	441	33
Ley 20	kusd	498	-	85	103	115	101	88	7
Impuestos Municipales	kusd	14	-	5	4	3	2	0	0
Impuesto a la Superintendencia de Clás.	kusd	10	-	4	3	2	1	0	0
Contribución a CORPEI	kusd	13	-	2	3	3	3	2	0
Derechos superficiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización de aguas y materiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Ley Reformativa	kusd	1,803	-	409	436	422	309	216	12
Amortizaciones	kusd	3,871	-	(92)	786	901	1,162	1,034	82
Utilidad antes de Impuestos	kusd	13,566	-	2,898	2,704	3,219	2,453	2,129	152
Participación de Trabajadores	kusd	435	-	435	-	-	-	-	-
Impuesto a la Renta	kusd	616	-	616	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	kusd	12,505	-	1,848	2,704	3,219	2,453	2,129	152
Inversiones de Desarrollo	kusd	3,871	3,500	-	-	371	-	-	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	12,505	(3,500)	1,755	3,490	3,749	3,815	3,162	234
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	12,505							
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	9,956							
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	7,972							
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	6,407							
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	5,156							

Figura 4.14. Hoja de cálculo “FF Incremental”, en miles de dólares (kusd)

4.1.10. General

En esta hoja se muestra la información general del proyecto y se configuran algunos parámetros del modelo tales como la tasa de escalamiento de las inversiones y costos, el año de incorporación de las reservas del proyecto evaluado, el precio del crudo WTI que se utilizará para la evaluación y el perfil de producción del proyecto a evaluarse. Este último se ha modelado en función de la producción inicial de petróleo y agua de manera que al modificar estos valores iniciales el perfil de producción varía proporcionalmente.

Adicionalmente, existen otras celdas que se utilizarán durante la simulación para agregar la variabilidad estocástica en las inversiones y costos.

Información General

Reservas Probadas (al 31/12/05) - Caso Base	kbls	94,597
Saldo de Inversiones por Amortizar (31/12/05)	kusd	750,000
Año de incorporación de las reservas del proyecto		2,007
Reservas del proyecto	kbls	1,480
Superficie retenida para Explotación	ha	122,500
Escalamiento Inversiones	%	2%
Escalamiento Costos de Levantamiento	%	2%
Precio WTI	usd/bbl	40
Variación inversiones	%	0%
Variación costos de levantamiento	%	0%

Proyecto: Pozo de Desarrollo

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
		0	365	366	365	365	365	31
Producción de petróleo	bppd		800	960	845	743	654	576
Producción de agua	bapd		7,500	7,650	7,803	7,959	8,118	8,281
Producción de fluidos			8,300	8,610	8,648	8,702	8,772	8,856
Corte de agua	%		0.90	0.89	0.90	0.91	0.93	0.93

Figura 4.15. Hoja de cálculo "General" en miles de barriles (kbls) y miles de dólares (kusd)

4.2. Modelo Estocástico

La base para el modelo estocástico es el modelo determinístico que se presentó en la sección anterior. El siguiente paso consiste combinar las distribuciones de probabilidad con el modelo de evaluación para obtener una distribución de los posibles VAN y otras medidas de interés. Una vez obtenida la distribución del VAN se calculará el VAE del proyecto y decidirá si el proyecto es o no viable.

Es en este punto donde se utiliza Crystal Ball^{®6}, que es un software gráfico orientado al análisis de riesgo, simulación y optimización. Este paquete permite agregar las distribuciones de probabilidad a las celdas que son las entradas del modelo determinístico y realizar la simulación.

⁶ Crystal Ball[®] es una marca registrada de Decisioneering Inc. Para mayor información del producto y descargas de versiones de prueba se puede visitar su página web en: www.decisioneering.com

A continuación se estudiará con detalle el proceso requerido para realizar la simulación del caso del ejemplo utilizado.

4.2.1. Definición de Supuestos

El primer paso consiste en definir los supuestos en las celdas que sirven de entrada del modelo. Los supuestos son las distribuciones de probabilidad que se ajustan a los requerimientos de las variables que se desean modelar.

El tipo de distribución que se asigna a cada variable se determina conjuntamente con los expertos de cada área, así por ejemplo los volúmenes de producción de petróleo se analizan con técnicos de Ingeniería de Reservorios, el precio del petróleo marcador WTI con técnicos de Planificación y Control, etcétera.

Para el caso del ejemplo que se ha venido utilizando se ha determinado que los mejores estimados para las variables de entrada se modelan como se indica a continuación:

Variable de entrada	Distribución
Precio WTI	Log-normal, $\mu = 40$, $\sigma = 13,53$
Variación inversiones	Triangular, mín. = -10%, más probable = 0%, máx. = 40%
Variación costos de levantamiento	Triangular, mín. = -10%, más probable = 0%, máx. = 30%
Producción inicial de petróleo	Log-normal, $\mu = 800$, $\sigma = 200$
Producción inicial de agua	Normal, $\mu = 7.500$, $\sigma = 820$

Tabla 4.2. Variables de entrada y Distribuciones utilizadas

Para ingresar estos parámetros en el modelo es necesario iniciar primero Crystal Ball y abrir el modelo en Excel. Una vez cargado el modelo, en la hoja *General* se procede como se indica a continuación:

- Seleccionar la celda que se va a modificar
- Seleccionar **Define Assumption** en el menú **Cell**.
- Escoger la distribución en **Gallery**
- Ingresar los parámetros de la distribución
- Finalizar pulsando **Ok**

La figura 4.16 muestra este procedimiento para la celda que contiene el Precio WTI.

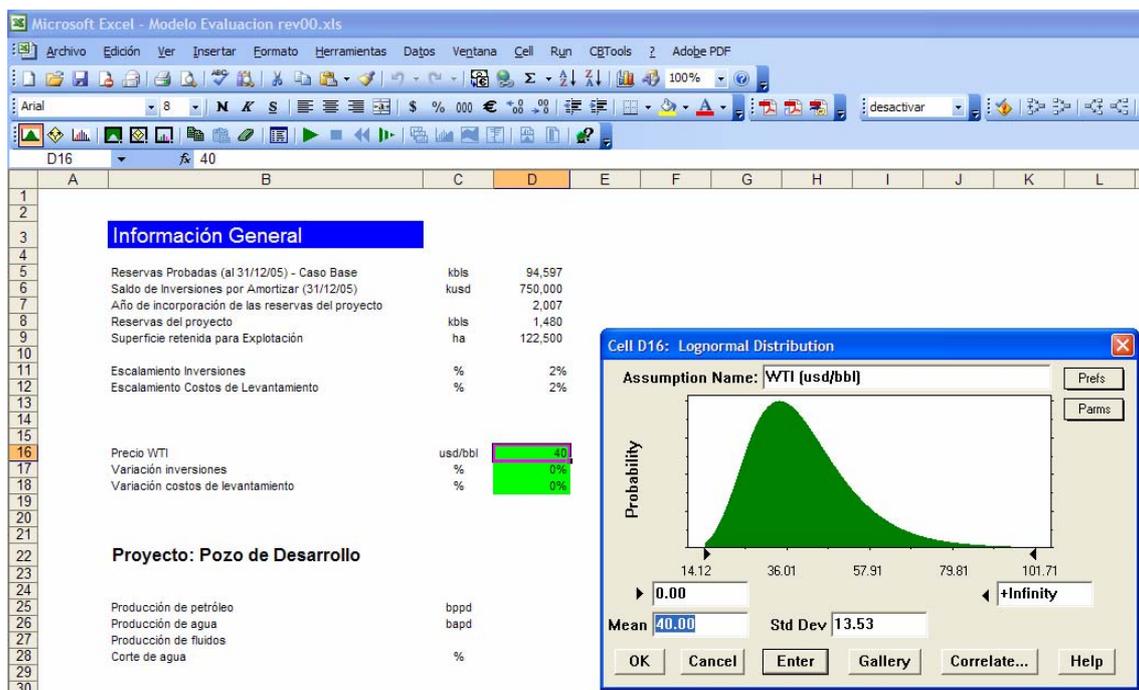


Figura 4.16. Distribución de probabilidad para Precio WTI

Una vez que se ha ingresado la distribución en la celda de entrada, ésta cambia de color indicando que está definida como un supuesto (Assumption) en Crystal Ball.

Existen otros botones adicionales en esta ventana cuyas funciones son:

- **Prefs** (Preferences): permite visualizar la distribución de probabilidad en forma acumulativa, mostrar coordenadas de la misma o graficar la línea que pasa por la media.
- **Parms** (Parameters): permite modificar los parámetros con los cuales se definirá la distribución de probabilidad. Sin embargo, esta opción no está disponible para todas las distribuciones de probabilidad.
- **Correlate**: permite definir correlaciones entre las variables de entrada del modelo.

Se puede acceder directamente a esta ventana de diálogo seleccionando la celda que se desea modificar y presionando el botón  en la barra principal de herramientas de Excel.

4.2.2. Definición de Pronósticos

Los pronósticos (Forecasts) son las celdas con los resultados que se desean analizar. En el caso del modelo en cuestión, el pronóstico de interés es el VAN descontado al 15% en la hoja de cálculo *FF - incremental*. El procedimiento es el siguiente:

- Seleccionar la celda de pronóstico que se va a modificar
- Seleccionar **Define Forecast** en el menú **Cell**.
- Ingresar el nombre del pronóstico en **Forecast Name**
- Ingresar las unidades en el campo **Units**
- Finalizar pulsando **Ok**

Es posible acceder a esta ventana de diálogo directamente seleccionando la celda que contiene el pronóstico que se va a definir y presionando el botón  en la barra principal de Excel.

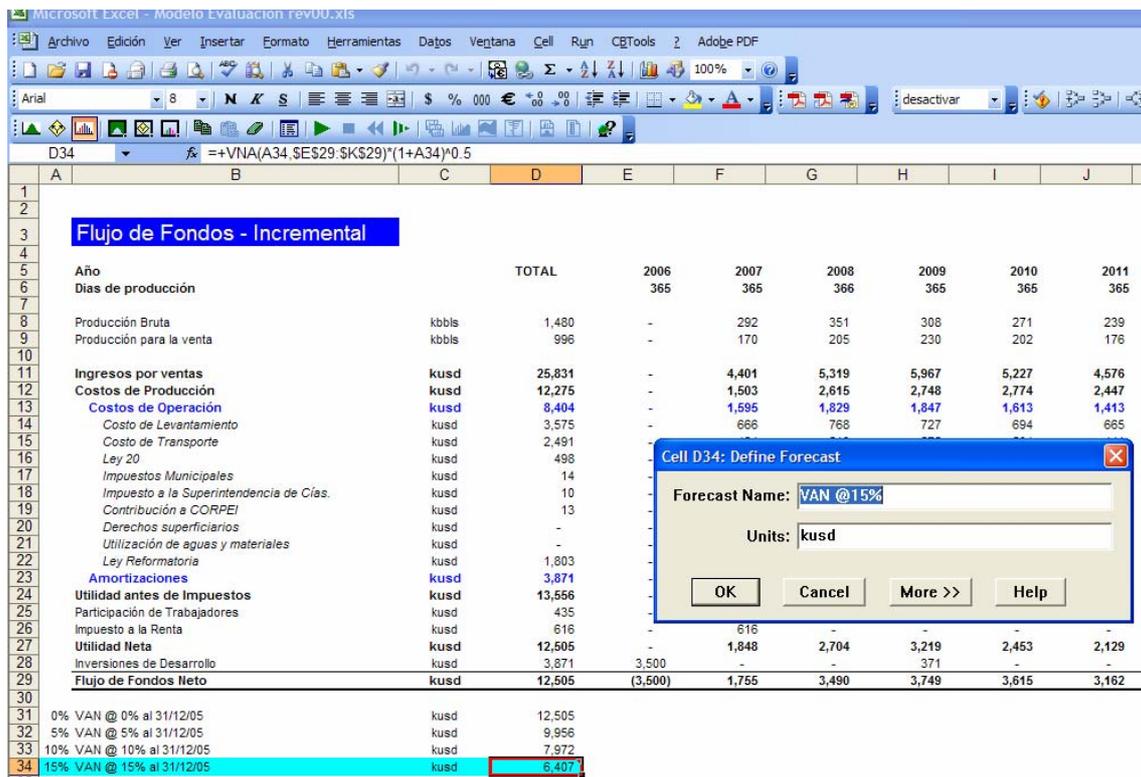


Figura 4.17. Definición del pronóstico para el VAN @15%

4.2.3. Parámetros de Simulación

Una vez que se han definido las celdas con los supuestos y pronósticos, el siguiente paso es la simulación. Para ello es necesario definir una regla de parada para el proceso de simulación y el método de muestreo de las distribuciones de probabilidad.

4.2.3.1. Reglas de parada

Luego de que cada ensayo es completado el VAN calculado se registra y el proceso continua hasta que se dispone de un número suficiente de ensayos para definir una distribución del VAN.

Desafortunadamente no existen reglas que indiquen cuantos ensayos son necesarios para conseguir este fin. La razón es que el número de ensayos requeridos para una adecuada convergencia depende de varios factores, tales como el número de distribuciones muestreadas en cada ensayo, la forma y magnitudes de cada distribución individual, y las relaciones que enlazan las variables. De esta forma, el mínimo número de ensayos puede variar entre un mínimo de 100 hasta 10.000 o más.

Existen dos formas de sobrellevar este problema. La primera es un método de fuerza bruta que consiste en ir realizando simulaciones con un pequeño número de ensayos (por ejemplo 100) y calculando el VAE de cada una de ellas. Si existen diferencias significativas entre los VAE (no muestran una tendencia central), significa que es necesario realizar más simulaciones. Este proceso se repite hasta que se obtiene un patrón de tendencia central donde el VAE estimado es el promedio ponderado de los VAE de cada simulación.

El problema con este enfoque es que el tiempo necesario en realizar cada simulación y el cálculo del VAE en cada una de ellas puede tomar más tiempo que realizar una simulación con un número grande de ensayos desde el principio, por ejemplo 1.000 o 10.000 ensayos.

El segundo enfoque consiste en utilizar el error estándar de la media que se define como:

$$\sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \cong \frac{s}{\sqrt{n}} \quad [4.23]$$

Donde: s es la desviación estándar de la muestra, y;
 n es el número de ensayos realizados

Por ejemplo, si luego de 100 ensayos en una simulación el $VAE = \text{US\$ } 117,1$ y la desviación estándar calculada $s = \text{US\$ } 35,5$, se tiene que:

$$\sigma_{\bar{x}} \cong \frac{35.5}{\sqrt{100}} = 3.55$$

Esto significa que con un nivel de confianza del 68% (una desviación estándar), el VAE es $\text{US\$ } 117,1 \pm \text{US\$ } 3,55$. Si se requiere una precisión del 1%, esto es que el VAE calculado se encuentre dentro del 1% del VAE verdadero, debe cumplirse que:

$$\sigma_{\bar{x}} < 0.01 \times VAE \quad [4.24]$$

En el caso del ejemplo, el error estándar de la media no cumple esta condición ($3,55 > 0,01 \times 117,1$), lo cual indica que son necesarios más ensayos.

De manera general, la regla para detener la simulación puede definirse como:

$$z \cdot \sigma_{\bar{x}} < P \times VAE \quad [4.25]$$

Donde:

z es el número de desviaciones estándar de acuerdo con el nivel de confianza requerido,

P es el nivel de precisión en porcentaje

La simulación se repite entonces hasta que la condición de la ecuación 4.25 se satisface.

Para el caso del ejemplo se utilizará un nivel de confianza del 95% y una precisión del 1%. Si no se satisfacen estas condiciones, el número máximo de ensayos se limitará a 25.000.

Estos parámetros se ingresan como se indica a continuación:

- Seleccionar **Run Preferentes** en el menú **Run**.
- Seleccionar **Trials** en la ventana de diálogo.
- Ingresar el número máximo de ensayos en **Maximum Number of Trials**
- Habilitar **Enable Precision Control**
- Ingresar el nivel de confianza en **Confidence Level**
- Finalizar pulsando **Ok**

La figura 4.18 muestra este procedimiento. También es posible acceder al mismo utilizando el botón 

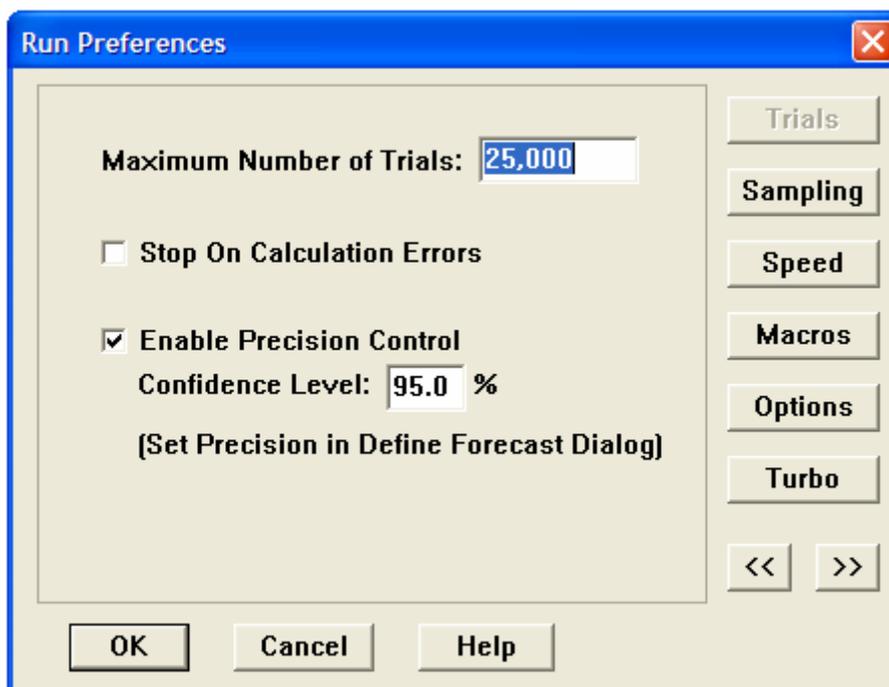


Figura 4.18. Configuración de los parámetros de simulación

El control de precisión se configura en la ventana de diálogo de definición de pronósticos de la siguiente manera:

- Seleccionar la celda de pronóstico que se va a modificar
- Seleccionar **Define Forecast** en el menú **Cell**.
- Seleccionar **More>>**
- Pulsar el botón **Precision**
- Habilitar **Specify Precision Using**
- Marcar **Relative Percentage** e ingresar el valor de precisión requerido
- Habilitar **Mean**
- Finalizar pulsando **Ok**

La figura 4.19 muestra este procedimiento:

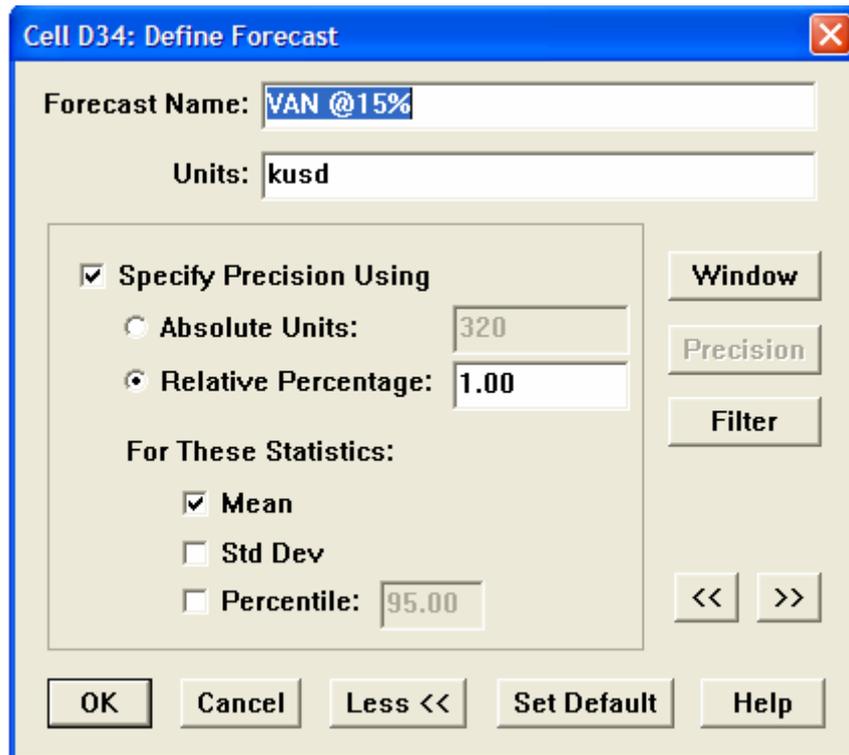


Figura 4.19. Configuración del control de Precisión

4.2.3.2. Muestreo

El proceso de muestreo se basa en el uso de número aleatorios, los cuales se pueden obtener de diversas fuentes tales como la secuencia de dígitos de los números irracionales (π , e , $\sqrt{2}$, etc.), tablas de números aleatorios o generadores de números aleatorios. Estos últimos son los más utilizados y se obtienen de una ecuación cuidadosamente desarrollada de manera que no existe un patrón en la secuencia de números generados.

Crystal Ball utiliza un generador de números aleatorios que se basa en una fórmula iterativa que tiene una longitud de $2^{31}-2$. Esto significa que la secuencia de números se repite luego de varios trillones de ensayos.

Para obtener los valores de entrada del modelo se utilizan los números aleatorios generados y las distribuciones de probabilidad en su forma

acumulativa. El proceso consiste en utilizar el número aleatorio como valor de entrada en el eje y. Con este valor se llega a la curva y luego hacia el eje x. Este valor del eje x es el que se utilizará en el ensayo.

Por ejemplo, considere que una variable aleatoria x se representa de acuerdo con el histograma de frecuencia de la figura 4.20.

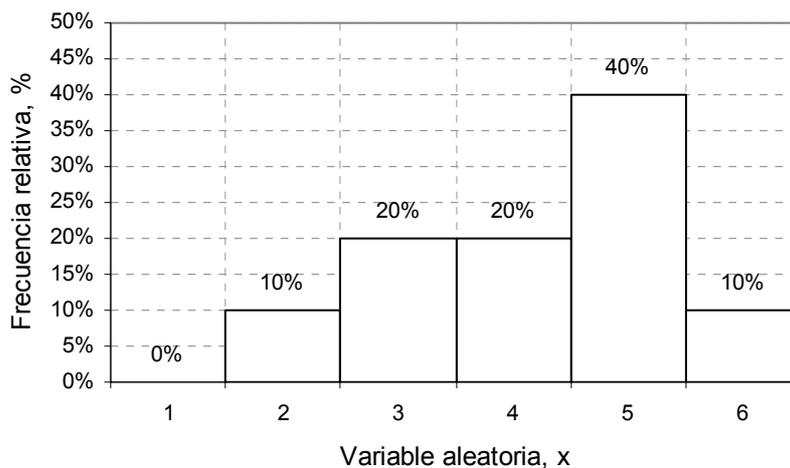


Figura 4.20. Histograma de frecuencia

El histograma se convierte entonces en su equivalente de frecuencia acumulada de la figura 4.21. Durante la simulación se debe muestrear esta variable y en cada ensayo se requiere un valor de x . Supóngase que durante un ensayo el generador de números aleatorios arroja el valor 0,408. Con este número se ingresa por el eje vertical, se lee a través de la curva de frecuencia acumulada y se baja hacia el eje horizontal para leer el valor de la variable correspondiente al número aleatorio generado, que en este caso es 3,71. Este es el valor de x que se utiliza para esta distribución en el cálculo del VAN.

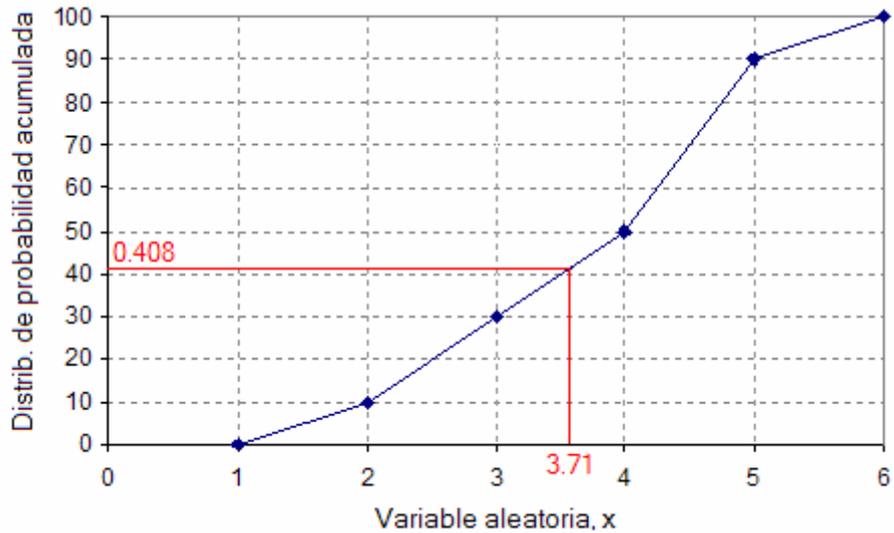


Figura 4.21. Distribución de frecuencia acumulada y proceso de muestreo

Cabe indicar que no es correcto utilizar el mismo número aleatorio para muestrear todas las distribuciones en un ensayo. La razón es que el utilizar el mismo número aleatorio implica valores fijos en todas las variables. Por ejemplo, si el número aleatorio es 0,95 se obtendrían valores elevados en todas las variables. En forma similar, si el número aleatorio es 0,15, los valores de las otras variables serían bajos también.

El método de muestreo aleatorio anteriormente explicado es el que se conoce como Monte Carlo. Existe también otro método que ha ganado importancia durante los últimos años y que se conoce como Hipercubo Latino (Latin Hypercube).

En este método se divide la distribución de probabilidad en segmentos igualmente probables y en cada uno de ellos se realiza el muestreo aleatorio. Con este proceso se consigue que no existan agrupamientos dentro de las variables muestreadas.

Como ventaja adicional, la convergencia utilizando esta técnica se da usualmente con menos ensayos que utilizando Monte Carlo, aunque el tiempo que toman los ensayos es usualmente mayor.

El método de muestreo se configura en la ventana de diálogo de preferencias como se indica a continuación o presionando el botón 

- Seleccionar **Run Preferentes** en el menú **Run**.
- Seleccionar **Sampling** en la ventana de diálogo.
- Habilitar **Use same sequence of Random Numbers**
- Ingresar el valor inicial (semilla) en **Inicial Seed Value**
- Seleccionar **Monte Carlo** o **Latin Hypercube**
- Finalizar pulsando **Ok**

La figura 4.22 muestra esta ventana de diálogo.

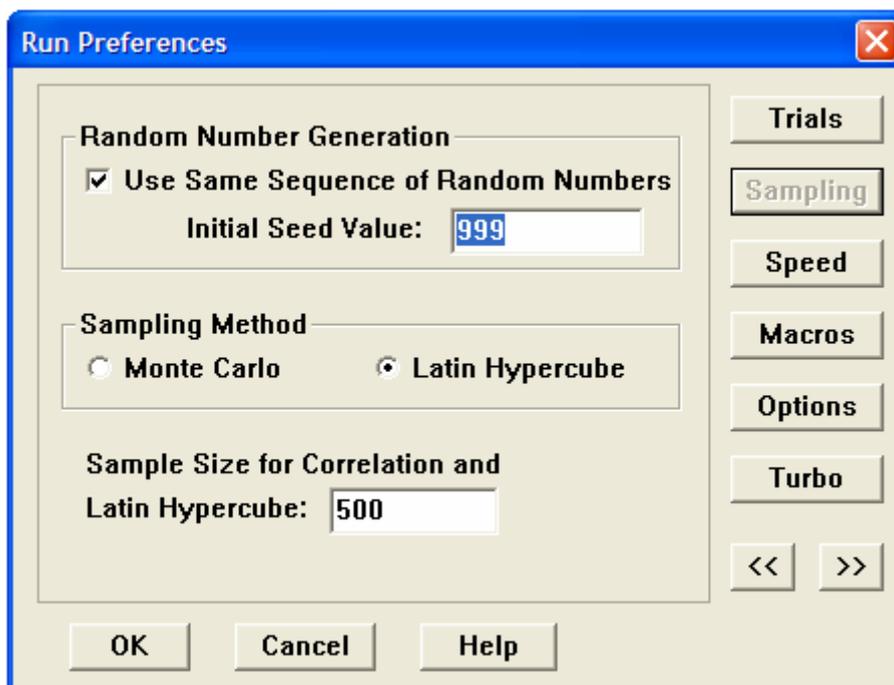


Figura 4.22. Configuración del método de muestreo

4.2.4. Correr la simulación

Una vez configuradas las reglas de parada y muestreo es posible iniciar la simulación. Para ello se pueden utilizar los botones de control de simulación de la barra de herramientas  o los comandos del menú **Run**.

Durante la simulación Crystal Ball abrirá ventanas para cada celda de pronóstico definida en las cuales se visualizan los resultados de la simulación en forma de distribuciones de frecuencia. La simulación continuará hasta que se cumpla la regla de parada establecida o se alcance el máximo número de ensayos que se configuró previamente. Para el ejemplo que se ha venido desarrollando, la siguiente figura muestra la ventana de pronóstico y los resultados obtenidos:

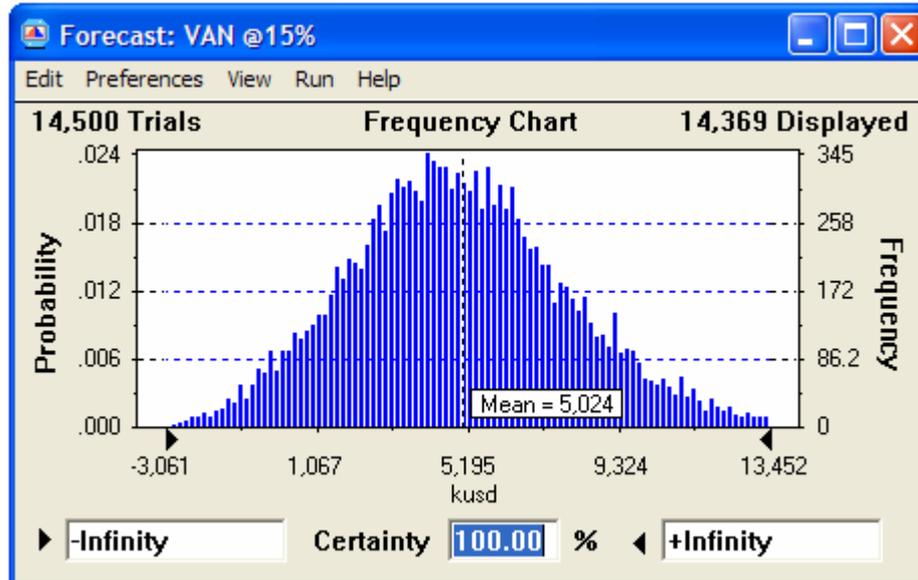


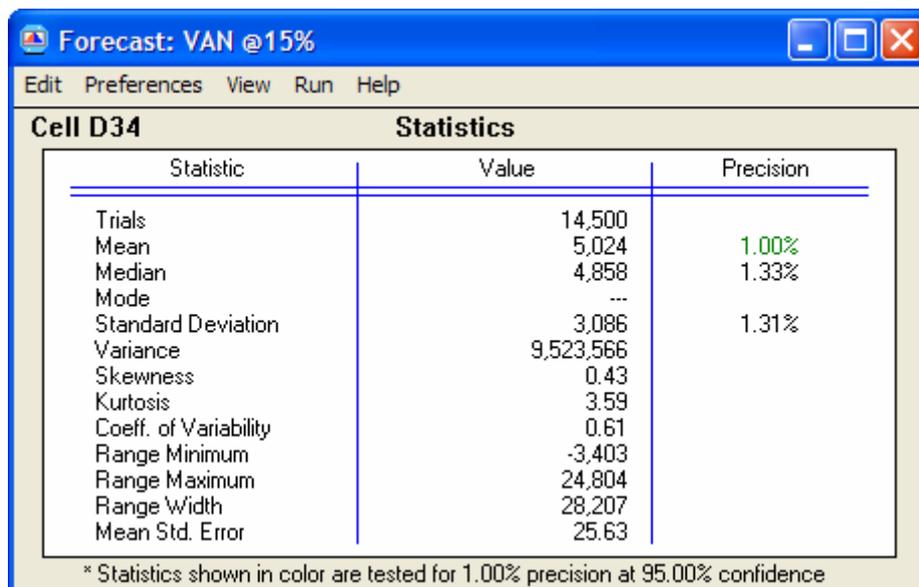
Figura 4.23. Venta de pronóstico para el ejemplo desarrollado

La distribución de frecuencia del pronóstico del VAN descontado al 15% es el VAE del proyecto, que para las condiciones del modelo es 5.024 miles de dólares.

Por defecto, Crystal Ball despliega en la ventana de pronóstico un rango de resultados comprendidos entre 2,6 desviaciones estándar respecto a la media (99% de los datos aproximadamente). Por esta razón solamente se visualizan 14.369 ensayos de los 15.000 que se realizaron.

Esta configuración se puede modificar seleccionando **Preferences > Display Range** en la ventana de pronóstico. También es posible visualizar la distribución de frecuencia acumulada y la acumulada invertida seleccionando **View > Cumulative Chart** o **View > Reverse Cumulative Chart**.

Adicionalmente, se pueden visualizar las estadísticas de la distribución de frecuencia seleccionando **View > Statistics** en el menú de la ventana de pronóstico como se muestra a continuación:



Statistic	Value	Precision
Trials	14,500	
Mean	5,024	1.00%
Median	4,858	1.33%
Mode	---	
Standard Deviation	3,086	1.31%
Variance	9,523,566	
Skewness	0.43	
Kurtosis	3.59	
Coeff. of Variability	0.61	
Range Minimum	-3,403	
Range Maximum	24,804	
Range Width	28,207	
Mean Std. Error	25.63	

* Statistics shown in color are tested for 1.00% precision at 95.00% confidence

Figura 4.24. Ventana de estadísticas para el ejemplo desarrollado

Con el procedimiento mostrado en esta sección se ha alcanzado el objetivo de desarrollar un modelo estocástico utilizando como base el modelo determinístico de la sección anterior.

Cabe indicar que los procedimientos mostrados son los mínimos necesarios para configurar y realizar una simulación en Crystal Ball. No se profundizará más en las opciones que brinda el paquete o en los diferentes módulos que lo conforman puesto que no forma parte del alcance de este trabajo.

El análisis de los resultados que se obtienen con el modelo se profundizará en el siguiente capítulo de este trabajo.

5. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

En este capítulo se desarrollarán los criterios de aceptación para los resultados del modelo estocástico y se analizará el enfoque de la opción de invertir.

5.1. Criterio de Aceptación del VAE

Una vez que se ha realizado la simulación de un proyecto se obtiene como resultado una distribución de frecuencia de los valores del VAN donde el valor medio de esta distribución es el VAE del proyecto.

Desde el punto de vista del Análisis de Decisiones, el VAE es el único elemento a considerar para decidir si un proyecto es viable o no puesto que éste combina los estimados de rentabilidad con los estimados cuantitativos de riesgo. Esto es, el criterio de aceptación consiste en *seleccionar la alternativa de inversión que tiene el VAE mayor cuando se debe escoger entre varias mutuamente excluyentes*.

El valor esperado de una alternativa de decisión se interpreta como la media del VAN por decisión que sería obtenido si se acepta dicha alternativa sobre una serie de ensayos repetitivos. Por ejemplo, suponiendo que existe una alternativa de inversión que consiste en perforar un pozo en el cual la probabilidad de que sea seco es 0,4 y en cuyo caso se gastarían 2,5 millones de dólares, y la probabilidad de que sea productivo es 0,6 que conllevaría una ganancia de 4 millones de dólares, el VAE para esta alternativa es igual a:

$$\text{VAE} = 0,4 \times \text{US\$ } -2,5\text{MM} + 0,6 \times \text{US\$ } 4\text{MM} = \text{US\$ } 1.4\text{MM}.$$

Al ser el VAE positivo debería escogerse la alternativa de perforar (la otra alternativa es no perforar cuyo VAE es cero). Si se presenta una serie de prospectos iguales que tengan el mismo riesgo y rentabilidad, la rentabilidad promedio de una serie de ensayos repetitivos promediaría US\$ 1.4MM por decisión (no por pozo exitoso) si en cada caso se acepta la opción de perforar.

Como prueba de ello suponiendo que existen 100 prospectos idénticos e independientes y que se toma la decisión de perforar todos, los resultados más probables del programa de perforación de estos 100 pozos serían 40 pozos secos y 60 productores. Las ganancias serían $60 \times \text{US\$ } 4\text{MM} = \text{US\$ } 240\text{MM}$ de los pozos productores, y las pérdidas serían $40 \times \text{US\$ } 2.5\text{MM} = \text{US\$ } 100\text{MM}$ de los pozos secos. La ganancia neta sería por tanto $\text{US\$ } 240\text{MM} - \text{US\$ } 100\text{MM} = \text{US\$ } 140\text{MM}$, donde la ganancia neta por decisión sería $\text{US\$ } 140\text{MM} / 100 = \text{US\$ } 1.4\text{MM}$, valor que es igual al VAE de la alternativa de perforar.

Es importante notar que si existe un solo prospecto a considerar es claro que el resultado que se obtendría es o US\$ 4MM de ganancia o US\$ 2.5MM de pérdida. El VAE de US\$ 1.4MM no es un resultado posible si se decide perforar.

El punto clave radica en el hecho que si se selecciona la alternativa que tiene el mayor VAE, el valor monetario esperado de todo el portafolio de decisiones será mayor que aquel que se obtendría seleccionando una estrategia alternativa. De esta manera, el concepto del valor esperado es una estrategia eficaz para la toma de decisiones más que una medida de rentabilidad. La estrategia funciona mejor si se utiliza constantemente a medida que se realizan las inversiones.

5.1.1. Restricciones de Capital

Hasta este momento se ha considerado que no existen limitaciones en el capital disponible para invertir lo cual dista muchas veces de la realidad. Bajo condiciones de capital limitado un criterio muy generalizado para seleccionar proyectos es el Rendimiento Descontado sobre Inversiones y ajustado por riesgo (risked Discounted Return on Investment - *rDROI*) que se calcula de la siguiente manera:

$$rDROI = \frac{VAE}{VAEinversiones} \quad [5.1]$$

El numerador de la ecuación 5.1 es VAE del proyecto. El denominador es el resultado del valor esperado de las inversiones descontadas a la misma tasa del VAN del proyecto. Este indicador ofrece una medida de las ganancias esperadas por unidad de inversión esperada.

Por tanto, si no se dispone de fondos suficientes para aceptar todos los proyectos disponibles sería deseable seleccionar las alternativas que maximizan este indicador.

5.1.2. Cuantificación del Riesgo

Hasta este punto el proceso de selección de alternativas de inversión consiste en escoger aquellas que tienen un VAE positivo y si existen limitaciones de capital se seleccionarían aquellas que maximizan el *rDROI*. Sin embargo queda un factor por considerar que tiene relación con el riesgo del proyecto.

Por ejemplo, si se dispone de dos proyectos de inversión como se muestra en la figura siguiente:

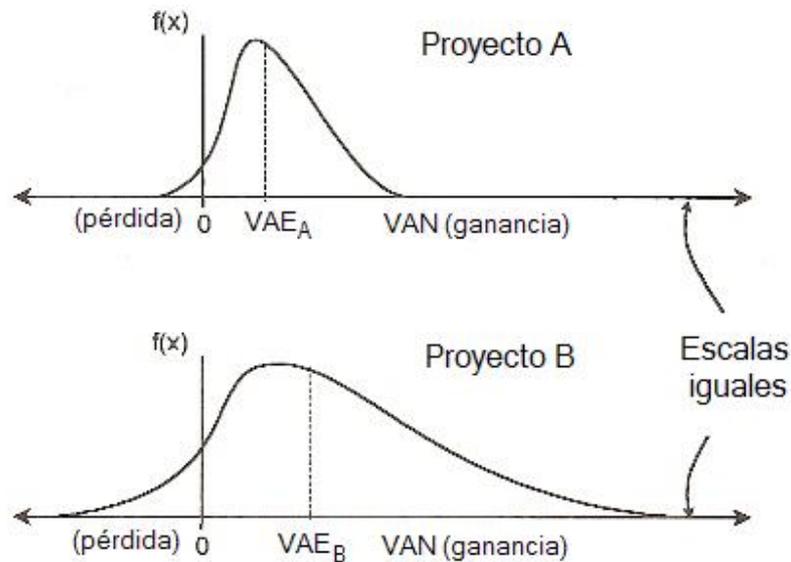


Figura 5.1. Distribuciones de probabilidad de dos proyectos de inversión.

- El proyecto B tiene el VAE más alto y si las condiciones son iguales para ambos casos, éste se preferiría sobre el proyecto A.
- La probabilidad de obtener pérdidas es mayor en el caso de escoger el proyecto B sobre el A.
- El proyecto B tiene un riesgo mayor que el proyecto A, esto se observa en el ancho de la distribución del VAN.

Es lógico suponer que se preferiría cambiar el mayor VAE y la posibilidad de una mayor ganancia del proyecto B, por el VAE ligeramente menor del proyecto A, sabiendo que al hacerlo se reduciría significativamente la posibilidad de una pérdida monetaria. De hecho, toda administración tiene un doble objetivo al seleccionar decisiones bajo incertidumbre el cual consiste en

maximizar la ganancia esperada y al mismo tiempo minimizar la exposición a la pérdida.

Una forma de obtener una representación de esta dualidad ganancia-riesgo consiste en graficar una medida de la rentabilidad esperada (VAE) versus una medida del riesgo del proyecto. Esta última usualmente es la desviación estándar de la distribución del VAN, o el coeficiente de variabilidad (v) que es la relación entre la desviación estándar del proyecto y su VAE:

$$v = \frac{\sigma}{VAE} \quad [5.2]$$

La figura 5.2 muestra un ejemplo de un gráfico en el cual se muestran diferentes oportunidades de inversión. Es fácil observar que la estrategia para maximizar el valor y minimizar la exposición a la pérdida sugiere avanzar en la dirección noroeste.

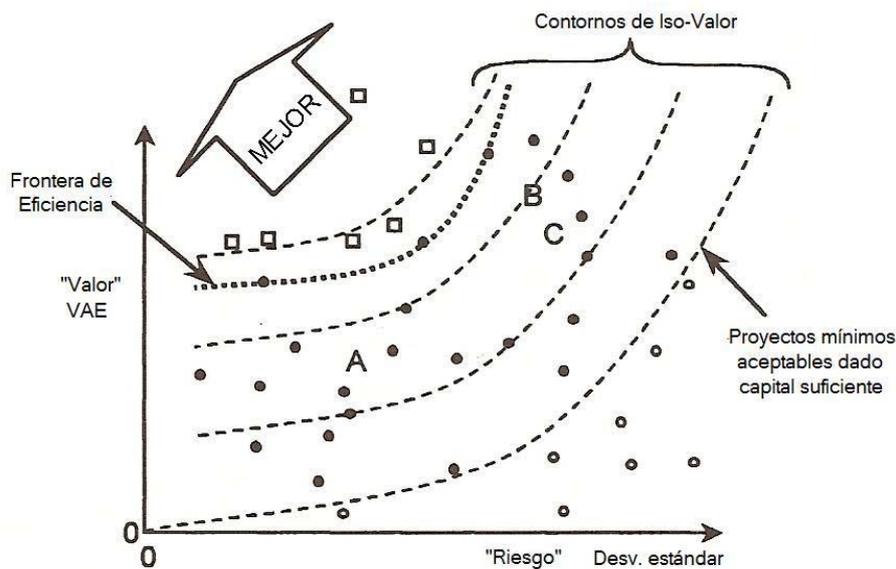


Figura 5.2. Riesgo versus Valor de diferentes oportunidades de inversión

En este gráfico se observa también la existencia de contornos de Iso-valor, que son una representación de las concesiones que debería aceptar una compañía entre el VAE de un proyecto y su riesgo.

5.2. Enfoque de la Opción de Invertir

Este enfoque consiste en determinar el costo de oportunidad de invertir ahora en vez de mantener abierta la posibilidad de no invertir si las condiciones de mercado cambian. Una vez determinado este costo de oportunidad (F_0), el análisis consiste en determinar si el costo total de invertir (el costo de la inversión más el costo de oportunidad), es mayor que los ingresos del proyecto.

Si este resultado es positivo entonces es preferible esperar y mantener la opción *viva* antes que invertir ahora.

El problema radica en determinar F_0 para el proyecto, para lo cual es necesario calcular el VAN condicionado a la probabilidad de un evento que afecte el resultado a futuro.

Por ejemplo, suponiendo un proyecto que se realiza en forma instantánea en el cual el costo de inversión $I = \text{US\$ } 1.600$, los ingresos son $\text{US\$ } 200$ anuales a perpetuidad y la tasa de descuento es 10%, el VAN es:

$$VAN = -\$1600 + \sum_{t=0}^{\infty} \frac{\$200}{(1.1)^t} = -\$1600 + \$2200 = \$600 \quad [5.3]$$

Puesto que el resultado es positivo debería invertirse en el mismo. Sin embargo, si existe una probabilidad $q = 0,5$ de que los ingresos se incrementen

a US\$ 300 y considerando que se decidió invertir el próximo año dado que los ingresos se incrementaron, el VAN del proyecto sería:

$$VAN = 0.5 \left[\frac{-\$1600}{1.1} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{\$300}{(1.1)^t} \right] = \frac{\$850}{1.1} = \$773 \quad [5.4]$$

Nótese que en el año 0 no existen ni inversiones ni ingresos y que en el año 1 los US\$ 1.600 se invierten solamente si los ingresos se incrementan a US\$ 300, lo cual ocurriría con la una probabilidad del 50%. Si se espera un año antes de decidir invertir, el VAN del proyecto es US\$ 773 mientras que es solamente US\$ 600 si se invierte ahora.

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el valor de la opción de invertir en este proyecto es $F_0 = \text{US\$ } 773$. Desagregando los términos en la ecuación 5.3, los ingresos del proyecto son US\$ 2.200 con lo cual el *costo total de invertir* es:

$$I + F_0 = \text{US\$ } 1.600 + \text{US\$ } 773 = \text{US\$ } 2.373 > \text{US\$ } 2.200.$$

Este proceso puede generalizarse para determinar el valor de la opción de invertir en función de la probabilidad de variación de los factores que inciden en VAN del proyecto (monto de inversión, costos, ingresos), con lo cual la regla para esperar en vez de invertir se expresa como se muestra a continuación:

$$VE_{INV} + VE_{F_0} > VE_{ING} \quad [5.5]$$

VE_{INV} y VE_{ING} son los valores esperados de las inversiones y de los ingresos del proyecto si se lo realizara hoy y VE_{F0} es el costo de oportunidad si se decide invertir en el proyecto un período más tarde. Para calcular este último término se procede como se hizo en la ecuación 5.4, con lo cual VE_{F0} es igual al VAE del proyecto pero retrasado un período.

Puesto que el VAE del proyecto ahora es $VE_{ING} - VE_{INV}$, finalmente se obtiene que:

$$VE_{F0} > VE_{ING} - VE_{INV} = VAE \quad [5.6]$$

En la ecuación 5.6 se observa que si el VAE del proyecto cuando se ha decidido esperar es mayor que el VAE del mismo si se realiza ahora, es preferible postergar la inversión hasta que las condiciones de mercado cambien. Adicionalmente, si el valor de la opción de invertir es negativo entonces se debe desechar el proyecto.

6. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

En este capítulo se presentan algunos ejemplos de aplicación de casos reales utilizando el modelo estocástico desarrollado y se muestran las ventajas que se consiguen respecto a la evaluación tradicional de proyectos.

6.1. Ejemplo 1

6.1.1. Antecedentes

Luego de un proceso de re-interpretación sísmica se ha encontrado un prospecto que puede contener reservas importantes de hidrocarburos. Para comprobar la existencia del yacimiento es necesario perforar un pozo exploratorio. Luego de un análisis del tipo de reservorio, modelo de migración de hidrocarburos, trampas y sellos de la estructura, se ha determinado que la probabilidad de encontrar hidrocarburos comercialmente desarrollables es 40%.

En caso de éxito las reservas recuperables del campo se estiman en 11,58 millones de barriles de petróleo. Para la fase de desarrollo del campo se elaboró un modelo del pozo tipo en base a la información de campos similares en producción. Este pozo tipo tiene una producción inicial de petróleo estimada en 1.500 bppd y recupera 1,6 millones de barriles hasta el final de su vida útil de acuerdo con la simulación realizada. Con esta información se ha determinado que son necesarios 7 pozos (1 exploratorio + 6 de desarrollo) para producir el campo con un perfil de producción como se muestra a continuación:

Producción del Campo

Pozo Tipo: $Q_{inst} = Q_i / (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{1/b}$

Qi	1500					
b	1.1					
Di	0.1					
Qf	12000					
Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Mes	6	18	30	42	54	66
bppd	2198	5892	3587	2630	2087	1737
bapd	18816	78166	80241	81428	81971	82321

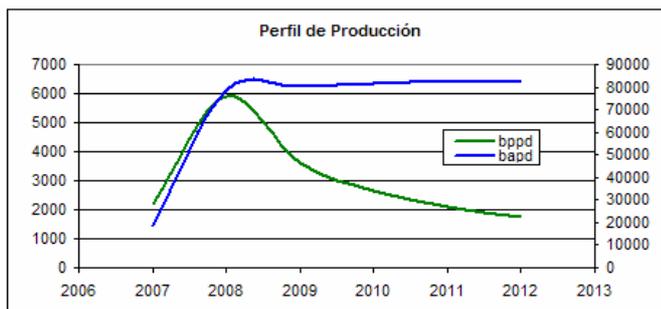


Figura 6.1. Modelo del pozo tipo y Perfil de Producción (7 pozos)

La perforación del pozo exploratorio se realizaría durante junio y julio de 2006, y la de los pozos de desarrollo se iniciaría en julio de 2007 y terminaría en diciembre de 2007. El tiempo requerido para perforar y completar cada pozo es un mes aproximadamente luego de lo cual se lo incorpora a la producción.

Adicionalmente, para este nuevo desarrollo se requiere construir una plataforma nueva donde se ubicarán los equipos eléctricos y de proceso. El tiempo estimado para construir estas instalaciones es de 9 meses debiendo estar listas para finales de junio de 2007. No se contemplan inversiones adicionales en la planta de separación puesto que se cuenta con capacidad excedente para procesar todo el fluido del campo y exportar el petróleo obtenido.

De acuerdo con la legislación vigente, si el pozo es seco su costo se contabiliza al gasto del período en que se perforó el mismo y si es productivo se contabiliza como un activo y se amortiza por unidades de producción.

El costo del pozo exploratorio es US\$ 8,5 millones y el de los pozos de desarrollo es US\$ 2,5 millones cada uno. El costo de las inversiones en instalaciones de superficie para los 7 pozos es US\$ 7,9 millones de las cuales el 30% se efectuarían en 2006 y el 70% restante en 2007.

Inversiones en Instalaciones	kusd	7,871
Plataforma y obras civiles	kusd	2,200
Carretera, 6km, 4m de ancho, lastrada	kusd	1,200
Cable, 35kV, 1/0, MC	▾ kusd	480
VFI, 35kV, 400A	▾ kusd	80
Transformador 33kv/2.4kV, 5/7 MVA	kusd	140
Transformador 2.3kv/0.48kV, 250 kVA	kusd	16
MCC - 2.4 kV, 2000A	▾ kusd	190
PCR	▾ kusd	600
Manifold	kusd	300
Valvulas	kusd	120
Línea de flujo, 4", 100 m/pozo	▾ kusd	55
Línea de exportación, 14", 6 km	▾ kusd	1,740
Instrumentación	▾ kusd	750

Figura 6.2. Detalle de las inversiones en instalaciones de superficie

Los parámetros globales del modelo se muestran a continuación:

Parámetro	Valor
Precio WTI	US\$62/bbl, 2006+
Escalamiento de inversiones	2%
Escalamiento de costos de levantamiento	2%
Inflación EEUU	2,5%, 2007+
Variación inversiones	0%
Variación costos de levantamiento	0%
Reservas probadas – caso base @ 31/12/05	95.000 kbbls
Saldo de inversiones por amortizar @ 31/12/05	750.000 kusd

Tabla 6.1. Parámetros globales del modelo

Es importante notar que los valores de las entradas del modelo corresponden a los mejores estimados de cada departamento involucrado con el proyecto.

6.1.2. Resultados con el modelo determinístico

Para evaluar este proyecto se ingresó la información del problema en el modelo y se obtuvieron los siguientes resultados:

Flujo de Fondos - Incremental									
Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbis	6,043	-	802	2,156	1,309	960	762	54
Producción para la venta	kbbis	4,269	-	468	1,589	937	668	567	39
Ingresos por ventas	kusd	168,557	-	18,465	62,754	37,009	26,383	22,405	1,540
Costos de Producción	kusd	85,978	-	(810)	36,359	21,013	15,313	13,075	1,028
Costos de Operación	kusd	82,335	-	8,687	28,824	18,126	13,766	12,003	939
Costo de Levantamiento	kusd	21,510	-	1,766	5,845	4,821	4,454	4,269	355
Costo de Transporte	kusd	10,672	-	1,169	3,973	2,343	1,671	1,419	97
Ley 20	kusd	2,134	-	234	795	469	334	284	19
Impuestos Municipales	kusd	256	-	31	51	46	44	42	42
Impuesto a la Superintendencia de Cías.	kusd	171	-	20	34	31	29	28	28
Contribución a CORPEI	kusd	84	-	9	31	19	13	11	1
Derechos superficiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización de aguas y materiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Ley Reformatoria	kusd	47,507	-	5,458	18,095	10,397	7,211	5,949	397
Amortizaciones	kusd	3,643	-	(9,497)	7,635	2,887	1,557	1,072	89
Utilidad antes de Impuestos	kusd	82,579	-	19,275	26,395	15,996	11,070	9,331	511
Participación de Trabajadores	kusd	12,072	-	2,891	3,959	2,399	1,661	1,162	-
Impuesto a la Renta	kusd	17,103	-	4,096	5,609	3,399	2,352	1,646	-
Utilidad Neta	kusd	53,404	-	12,288	16,627	10,198	7,057	6,523	511
Inversiones de Desarrollo	kusd	31,781	10,961	20,920	-	-	-	-	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	25,265	(10,661)	(18,130)	24,362	13,085	8,615	7,595	600
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	25,265							
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	18,306							
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	12,929							
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	8,727							
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	5,412							

Figura 6.3. Resultados del modelo, pozo exitoso

Flujo de Fondos - Incremental									
Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbis	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción para la venta	kbbis	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos por ventas	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de Producción	kusd	8,500	8,500	-	-	-	-	-	-
Costos de Operación	kusd	8,500	8,500	-	-	-	-	-	-
Costo de Levantamiento	kusd	8,500	8,500	-	-	-	-	-	-
Costo de Transporte	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Ley 20	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos Municipales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la Superintendencia de Cías.	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribución a CORPEI	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Derechos superficiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización de aguas y materiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Ley Reformatoria	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortizaciones	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes de Impuestos	kusd	(8,500)	(8,500)	-	-	-	-	-	-
Participación de Trabajadores	kusd	(1,275)	(1,275)	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la Renta	kusd	(1,806)	(1,806)	-	-	-	-	-	-
Utilidad Neta	kusd	(5,419)	(5,419)	-	-	-	-	-	-
Inversiones de Desarrollo	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	(5,419)	(5,419)	-	-	-	-	-	-
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	(5,419)							
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	(5,268)							
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	(5,167)							
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	(5,053)							
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	(4,947)							

Figura 6.2. Resultados del modelo, pozo seco.

Estos resultados se resumen en la siguiente tabla:

Resultado del pozo	Probabilidad	VAN @ 15% miles US\$	VE miles US\$
Productor	0,4	8.727	3.491
Seco	0,6	-5.053	-3.032
VAE del Proyecto @ 15%			459

Tabla 6.2. Resultados de evaluación – modelo determinístico

El VAE del proyecto es positivo por lo cual se debería aprobar el mismo y perforar el pozo exploratorio.

6.1.3. Resultados con el modelo estocástico

Para realizar la simulación se agregaron a las celdas de entrada las distribuciones de probabilidad que de acuerdo con cada departamento involucrado en el proyecto representan de la manera más objetiva las variables de entrada. Esta información se muestra a continuación:

Variable de entrada	Distribución
Precio WTI (usd/bbl)	Log-normal, $\mu = 62$, $\sigma = 2,7$
Var. Inversiones (%)	Triangular, mín. = -10, más probable = 0, máx. = 40
Var. costos de levantamiento (%)	Triangular, mín. = -10, más probable = 0%, máx. = 30
Costo del pozo exploratorio (kUSD)	Triangular, mín. = 8.000, más probable = 8.500, máx. = 9.000
Resultado del pozo (1 productivo / 0 seco)	$p(\text{productivo}) = 40\%$, $p(\text{seco}) = 60\%$
Reservas Recuperables (kbls)	Log-normal, P10 = 5.000, P90 = 20.000
Prod. Inicial de petróleo – pozo tipo (bppd)	Log-normal, $\mu = 1.500$, $\sigma = 100$
Costo de pozos de desarrollo (kUSD)	Triangular, mín. = 2.300, más probable = 2.500, máx. = 2.800

Tabla 6.3. Variables de entrada y distribuciones – modelo estocástico

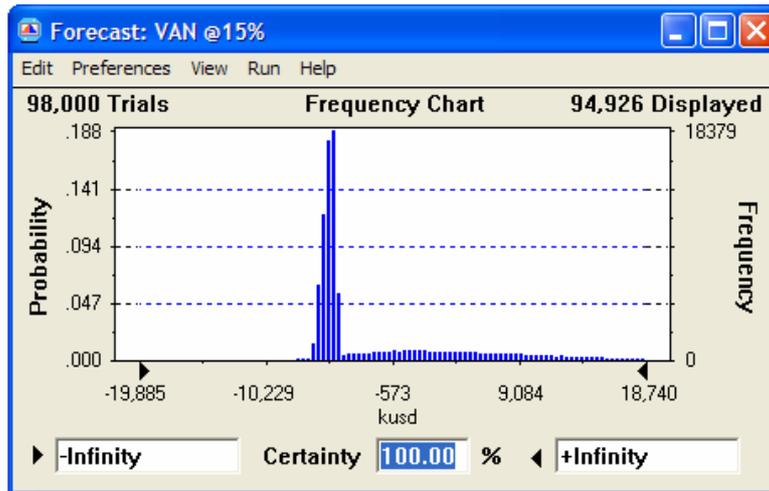
En el caso de las reservas recuperables la distribución log-normal se ingresó con los parámetros P_{10} y P_{90} . Estos valores significan que existe una probabilidad del 10% de que las reservas recuperables sean menores o iguales a 5 millones de barriles y que existe una probabilidad del 90% de que sean menores o iguales a 20 millones de barriles (10% de probabilidad de que sean mayores a este valor). Esta manera de definir la distribución es equivalente a utilizar la media ($\mu = 11.575$) y la desviación estándar ($\sigma = 6.748$).

Puesto que las reservas recuperables y la productividad inicial del pozo tipo no son constantes por las distribuciones de probabilidad, se modificó el modelo para calcular el número de pozos necesarios de acuerdo a los valores aleatorios que tomen estas variables. Esto se consigue dividiendo las reservas recuperables del campo para las reservas recuperables del pozo tipo. En forma similar, el costo de las inversiones en instalaciones de superficie varía en función del número de pozos de desarrollo puesto que existe un componente fijo y uno variable.

Como pronósticos para la simulación se escogieron el VAN del proyecto incremental y el VAN de las inversiones, ambos descontados a la tasa del 15%.

El control de precisión se configuró para la media del VAN del proyecto incremental con una precisión de 5% y con un nivel de confianza del 95%. Si no se cumple esta condición, el límite del número de ensayos es 100.000.

A continuación se muestran los resultados de la simulación:

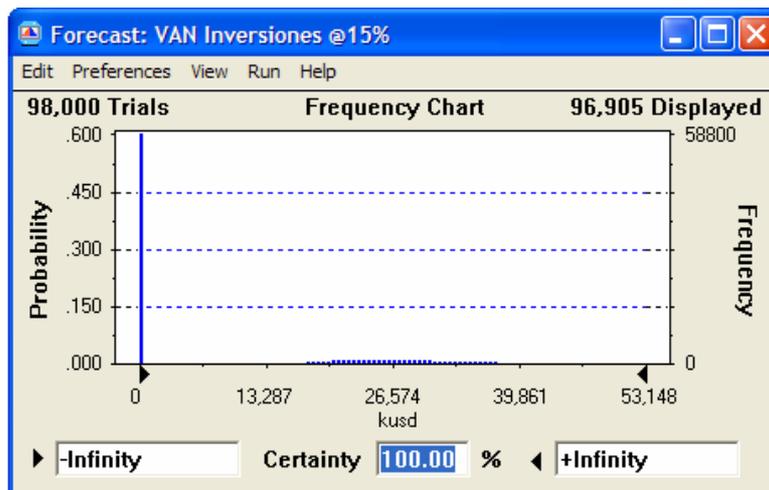


Forecast: VAN @15%

Cell D34 Statistics

Statistic	Value	Precision
Trials	98,000	
Mean	-950	4.99%
Median	-4,998	0.12%
Mode	--	
Standard Deviation	7,573	0.72%
Variance	57,347,913	
Skewness	1.87	
Kurtosis	6.30	
Coeff. of Variability	-7.97	
Range Minimum	-19,885	
Range Maximum	54,213	
Range Width	74,098	
Mean Std. Error	24.19	

* Statistics shown in color are tested for 5.00% precision at 95.00% confidence



Figuras 6.2 – 6.4. VAE, Estadísticas y VE de las inversiones

El nivel de precisión requerido se alcanzó luego de 98.000 ensayos. Se puede observar lo siguiente:

- ✓ El VAE del proyecto es negativo (US\$ -950 mil) a diferencia del resultado obtenido con el modelo determinístico. De acuerdo con el criterio de aceptación desarrollado, el proyecto debe descartarse salvo que existan otras razones para llevarlo a cabo.
- ✓ El coeficiente de variabilidad es -7,97 lo cual es coherente con el riesgo asociado a un proyecto exploratorio.
- ✓ El rango de resultados que se pueden obtener llevando a cabo el proyecto varía entre US\$ -19,9 millones y US\$ 54,2 millones.
- ✓ La probabilidad de obtener pérdidas con el proyecto es igual a 70,89%

Se efectuó adicionalmente la simulación para calcular el costo de oportunidad de la opción de invertir y se obtuvo $VE_{F0} = \text{US\$ } -1.109$ miles. Se observa lo siguiente:

- ✓ Puesto que este valor es negativo se debe descartar el proyecto, resultado que es similar al obtenido utilizando el criterio de aceptación del VAE.
- ✓ Este costo de oportunidad es menor que el VAE del proyecto ($\text{US\$ } -1.109$ miles $<$ $\text{US\$ } -950$ mil), con lo cual si existe la voluntad de llevar a cabo el proyecto es preferible invertir ahora antes que retrasarlo al año siguiente.

6.2. Ejemplo 2

6.2.1. Antecedentes

Dentro del plan de perforación del bloque para el año 2007 se prevé perforar cuatro pozos de desarrollo y se han identificado dos campos en los cuales se podría llevar a cabo este proyecto.

Luego del estudio de Ingeniería de Reservorios, se ha determinado que en el campo A es posible perforar los cuatro pozos al yacimiento M1. Sin embargo, en este campo solamente se podría perforar un pozo horizontal y los restantes serían desviados para evitar interferir en el drenado de los otros pozos en producción.

En el campo B se ha determinado que es factible perforar cuatro pozos horizontales pero al yacimiento U, ya que el yacimiento M1 de este campo está adecuadamente desarrollado con los pozos existentes.

En ambos campos existen las instalaciones de superficie necesarias para recolectar y transportar la producción hasta la planta de separación, requiriéndose únicamente la instalación de líneas de flujo, instrumentación y arrancadores eléctricos para las bombas electro-sumergibles

La producción inicial esperada de los pozos en el campo A es 2.500 bppd con 10.000 bfpd para el pozo horizontal y 1.200 bppd con 8.000 bfpd para los restantes. Con esta información y luego de realizar la simulación del yacimiento se ha obtenido el siguiente perfil de producción para este campo:

Perfil de Produccion - Campo A

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Mes	11	23	35	47	59	71
bppd	3660	2744	1901	1459	1181	992
bapd	23525	31279	32029	32564	32842	33031

Pozo Tipo: $Q_{inst} = Q_i / (1 + b \cdot D_i^t)^{1/b}$

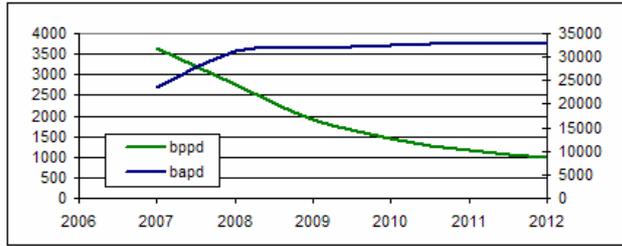


Figura 6.5. Perfil de producción del Campo A

En el caso del Campo B, la producción inicial de los pozos es 1.200 bppd con 4.000 bfpd para cada uno de ellos. La simulación del yacimiento muestra el siguiente perfil de producción:

Perfil de Produccion - Campo B

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Mes	11	23	35	47	59	71
bppd	3031	2641	1995	1634	1392	1220
bapd	9644	13370	13972	14377	14619	14791

Pozo Tipo: $Q_{inst} = Q_i / (1 + b \cdot D_i^t)^{1/b}$

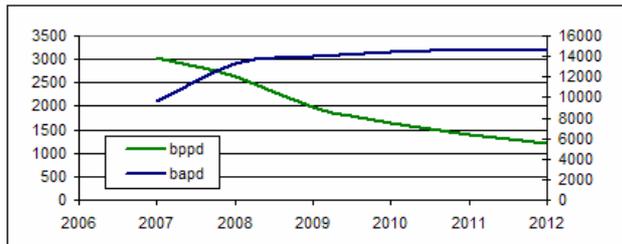


Figura 6.6. Perfil de producción del Campo B

Como se puede observar en las figuras 6.5 y 6.6, la producción inicial de los pozos del Campo A es mayor al inicio que la de los pozos del Campo B pero declina a un ritmo mayor. Adicionalmente la cantidad de agua producida en el Campo A es mucho mayor que la del Campo B. Si se decide perforar en el primero será necesario instalar bombas de inyección de agua de media y alta presión lo que representa una inversión adicional de US\$ 800 mil. Si se decide por el Campo B se requiere instalar únicamente una bomba de alta presión cuyo costo es US\$ 250 mil.

La campaña de perforación se iniciaría en enero de 2007 y se tiene previsto poner en producción cada pozo luego de ser completado. El tiempo requerido para perforar y completar cada pozo es aproximadamente un mes con lo cual el último pozo entraría a producir en mayo de 2007.

Los costos de los pozos para el Campo A incluyendo la completación son US\$ 3 millones para el horizontal y US\$ 2,5 millones para los desviados. Para el Campo B el costo de los pozos horizontales es US\$ 3,1 millones.

El monto total de las inversiones en el Campo A asciende a US\$ 11,8 millones y en el campo B a US\$ 13,1 millones, los cuales están expresados en valores corrientes al 2006. En ambos casos las inversiones en instalaciones de superficie se realizarían en 2006 y las de perforación en 2007.

Los parámetros globales para la evaluación se muestran a continuación:

Parámetro	Valor
Precio WTI	US\$62/bbl, 2006+
Escalamiento de inversiones	4%
Escalamiento de costos de levantamiento	3%
Inflación EEUU	2,5%, 2007+
Variación inversiones	0%
Variación costos de levantamiento	0%
Reservas probadas – caso base @ 31/12/05	95.000 kbbls
Saldo de inversiones por amortizar @ 31/12/05	750.000 kUSD

Tabla 6.4. Parámetros globales del modelo

Puesto que el presupuesto aprobado para este proyecto tiene un límite de US\$ 14 millones, las opciones de perforar en el Campo A o en el B son excluyentes.

6.2.2. Resultados con el modelo determinístico

Se creó un modelo de evaluación para cada caso y se obtuvieron los siguientes resultados:

Flujo de Fondos - Incremental									
Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbis	4,029	-	1,336	1,004	694	533	431	31
Producción para la venta	kbbis	2,772	-	784	745	506	381	334	23
Ingresos por ventas	kusd	109,468	-	30,942	29,401	19,967	15,057	13,178	923
Costos de Producción	kusd	93,453	-	25,140	24,344	17,408	13,779	11,992	789
Costos de Operación	kusd	50,898	-	14,179	13,289	9,325	7,283	6,424	398
Costo de Levantamiento	kusd	11,746	-	2,691	2,587	2,233	2,077	1,992	166
Costo de Transporte	kusd	6,931	-	1,959	1,862	1,264	953	834	58
Ley 20	kusd	1,386	-	392	372	253	191	167	12
Impuestos Municipales	kusd	(183)	-	(15)	(15)	(27)	(37)	(45)	(46)
Impuesto a la Superintendencia de Cías.	kusd	(122)	-	(10)	(10)	(18)	(24)	(30)	(30)
Contribución a CORPEI	kusd	55	-	15	15	10	8	7	0
Derechos superfluos	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización de aguas y materiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Ley Reformatoria	kusd	31,085	-	9,146	8,478	5,609	4,115	3,499	238
Amortizaciones	kusd	42,555	-	10,962	11,056	8,083	6,496	5,568	391
Utilidad antes de Impuestos	kusd	16,015	-	5,801	5,057	2,559	1,278	1,186	134
Participación de Trabajadores	kusd	2,204	-	870	759	384	192	-	-
Impuesto a la Renta	kusd	3,123	-	1,233	1,075	544	272	-	-
Utilidad Neta	kusd	10,688	-	3,698	3,224	1,631	815	1,186	134
Inversiones de Desarrollo	kusd	12,172	1,252	10,920	-	-	-	-	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	41,072	(1,252)	3,740	14,279	9,715	7,311	6,754	525
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	41,072							
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	34,500							
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	29,301							
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	25,131							
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	21,743							

Figura 6.7. Resultado del modelo determinístico para la opción de perforar en el Campo A

Flujo de Fondos - Incremental									
Año		TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Días de producción			365	365	366	365	365	365	31
Producción Bruta	kbbis	3,944	-	1,106	967	728	596	508	38
Producción para la venta	kbbis	2,826	-	655	731	547	446	416	31
Ingresos por ventas	kusd	111,577	-	25,880	28,858	21,612	17,596	16,415	1,215
Costos de Producción	kusd	90,954	-	20,484	23,481	17,933	14,817	13,329	910
Costos de Operación	kusd	48,087	-	11,485	12,384	9,286	7,563	6,922	446
Costo de Levantamiento	kusd	8,306	-	1,877	1,873	1,600	1,464	1,380	113
Costo de Transporte	kusd	7,065	-	1,639	1,827	1,368	1,114	1,039	77
Ley 20	kusd	1,413	-	328	365	274	223	208	15
Impuestos Municipales	kusd	(166)	-	(12)	(10)	(23)	(34)	(43)	(44)
Impuesto a la Superintendencia de Cías.	kusd	(110)	-	(8)	(6)	(15)	(22)	(29)	(29)
Contribución a CORPEI	kusd	56	-	13	14	11	9	8	1
Derechos superfluos	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilización de aguas y materiales	kusd	-	-	-	-	-	-	-	-
Ley Reformatoria	kusd	31,523	-	7,650	8,321	6,071	4,809	4,359	313
Amortizaciones	kusd	42,868	-	8,998	11,097	8,647	7,254	6,406	465
Utilidad antes de Impuestos	kusd	20,622	-	5,397	5,376	3,678	2,779	3,087	305
Participación de Trabajadores	kusd	3,048	-	810	806	552	417	463	-
Impuesto a la Renta	kusd	4,317	-	1,147	1,142	782	591	656	-
Utilidad Neta	kusd	13,257	-	3,440	3,427	2,345	1,772	1,968	305
Inversiones de Desarrollo	kusd	13,598	702	12,896	-	-	-	-	-
Flujo de Fondos Neto	kusd	42,527	(702)	(457)	14,524	10,992	9,026	8,374	770
0% VAN @ 0% al 31/12/05	kusd	42,527							
5% VAN @ 5% al 31/12/05	kusd	35,224							
10% VAN @ 10% al 31/12/05	kusd	29,504							
15% VAN @ 15% al 31/12/05	kusd	24,961							
20% VAN @ 20% al 31/12/05	kusd	21,307							

Figura 6.8. Resultado del modelo determinístico para la opción de perforar en el Campo B

El VAN de la opción de perforar en el Campo A es US\$ 25,13 millones y en el caso del Campo B es US\$ 24,96 millones. Por este motivo se escogería la primera opción para la campaña de perforación.

6.2.3. Resultados con el modelo estocástico

Para realizar la simulación se ingresaron las distribuciones de probabilidad en las entradas de cada modelo como se muestra a continuación:

Variable de entrada	Distribución
Precio WTI (usd/bbl)	Log-normal, $\mu = 62$, $\sigma = 2,7$
Var. Inversiones (%)	Triangular, mín. = -10, más probable = 0, máx. = 30
Var. costos de levantamiento (%)	Triangular, mín. = -5, más probable = 0%, máx. = 20
Producción Inicial de petróleo – pozo horizontal M1 (bppd)	Log-normal, $\mu = 2.500$, $\sigma = 100$
Producción Inicial de petróleo – pozo desviado M1 (bppd)	Log-normal, $\mu = 1.200$, $\sigma = 100$
Costo pozo horizontal M1 (kUSD)	Triangular, mín. = 2.900, más probable = 3.000, máx. = 3.300
Costo pozo desviado M1 (kUSD)	Triangular, mín. = 2.300, más probable = 2.500, máx. = 2.800

Tabla 6.5. Variables de entrada y distribuciones – modelo determinístico, opción Campo A

Variable de entrada	Distribución
Precio WTI (usd/bbl)	Log-normal, $\mu = 62$, $\sigma = 2,7$
Var. Inversiones (%)	Triangular, mín. = -10, más probable = 0, máx. = 30
Var. costos de levantamiento (%)	Triangular, mín. = -5, más probable = 0%, máx. = 20
Producción Inicial de petróleo – pozo horizontal U (bppd)	Log-normal, $\mu = 1.200$, $\sigma = 200$
Costo pozo horizontal U (kUSD)	Triangular, mín. = 2.900, más probable = 3.100, máx. = 3.300

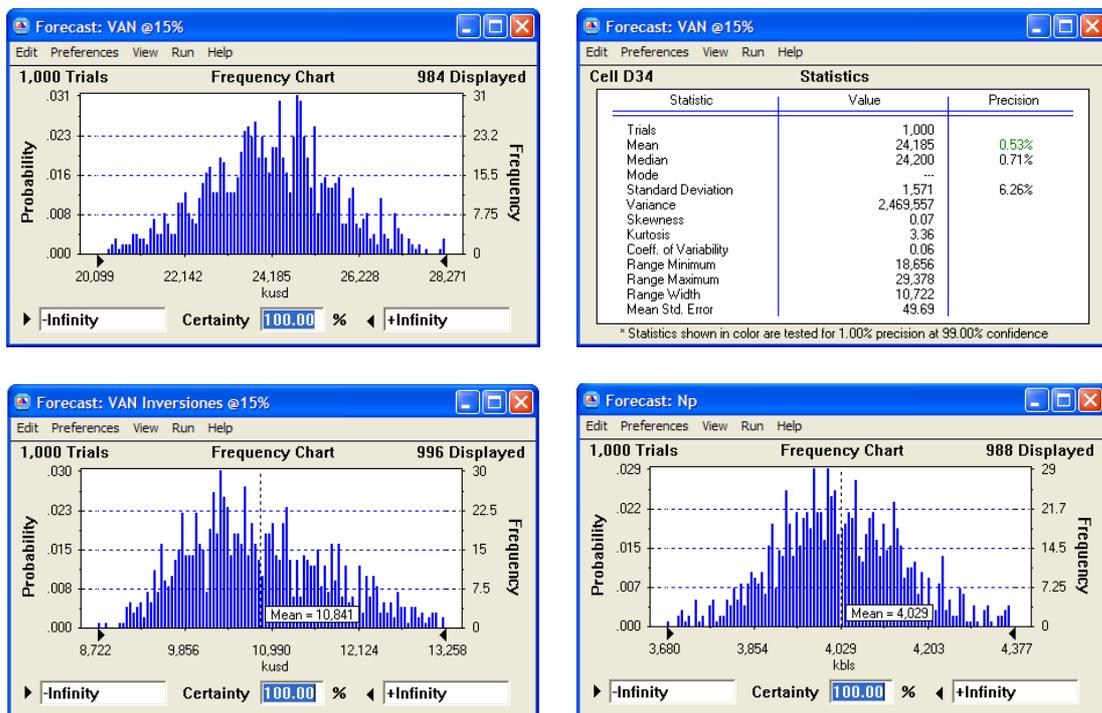
Tabla 6.6. Variables de entrada y distribuciones – modelo determinístico, opción Campo B

Los parámetros de las distribuciones de entrada para la productividad inicial de petróleo y los costos de los diferentes tipos de pozos se han obtenido de la información histórica existente.

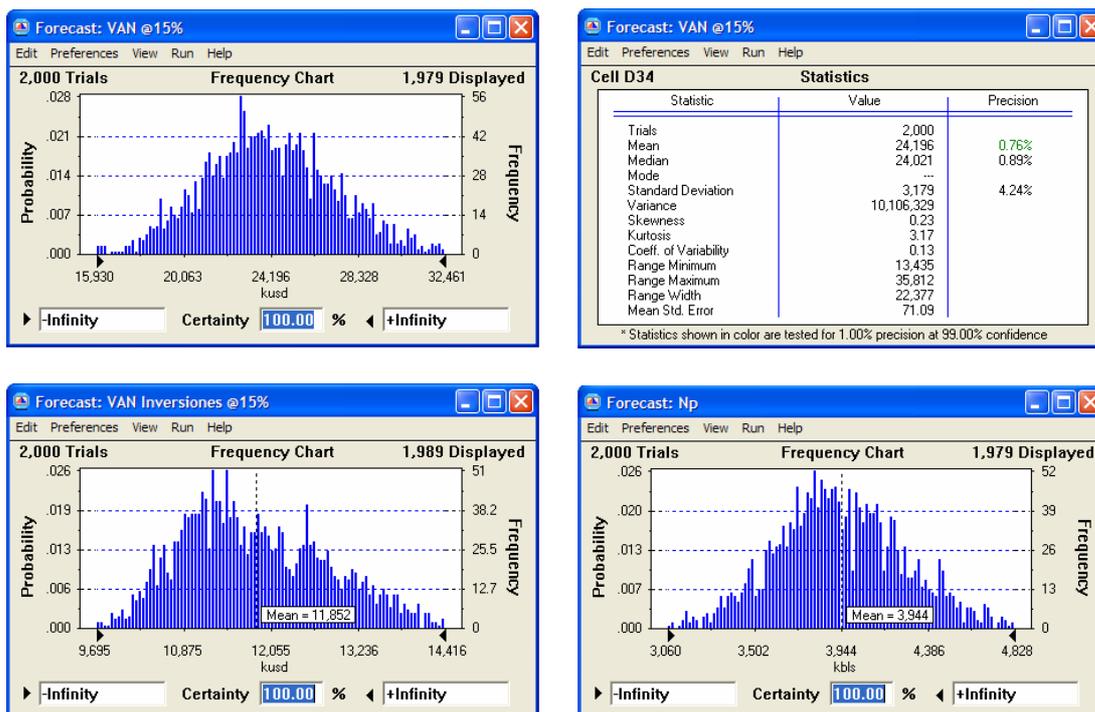
Para la simulación se escogieron como pronósticos el VAN @ 15% del proyecto incremental, el VAN @15% de las inversiones y las reservas producidas (Np).

El control de precisión se configuró para la media del VAN del proyecto incremental con una precisión de 1% y con un nivel de confianza del 99%. Si no se cumple esta condición, el límite del número de ensayos es 100.000.

Se obtuvieron los siguientes resultados:



Figuras 6.9 - 6.12. VAE, Estadísticas, VE Inversiones y VE Reservas – Opción Campo A



Figuras 6.13 - 6.16. VAE, Estadísticas, VE Inversiones y VE Reservas – Opción Campo B

Se observa lo siguiente:

- ✓ El VAE de la opción de perforar en el Campo B (US\$ 24,20 millones) es ligeramente mayor que el VAE de la opción de perforar en el Campo A (US\$ 24,19 millones).
- ✓ Utilizando los VE de las inversiones el rDROI para el caso del Campo A es 2,23 y para el caso del Campo B es 2,04.
- ✓ Tomando los valores de la desviación estándar, el coeficiente de variabilidad para la opción del Campo A es 0,06 y el de la opción del Campo B es 0,13.

Las dos opciones de inversión son factibles puesto que los VAE son positivos. Sin embargo, ya que estos valores son prácticamente iguales se escoge la opción de perforar en el Campo A puesto que la rentabilidad es mayor y el riesgo asociado con esta opción es significativamente menor.

Adicionalmente se calculó el costo de oportunidad de la opción de invertir para el caso del Campo A y se obtuvo $VE_{F0} = \text{US\$ } 21,82$ millones. Puesto que este valor es menor que el VAE anteriormente calculado es preferible invertir en el proyecto ahora antes que retrasar su ejecución.

7. CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones alcanzadas con este trabajo:

El Análisis de Decisiones considera los elementos de riesgo e incertidumbre de una forma cuantitativa y provee un medio para incorporar en forma lógica y consistente la dimensión del riesgo en una estrategia de decisión bajo condiciones de incertidumbre. La pieza fundamental del Análisis de Decisiones es el concepto de Valor Esperado, que es un método para combinar los estimados de rentabilidad con los estimados cuantitativos de riesgo a fin de obtener un criterio de decisión ajustado por riesgo.

Cualquier decisión sin importar cuan compleja puede analizarse con un árbol de decisión, sin embargo éstos son especialmente útiles cuando se quiere escoger la mejor alternativa a seguir entre varios cursos de acción posibles.

En los casos en los cuales las variables de entrada se representan con distribuciones de probabilidad continuas el análisis utilizando árboles de decisión requiere que dichas distribuciones se conviertan en aproximaciones discretas. Cuando este proceso no es fácil de realizar es preferible utilizar una técnica de simulación.

La base de la simulación es el proceso de muestreo aleatorio. Se generan muchos escenarios posibles para el proyecto y luego se analizan las distribuciones de los resultados de los ensayos. Cuando estos ensayos se realizan en número suficiente se preservan las características de las

distribuciones de probabilidad originales y se aproxima la distribución de la solución.

Existen diversas distribuciones de probabilidad que pueden utilizarse para modelar las variables de entrada de un proyecto de inversión petrolero siendo las más utilizadas la distribución log-normal, normal y triangular.

Si no existe una distribución estándar para modelar una variable siempre es posible crear una distribución a la medida o utilizar una distribución uniforme que permite al menos limitar el rango de los valores posibles que puede tomar dicha variable.

Crystal Ball es una excelente herramienta para desarrollar el modelo determinístico puesto que utiliza como base el modelo determinístico desarrollado en Excel. Se evita por tanto desarrollar un sistema nuevo y se aprovecha la facilidad de uso de esta hoja de cálculo ampliamente utilizada.

La generación de números aleatorios es una parte importante del proceso de simulación. Para que este funcione adecuadamente debe garantizarse que no existe un patrón establecido en la secuencia de números generados. Igualmente importante es el hecho que no debe utilizarse el mismo número aleatorio para muestrear todas las distribuciones de probabilidad a fin de evitar valores fijos en todas las variables.

El control de precisión es una regla efectiva para limitar el número de ensayos realizados en el proceso de simulación. Al utilizarla se garantiza que los resultados convergen hacia el valor real de la variable de salida que se está analizando utilizando el número adecuado de ensayos en el proceso de simulación.

Desde el punto de vista del Análisis de Decisiones, el VAE de un proyecto es toda la información necesaria para determinar si éste es viable o no. El criterio de aceptación establece que un proyecto puede llevarse a cabo si su VAE es positivo.

Si se selecciona la alternativa que tiene el mayor VAE entre un conjunto de alternativas mutuamente excluyentes, el valor monetario esperado de todo el portafolio de decisiones será mayor que aquel que se obtendría seleccionando una estrategia alternativa

Si existen limitaciones del capital para invertir, el rDROI permite listar los proyectos de inversión en función de su rentabilidad. El proceso consiste entonces en aceptar los proyectos más rentables hasta agotar el capital disponible.

Puesto que toda administración tiene un doble objetivo que consiste en maximizar el beneficio económico y reducir la exposición a las pérdidas, el coeficiente de variabilidad es un excelente indicador que mide el riesgo del proyecto evaluado. Combinando en un gráfico este indicador con el VAE se puede delimitar un área de aceptación/rechazo para los proyectos evaluados, misma que es particular para cada empresa y que depende de su nivel de aceptación al riesgo.

El enfoque de la opción de invertir permite calcular el costo de oportunidad de efectuar el proyecto y justificar si es conveniente invertir en el mismo dadas las condiciones actuales del entorno o esperar hasta que estas cambien.

El análisis tradicional de invertir en un proyecto si el VAN es positivo debe reformularse para incluir dentro de las inversiones el costo de oportunidad del mismo. Si los ingresos exceden a este costo total de inversión entonces es conveniente llevar a cabo el proyecto, caso contrario es preferible esperar y analizar si las condiciones cambian para llevarlo a cabo o desecharlo definitivamente.

8. BIBLIOGRAFÍA

Avinash Dixit y Robert Pindyck, *Investment Under Uncertainty*, Princeton, Princeton University Press, 1994.

Decisioneering Inc., *Crystal Ball 2000.2 User Manual*, Denver, 2001.

López, P., *Estadística, apuntes de clase del programa de Maestría en Dirección de Empresas UASB*, Quito, 1996.

Nassir Sapag y Reinaldo Sapag, *Preparación y Evaluación de Proyectos*, México, Mc-Graw Hill, 2003, 4ta ed.

Ortega, W., *Preparación y Evaluación de Proyectos, apuntes de clase del programa de Maestría en Dirección de Empresas UASB*, Quito, 2005

Paul Newendorp y John Schuyler, *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, Aurora, Planning Press, 2000, 2a ed.

Raza, F., *Costos y Presupuestos, apuntes de clase del programa de Maestría en Dirección de Empresas UASB*, Quito, 2005.

Steven Chapra y Raymond Canale, *Numerical Methods for Engineers*, Nueva York, McGraw-Hill, 2002. 4ta ed.

Schuyler, J., *Risk and Decision Analysis in Projects*, Newton Square, Project Management Institute, Inc., 2001, 2da ed.

9. ANEXOS

9.1. Anexo 1: Diagrama de flujo del modelo determinístico.

ENTRADAS	PROCESOS	SALIDAS	
Perfil de producción Caso Base (petróleo & agua)	Hoja: Producción Cálculo de producciones y participaciones	Producción anual de petróleo, Caso Base	01
Perfil de producción Proyecto (petróleo & agua)		Producción anual de fluidos, Caso Base	02
		Producción anual de petróleo, Proyecto	03
		Producción anual de fluidos, Proyecto	04
		Participación Estatal	05
		Participación de la Contratista	06
		Reservas incorporadas, Proyecto	07
01 Producción anual de petróleo, Caso Base			
02 Producción anual de fluidos, Caso Base		Inversiones escaladas Caso Base	08
03 Producción anual de petróleo, Proyecto		Inversiones escaladas Proyecto	09
04 Producción anual de fluidos, Proyecto	Hoja: Costos Cálculo de costos de levantamiento	Costos de levantamiento escalados, Caso Base	010
Inversiones Caso Base		Costos de levantamiento escalados, Proyecto	011
Inversiones Proyecto		Tarifa de Transporte OCP	027
Tarifa de Transporte OCP			
Saldo de Inversiones por amortizar, Caso Base			
Reservas iniciales, Caso Base		Amortizaciones anuales, Caso Base	012
07 Reservas incorporadas, Proyecto	Hoja: Amortizaciones Cálculo de amortizaciones Cálculo de Activos netos	Amortizaciones anuales, Caso Base + Proyecto	013
01 Producción anual de petróleo, Caso Base		Activos netos, Caso Base	014
03 Producción anual de petróleo, Proyecto		Activos netos, Caso Base + Proyecto	015
08 Inversiones escaladas Caso Base			
09 Inversiones escaladas Proyecto			
Historicos de precios WTI		Historicos de precios WTI	016
Historicos de precios Oriente	Hoja: Historicos	Historicos de precios Oriente	017
Historicos de precios Napo		Historicos de precios Napo	018
Historicos AOC		Historicos AOC	019
016 Historicos de precios WTI			
017 Historicos de precios Oriente	Hoja: Regresiones Cálculo de coeficientes de correlacion	Coefficientes de correlacion, WTI vs Oriente	020
018 Historicos de precios Napo		Coefficientes de correlacion, Oriente vs Napo	021
019 Historicos AOC		Coefficientes de correlacion, Napo vs AOC	022
Perfil de precios WTI			
Calidad de crudos (Napo, Oriente, B16)		Precio Crudo Oriente	023
Inflacion estimada EEUU	Hoja: Precio Cálculo de precios de crudos Cálculo de Participación adicional del Estado	Precio Crudo Napo	024
020 Coeficientes de correlacion, WTI vs Oriente		Precio Crudo B16	025
021 Coeficientes de correlacion, Oriente vs Napo		Participación Adicional del Estado	026
022 Coeficientes de correlacion, Napo vs AOC			
027 Tarifa de Transporte OCP			
025 Precio Crudo B16			
06 Participación de la Contratista	Hoja: Flujo de Fondos Caso Base Cálculo del flujo de fondos neto Cálculo del VAN	Flujo de fondos neto, Caso Base	028
010 Costos de levantamiento escalados, Caso Base		VAN Caso Base	029
012 Amortizaciones anuales, Caso Base			
026 Participación Adicional del Estado			
08 Inversiones escaladas Caso Base			
027 Tarifa de Transporte OCP			
025 Precio Crudo B16			
06 Participación de la Contratista	Hoja: Flujo de Fondos Caso Base + Proyecto Cálculo del flujo de fondos neto Cálculo del VAN	Flujo de fondos neto, Caso Base + Proyecto	030
010 Costos de levantamiento escalados, Caso Base		VAN Caso Base + Proyecto	031
011 Costos de levantamiento escalados, Proyecto			
013 Amortizaciones anuales, Caso Base + Proyecto			
026 Participación Adicional del Estado			
08 Inversiones escaladas Caso Base			
09 Inversiones escaladas Proyecto			
028 Flujo de fondos neto, Caso Base	Hoja: Flujo de Fondos Proyecto Cálculo del flujo de fondos neto Cálculo del VAN	Flujo de fondos neto, Proyecto	030
030 Flujo de fondos neto, Caso Base + Proyecto		VAN Proyecto	031