



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ADMINISTRACIÓN DE PORTAFOLIOS EN
PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
DE HIDROCARBUROS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
JORGE IVÁN RUIZ GASTÈLUM

DIRECTOR DE TESIS
INGENIERO ULISES NERI FLORES



CIUDAD UNIVERSITARIA

ENERO 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos y dedicatorias.

A ti **MAMA** por todo tu esfuerzo y coraje que demostraste en la difícil tarea de ser madre y padre a la vez, por sacarme adelante sin importar el tamaño del obstáculo, por enseñarme que la vida es de lucha constante, por enseñarme que lo importante no es nunca caerte sino levantarte una vez que te caes, por enseñarme a ser una persona de bien, por todos tus consejos y por todas tus palabras de aliento, pero sobre todo, por todo tu amor, **GRACIAS**.

A ti **TIO ALEJANDRO** por que sin tu apoyo las cosas hubieran sido muy difíciles. **GRACIAS** por haber estado al pendiente en todo momento tanto de mi madre como de mí.

A **MI FAMILIA** que también se sienten orgullosos por este logro, **GRACIAS**.

A mis hermanos **LUIS GABRIEL VILLAFANA, LUKASZ WOZAKOWSKY y FEDERICO PANZERA** por creer en mí y apoyarme pero principalmente por compartir conmigo los mismos sueños y anhelos.

A mis grandes amigas **DIANA Y GEORGINA LLANAS, ISADORA y ALIDA MIRANDA, URSULA Y JIMENA GARCIA** por todos los gestos de afecto y cariño.

A **ERIQUE ENRIQUEZ AREGULLIN V.** por ser siempre un gran amigo y acompañarme a lo largo de mi paso por la facultad.

A **CAROLINA CORTES** por su amistad incondicional y por estar conmigo en los momentos difíciles.

A ti **JUAN CARLOS SABIDO** por brindarme tu apoyo y tu valiosa amistad, pero sobre todo gracias por ser un ejemplo de lucha y coraje.

A **RICARDO CHAGOYA, WALTER SCOTT, CHRISTIAN PEREZ GIL y MYRNA MORONES** por compartir conmigo sus grandes deseos de triunfo.

A mis **AMIGOS y COMPAÑEROS** de la facultad Tania Tovar, Ricardo Inares, Juan Carlos Don Lucas, Ricardo Ambriz, Iván Contreras, Oscar Santiesteban, Rogelio Álvarez Rayas, Jonathan Huerta Bravo, Estefany Sánchez, Ricardo Serrano Alquicira, Gabriela Jiménez Meneses, David Guzmán Arévalo y a todos aquellos que sin querer no menciono pero que de alguna u otra manera me acompañaron a lo largo de esta etapa de mi vida, **GRACIAS**.

Al **INGENIERO ULISES NERI FLORES** por confiar en mí y darme la oportunidad de realizar este trabajo, el cual se que es el punto de partida para lograr una vida llena de éxito y satisfacciones, **GRACIAS**.

A los ingenieros **MARIO BECERRA CEPEDA, JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA, GUILLERMO TREJO REYES E IGNACIO CASTRO CHAVEZ** por aceptar ser parte de mi jurado y enriquecer este trabajo con sus observaciones, pero principalmente, les doy las gracias, por todas sus enseñanzas y consejos.

A **DANIEL GONZALES, ALEJANDRO MAR, SAMUEL CAMACHO, JOSE RODRIGUES, MELISSA GARCIA, ARMANDO VELAZQUEZ, ERIKA IMAI, RODRIGO ORANTES** por todas sus atenciones durante este proceso, **GRACIAS**.

Al **SR. GABRIEL ALVIGINI** por la confianza que ha depositado en mí y su apoyo para continuar con mi desarrollo profesional.

A la **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO** mi alma mater por haberme abierto las puertas permitiéndome así estudiar una carrera de excelencia, pero sobre todo por la gran oportunidad de superación personal que me ha brindado, **GRACIAS**.

Finalmente quiero hacer una mención especial para compañía **SCHLUMBERGER** por haberme facilitado la realización de este trabajo.

Índice.

Índice de figuras.	I
Índice de tablas.	III
Introducción.	1
Capítulo 1 Clasificación de reservas y pronósticos de producción.	4
1.1 Conceptos básicos y clasificación de las reservas.	5
1.1.1 Volumen original de hidrocarburos.	5
1.1.2 Recursos petroleros.	5
1.1.3 Volumen original de hidrocarburos total.	5
1.1.4 Volumen original de hidrocarburos no descubierto.	6
1.1.5 Volumen original de hidrocarburos descubierto.	6
1.1.6 Recursos prospectivos.	6
1.1.7 Recursos contingentes.	6
1.1.8 Reservas.	7
1.1.8.1 Reservas probadas.	7
1.1.8.2 Reservas desarrolladas.	8
1.1.8.3 Reservas no desarrolladas.	9
1.1.8.4 Reservas no probadas.	9
1.1.8.5 Reservas probables.	9
1.1.8.6 Reservas posibles.	10
1.1.8.7 Reservas técnicas	11
1.2 Fundamentos de los pronósticos de producción.	12
1.2.1 Métodos Volumétricos.	12
1.2.1.1 Ejemplo de cálculo volumétrico.	15
1.2.2 Método de Balance de Materia.	17
1.2.2.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales empleadas por el método de Balance de Materia.	17
1.2.2.2 Ejemplo de cálculo con el método de Balance de Materia.	23
1.2.3 Método de Curvas de Declinación.	25
1.2.3.1 Tipos de declinación a partir de la expresión general.	26
1.2.3.2 Ejemplo de cálculo.	29
1.2.4 Método de Simulación Matemática.	32
Capítulo 2 Evaluación económica de proyectos (determinista).	34
2.1 Definición de proyecto.	34
2.2 Unidad de inversión.	35
2.3 Estudio de mercado de hidrocarburos.	38
2.4 Análisis técnico.	38
2.5 Análisis económico financiero	38
2.6 Evaluación económica	38
2.7 Variables que intervienen en la evaluación.	39
2.7.1 Generación y determinación de Precios de hidrocarburos.	40
2.7.2 Determinación de la producción.	41
2.7.3 Costos.	45

2.7.4 Inversiones en los proyectos.	47
2.8 Indicadores económicos.	48
2.8.1 Valor presente neto.	48
2.8.2 Tasa interna de retorno.	50
2.8.3 Relación Beneficio-Costo (B/C).	52
2.8.4 Periodo de recuperación de la inversión.	53
2.8.5 Limite económico (LE).	54
2.9 Ejemplos de Evaluación económica de proyectos.	56
2.10 Aplicación de evaluación determinística con el uso de software especializado.	71
2.11 Comentarios acerca del uso del software.	75
Capítulo 3 Evaluación económica probabilista de proyectos.	76
3.1 Conceptos teóricos de probabilidad y estadística.	77
3.1.1 Probabilidad.	77
3.1.2 Estadística.	79
3.1.3 Medidas de tendencia central.	79
3.1.3.1 Ejemplo de cálculo en la determinación de las medidas de tendencia central.	81
3.1.4 Medidas de dispersión.	82
3.1.4.1 Ejemplo de cálculo en la determinación de las medidas de dispersión.	84
3.1.5 Distribuciones de probabilidad.	84
3.1.7 Teorema del limite central.	95
3.2 Diagrama de Tornado.	95
3.3 Árboles de decisión.	97
3.4 Simulación de Monte Carlo.	100
3.5 Metodología de evaluación probabilística de proyectos.	102
3.5.1 Análisis de sensibilidad.	102
3.5.2 Análisis de decisión.	102
3.5.3 Análisis de riesgo.	103
3.6 Ejemplo de evaluación económica probabilista.	106
3.7 Aplicación de evaluación probabilista con el uso de Software especializado.	113
3.8 Comentarios acerca del uso del software.	119
Capítulo 4 Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.	120
4.1 La planeación corporativa en la administración de portafolios.	121
4.2 Flujo de trabajo en la administración de portafolios.	122
4.3 Evaluación económica.	123
4.4 Validación.	123
4.5 Consolidación.	124
4.6 Decisiones estratégicas.	124
4.6.1 Objetivos.	125
4.6.2 Restricciones o metas.	126
4.6.3 Reglas del negocio.	126
4.7 Teoría de la cartera.	127

4.8 Optimización.	132
4.9 Métodos de optimización.	134
4.9.1 Ordenar y cortar (first-order rank and cut).	134
4.9.2 Programación lineal (Linear program solvers).	136
4.9.3 Algoritmo Genético.	142
4.9.3.1 Aplicación del algoritmo genético en la optimización de carteras de proyectos.	144
4.10 Análisis estratégico (Análisis de los portafolios).	151
4.11 Aversión al riesgo.	151
4.12 Comparación de los portafolios con los niveles objetivo.	152
4.13 Teoría de las preferencias.	154
4.14 Planes corporativos posibles.	156
4.15 Plan corporativo remitido para aprobación.	156
4.16 Aplicación de la administración en portafolios de proyectos a una base real mediante la aplicación de software especializado.	158
4.17 Comentarios acerca del uso del software.	169
Conclusiones y recomendaciones.	170
Bibliografía.	172

Índice de figuras.

Capítulo 1 Clasificación de reservas y pronósticos de producción.

Figura 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.	7
Figura 1.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.	11
Figura 1.3 Gráfico de la declinación de tipo exponencial.	30
Figura 1.4 Predicción de la declinación.	31
Figura 1.5 Simulación de un yacimiento.	33

Capítulo 2 Evaluación económica de proyectos (determinista).

Figura 2.1 Esquema del proceso de evaluación de proyectos.	35
Figura 2.2 Tipos de unidades de inversión a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento.	37
Figura 2.3 Clasificación de las unidades de inversión.	37
Figura 2.4 Predicción de la declinación.	42
Figura 2.5 Declinación de tipo armónica.	44
Figura 2.6 Comportamiento económico en un proyecto de inversión.	47
Figura 2.7 VPN en función de la tasa de descuento.	49
Figura 2.8 Periodo de recuperación de la inversión.	54
Figura 2.9 Límite económico.	55
Figura 2.10 Tendencia del precio de barril de petróleo.	57
Figura 2.11 Logaritmo natural del gasto.	58
Figura 2.12 Declinación de la producción con SABM.	58
Figura 2.13 Comportamiento del precio de barril de petróleo.	63
Figura 2.14 Pronóstico de producción anterior al pozo intermedio.	64
Figura 2.15 Pronóstico de producción posterior al pozo intermedio.	65
Figura 2.16 Gráfico de la producción incremental.	66
Figura 2.17 Tendencia en el costo del barril de petróleo.	67

Capítulo 3 Evaluación económica probabilista de proyectos.

Figura 3.1 Medidas de tendencia central.	81
Figura 3.2 Función de densidad de probabilidad.	85
Figura 3.3 Distribución de probabilidad para la porosidad.	89
Figura 3.4 Distribución de probabilidad acumulada.	90
Figura 3.5 Distribución de probabilidad acumulada.	91
Figura 3.6 Distribución normal.	92
Figura 3.7 Distribución Lognormal	93
Figura 3.8 Diagrama de tornado.	96
Figura 3.9 Árbol de decisiones para la compra de bloques.	97
Figura 3.10 Árbol de decisión.	99
Figura 3.11 Esquema del análisis de Monte Carlo.	100
Figura 3.12 Evaluación económica con simulación de Monte Carlo.	104
Figura 3.13 Gráfico del Análisis de sensibilidad.	108
Figura 3.14 Análisis de decisión.	109
Figura 3.15 Distribución de probabilidad acumulada.	111

Capítulo 4 Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Figura 4.1 Planeación corporativa.	120
Figura 4.2 Proceso de la Administración en portafolios.	121
Figura 4.3 Evaluación Probabilista de proyectos.	122
Figura 4.4 Decisiones estratégicas.	122
Figura 4.5 Gráfico de Flujo de fondos (niveles objetivo).	124
Figura 4.6 Gráfico de Producción (niveles objetivo).	125
	130

Figura 4.7 “Frontera de la eficiencia” (valor vs. riesgo).	131
Figura 4.8 Gráfico de comparación entre niveles objetivo y rendimiento real.	131
Figura 4.9 Gráfico de comparación entre niveles objetivo y rendimiento real.	132
Figura 4.10 Comparación entre niveles objetivo, rendimiento real y cartera optimizada.	132
Figura 4.11 Comparación entre niveles objetivo, rendimiento real y cartera optimizada.	139
Figura 4.12 Solución grafica del problema.	142
Figura 4.13 Esquema general de un algoritmo genético.	143
Figura 4.14 Generación de carteras por simulación de Monte Carlo.	144
Figura 4.15 Evaluación de la población inicial.	144
Figura 4.16 Selección de los mejores portafolios.	145
Figura 4.17 Algoritmo genético (criterio de detención).	146
Figura 4.18 Representación de las carteras como eslabones de proyectos.	146
Figura 4.19 Operador de cruce.	147
Figura 4.20 Algoritmo genético (operador de cruce).	147
Figura 4.21 Mutación.	148
Figura 4.22 Algoritmo genético completo.	148
Figura 4.23 Carteras definidas en el dominio del valor y riesgo.	149
Figura 4.24 Portafolios situados en la frontera de la eficiencia.	151
Figura 4.25 Zona de riesgo aceptada.	152
Figura 4.26 Comparación entre los niveles objetivo y la base optimizada.	152
Figura 4.27 Comparación entre los niveles objetivo y la base optimizada.	154
Figura 4.28 Curva teórica de las preferencias de un individuo.	155
Figura 4.29 Planes corporativos.	156
Figura 4.30 Plan corporativo remitido para aprobación.	

Índice de tablas

Capítulo 1 Clasificación de reservas y pronósticos de producción.

Tabla 1.1 Gasto de aceite.	29
Tabla 1.2 Logaritmo natural del gasto de aceite.	29
Tabla 1.3 Pronóstico de producción.	30

Capítulo 2 Evaluación económica de proyectos (determinista).

	41
Tabla 2.1 Gasto de aceite.	42
Tabla 2.2 Logaritmo natural del gasto de aceite.	43
Tabla 2.3 Gasto de aceite.	43
Tabla 2.4 Declinación armónica.	44
Tabla 2.5 Pronóstico de producción.	56
Tabla 2.6 Precio del barril de petróleo.	57
Tabla 2.7 Gasto de aceite.	59
Tabla 2.8 Análisis económico financiero.	60
Tabla 2.9 Evaluación económica.	62
Tabla 2.10 Precio del barril de petróleo.	63
Tabla 2.11 Gasto de aceite anterior al pozo intermedio.	64
Tabla 2.12 Gasto de aceite posterior a la perforación del pozo intermedio.	65
Tabla 2.13 Producción incremental.	67
Tabla 2.14 Costo en dólares por la extracción de barril de petróleo.	68
Tabla 2.15 Análisis económico financiero anterior a la perforación del pozo intermedio.	69
Tabla 2.16 Análisis económico financiero posterior a la perforación del pozo intermedio.	70
Tabla 2.17 Evaluación económica del proyecto.	

Capítulo 3 Evaluación económica probabilista de proyectos.

	79
	80
Tabla 3.1 Medidas de tendencia central.	82
Tabla 3.1 Distribución de la porosidad en un estudio a 56 núcleos.	85
Tabla 3.3 Medidas de dispersión.	88
Tabla 3.4 Distribución de la probabilidad para el numero de pozos exitosos.	89
Tabla 3.6 Distribución de la porosidad en un análisis realizado a 45 núcleos.	90
Tabla 3.7 Distribución de frecuencias.	95
Tabla 3.8 Distribución de frecuencias acumuladas.	107
Tabla 3.8 Escenarios que presentan las variables.	110
Tabla 3.9 Escenarios que presentan las variables del proyecto.	110
Tabla 3.10 Recompensa y probabilidades que presenta el proyecto.	118
Tabla 3.11 Recompensa y probabilidad acumulada.	
Tabla 3.12 Resultados de la evaluación con software.	

Capítulo 4 Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

	123
	125
	127
Tabla 4.1 Proyectos consolidados.	128
Tabla 4.2 Reglas del negocio.	133
Tabla 4.3 Características mostradas por los proyectos.	134
Tabla 4.4 Diversificación de la inversión.	134
Tabla 4.5 Atributos económicos de los proyectos.	157
Tabla 4.6 Jerarquización de proyectos por VPN.	158
Tabla 4.6 Jerarquización de proyectos por B/C.	159
Tabla 4.7 Oportunidades de inversión.	160

Tabla 4.8 Resultados de la evaluación determinística de los proyectos.	160
Tabla 4.9 Jerarquización de los proyectos por VPN.	160
Tabla 4.10 Cartera sugerida por la practica convencional.	
Tabla 4.11 Atributos del portafolio sugerido.	
Tabla 4.12 Comparación de los niveles objetivo con los atributos de la cartera sugerida.	

Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Introducción:

En los últimos años las necesidades de optimizar la producción de hidrocarburos maximizando los beneficios económicos para las compañías petroleras a lo largo del mundo ha traído como consecuencia el desarrollo de nuevas tecnologías, estrategias, técnicas y métodos. Día con día las empresas petroleras de exploración y producción centran sus esfuerzos en generar ideas que culminen en aplicaciones que permitan emplear de manera eficiente los recursos “escasos” con los que se cuentan, y así obtener los mayores beneficios económicos con la mayor probabilidad de éxito. Sin embargo, en cuestiones administrativas lo anterior parece no aplicar del todo, ya que normalmente la mayoría de las empresas basan sus decisiones respecto al plan corporativo a seguir, en la experiencia y en el sentido común más que en un análisis matemático bien fundamentado. Esto se ve reflejado al mirar dentro del rendimiento del negocio y darse uno cuenta de la brecha que existe entre los objetivos y lo obtenido realmente.

La práctica común es que la compañía, sin considerar riesgo e incertidumbre dentro de los cálculos, primero clasifique los proyectos por su valor presente neto (VPN) a una tasa de descuento determinada, o mediante alguna otra medida de valor y a continuación inicie los proyectos que se ajusten a su presupuesto de inversiones. Este hecho difícilmente será capaz de alcanzar los niveles objetivo como son: las ganancias, la producción, la incorporación de reservas, entre otros, fijados por los corporativos de las compañías, puesto que la cartera ha sido concebida bajo una sola métrica de valor ajustada simplemente al presupuesto, dejando de lado múltiples parámetros de medición que deben ser resueltos de manera simultánea.

La administración en portafolios de proyectos es una nueva concepción, fundamentada en la planeación, que impacta directamente en la disminución de los problemas potenciales en el rendimiento del negocio, acotando la brecha existente entre los objetivos y lo obtenido realmente, ya que en el proceso se busca integrar la cartera de inversiones bajo múltiples parámetros de medición y de manera diversificada contemplando en ésta un conjunto mixto de proyectos (planes de producción, planes de desarrollo, planes de incorporación de reservas, planes de adquisición, entre otros) al mismo tiempo que se modelan parámetros inciertos. A si mismo, la integración de la cartera con proyectos diversificados tanto en inversión como en oportunidades permite disminuir sustancialmente el riesgo de fracaso, debido a la ponderación de éste, es decir, este proceso busca minimizar el riesgo para cualquier nivel de retorno esperado con la finalidad de asumir proyectos de mayor envergadura, como son los de exploración, incorporación de reservas o incluso algunos correlacionados positivamente, ya

que si bien presentan altos niveles de incertidumbre, de resultar exitosos permitirán a las compañías alcanzar o incluso superar esos tan anhelados “niveles objetivo”.

En este contexto, la administración de portafolios busca el equilibrio requerido por las empresas entre valor-riesgo, fundamentando su metodología en la planeación corporativa y tanto en el análisis estadístico como probabilístico incluyendo de manera integral dentro de sus cálculos los riesgos e incertidumbres inherentes al negocio petrolero, brindando bases bien cimentadas y justificadas a las gerencias y corporativos de las compañías para realizar la toma de decisiones.

De manera general, la administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación sigue cuatro pasos: primero, reunir y evaluar el conjunto de proyectos que podrían incluirse en una cartera.

Segundo paso, las estrategias de negocios se definen en términos de requisitos económicos, estratégicos y físicos de la cartera. Las limitaciones se pueden definir en términos de costo máximo de capital, producción mínima, mínimo incremento de las reservas, o cualquier otro parámetro de medición estratégico. Otros factores, tales como la disponibilidad de equipos de perforación, la distribución geográfica de los activos en la estrategia corporativa y las obligaciones contractuales, pueden incluirse como limitaciones.

El tercer paso combinar grupos de proyectos para crear carteras, luego comparar y analizar los resultados, con la finalidad de elegir aquella que sea óptima.

Y por último, el cuarto paso la elaboración del plan de trabajo, apruebo, ejecución y monitoreo.

Sin embargo, optimizar un conjunto de activos modelando incertidumbre y riesgo al mismo tiempo que se satisfacen múltiples parámetros de medición no es tarea fácil, por lo que diversas compañías y consultores se han dado a la tarea de desarrollar una serie de métodos de conformación, análisis y optimización de las carteras de activos, incluidos programas de cómputo que ayudan a clasificar las inversiones, seleccionar los proyectos y predecir la probabilidad de éxito de la cartera; entre éstos destacan: “el análisis de la frontera de eficiencia”, diseñado originalmente para analizar carteras de inversiones financieras, el cual ha sido adaptado exitosamente a los problemas de la industria del petróleo, “la programación lineal”, ésta proporciona soluciones optimizadas para una amplia gama de problemas de negocios y otra herramienta aun más poderosa con un gran potencial para compilar carteras candidatas es el “algoritmo genético”, el cual es un optimizador que tiene la capacidad de manejar problemas altamente no lineales, permitiendo así, satisfacer múltiples parámetros de medición al mismo tiempo que minimiza el riesgo y maximiza el valor.

En este contexto, esta tesis presenta dos objetivos el primero de estos es describir y analizar a fondo el proceso y el flujo de trabajo involucrado en esta nueva

estrategia administrativa y el segundo es, que además, pueda servir como guía y apoyo a cualquier persona interesada en la administración y planeación del negocio petrolero bajo esta nueva concepción.

En los capítulos correspondientes a esta tesis se estudiará y analizará minuciosamente todo el proceso involucrado dentro del flujo de trabajo de la administración de portafolios, desde la determinación y clasificación de las reservas, la evaluación económica de los proyectos en forma individual, hasta la conformación, el análisis y la elección del portafolio definido en el dominio del valor y riesgo; además con el objetivo de asimilar y reforzar el conocimiento adquirido, en cada capítulo serán presentados ejemplos prácticos resueltos tanto de forma manual como con la aplicación de los módulos pertenecientes a un Software comercial de Evaluación Económica Petrolera.

Finalmente con la intención de validar y consolidar lo expuesto, al término de este trabajo se realiza la optimización de una cartera de proyectos usando la base real de una compañía de exploración y producción y el modulo correspondiente del mencionado software.

Capítulo 1

Clasificación de reservas y pronósticos de producción.

Para una compañía de exploración y producción resulta de carácter prioritario además de estratégico la determinación y clasificación de las reservas de hidrocarburos con las que cuenta, ya que con base en estas, las compañías pueden respaldar su valor, ante los inversionistas y socios, como empresas petroleras capaces de generar ganancias, obteniendo así, el acceso a créditos y a financiamientos para la puesta en marcha de sus proyectos, en otras palabras, las reservas son la garantía de una compañía petrolera, basta con decir que en esta industria para que un determinado monto de capital sea asignado a un proyecto es por que con anterioridad se determinó que existía una buena posibilidad de obtener económicamente una acumulación de hidrocarburos. Por ejemplo, la perforación de un pozo de exploración es aprobada por el corporativo de una compañía si y solo si antes se determinó, cuantificó y clasificó un volumen existente del energético en ese lugar, es decir, en esta industria los proyectos son validados a través de la determinación y cuantificación de las reservas.

Esta es la razón por la que distintas organizaciones gremiales y de seguridad como son: la Securities and Exchange Comisión (SEC) entidad encargada de regular los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de Norteamérica , la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC) y la asociación de profesionales American Association of Petroleum Geologists (AAPG), se dieron a la tarea de sentar las bases y los lineamientos para llevar a cabo una clasificación estándar que permitiera realizar comparaciones entre éstas y que fuera aplicable a nivel mundial. El resultado, obtenido, fue una clasificación que ubica a las reservas de acuerdo al nivel de incertidumbre y riesgo tanto técnico como económico que representa su recuperación.

Las ventajas de este proceso de normalización, es decir, de aplicar definiciones empleadas en el mundo entero, más allá de las naturales comparaciones, permite establecer procesos de trabajo auditables que generan magnitudes y clasificaciones de reservas, también auditables. Esto garantiza certidumbre y transparencia tanto en el volumen de reservas reportado como en los procedimientos empleados en su estimación.

En este contexto, el primer capítulo de este trabajo tiene como objetivo estudiar los fundamentos y conceptos básicos en los cuales tiene sustento la clasificación de las reservas, ya que como hemos visto de manera explícita estas tienen una connotación económica en su definición que afecta directamente la viabilidad de un proyecto que pretenda la recuperación de las mismas, debido a que un proyecto, para poder ser puesto en marcha debe demostrar rentabilidad bajo condiciones de precios y operaciones actuales, por lo que se recomienda que la

evaluación de las reservas sea realizada partiendo de la mayor cantidad de información técnica disponible consistente en datos sísmicos, petrofísicos, geológicos, de comportamiento de yacimientos, de producción y otros, así como la integración, en la evaluación, de información de tipo económica.

Posteriormente, una vez que se conozcan los criterios de clasificación, se estudiarán los métodos mediante los cuales es posible realizar la cuantificación y la estimación de una posible recuperación de estas reservas; ya que la determinación de la magnitud de estas es una de las principales consideraciones para elaborar una estrategia de negocios de cualquier empresa petrolera que pretenda integrar una cartera de inversiones rentable, orientada a generar el máximo beneficio económico al menor riesgo.

A continuación se presentan las definiciones y conceptos básicos recomendados, por las sociedades de expertos, que muestran con toda claridad los elementos necesarios para realizar la clasificación económica del energético.

1.1 Conceptos básicos y clasificación de las reservas.

1.1.1 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Se expresa también a condiciones de superficie.

1.1.2 Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estimaron en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

1.1.3 Volumen original de hidrocarburos total

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y disponibilidad de datos. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables si por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren, o si datos adicionales son adquiridos.

1.1.4 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recurso prospectivo.

1.1.5 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad estimada de hidrocarburos, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. Asimismo, la parte que es recuperable, dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

1.1.6 Recursos prospectivos

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos esta basada en información geológica y geofísica del área en estudio y en analogías con las áreas de volumen original de hidrocarburos descubiertos.

1.1.7 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, entre otras.

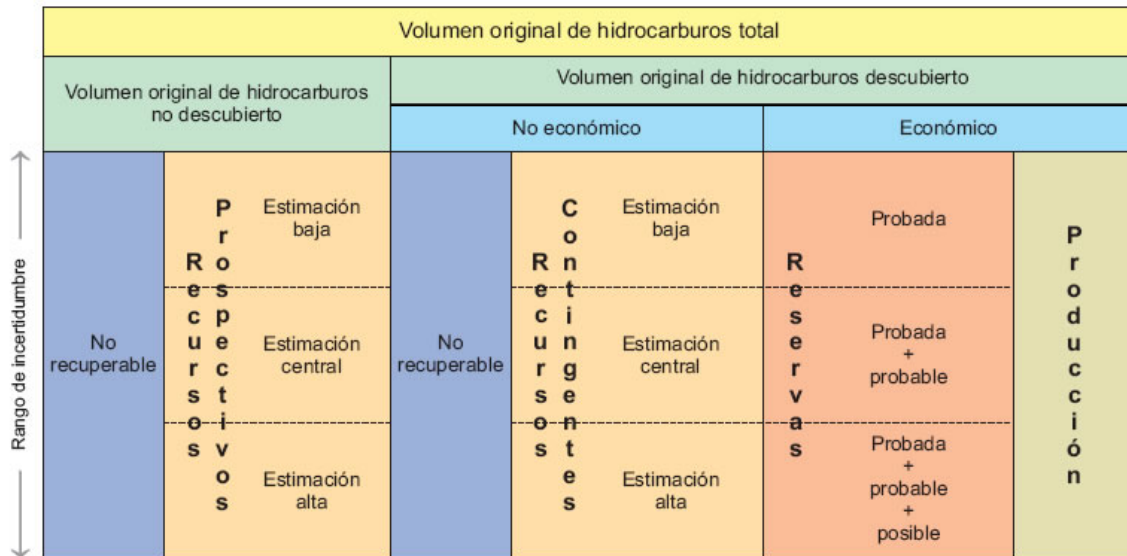


Figura 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

1.1.8 Reservas

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo las actuales condiciones económicas; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas. En general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

1.1.8.1 Reservas probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido

identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluyen la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos sean recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento esta apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o el yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio esta impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcionen evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto esta basado.

1.1.8.2 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de

inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso este instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores.

1.1.8.3 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente alto para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior implica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

1.1.8.4 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

1.1.8.5 Reservas probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aun no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.

Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.

Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.

Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificados como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

1.1.8.6 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- Reservas adicionales por perforación intermedia que esta sujeta a incertidumbre técnica.
- Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto esta planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.
- Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio esta estructuralmente más baja que el área probada.

Cabe destacar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo, a medida que se cuenta con mayor y mejor información.

De esta manera, una vez que hemos estudiado los criterios internacionales tanto técnicos como económicos para realizar la clasificación de las reservas, resulta posible analizar los métodos mediante los cuales es factible realizar la cuantificación y la estimación de una posible recuperación de hidrocarburos e interpretar y clasificar estos pronósticos de producción, manteniendo siempre presente que la importancia de conocer la magnitud de estas radica en la

seguridad y confianza que brindan tanto a inversionistas como a empresarios, para elaborar una estrategia de negocios, que pretenda integrar una cartera de inversiones rentable orientada a generar el máximo beneficio económico al menor riesgo, no solo al corto plazo sino también a un largo plazo.



Figura 1.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

1.1.8.7 Reservas técnicas

Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reserva 2P: Es la suma de las reservas probadas mas las reservas probables.

Reserva 3P: Es la suma de las reservas probadas mas las reservas probables mas las reservas posibles.

1.2 Fundamentos de los pronósticos de producción

Los pronósticos de producción son estimaciones de lo que se cree podrá obtenerse de los yacimientos; estos se realizan a través de métodos empleados en la industria petrolera a partir del esquema de explotación (tecnología empleada), ciertas propiedades petrofísicas y ciertas propiedades de los fluidos. Nos permiten establecer y cuantificar los volúmenes originales de hidrocarburos, producciones esperadas, volúmenes remanentes, etc.

Los métodos más utilizados son los de tipo determinístico que incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia, curvas de declinación y simulación numérica, así como los de tipo probabilístico los cuales modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

1.2.1 Métodos volumétricos

Es uno de los métodos más usados, empleados en las etapas iniciales en que se comienza a conocer el campo o yacimiento ya que requiere de muy poca información. Se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación, entre otras. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, como es su área y el espesor neto.

A partir de este método se puede calcular:

El volumen original (N). El cual está dado por el volumen bruto de la roca del yacimiento, la porosidad, la saturación de aceite inicial y el factor de volumen del hidrocarburo.

$$N = \frac{7758 Ah \phi S_{oi}}{B_{oi}}$$

Donde:

N = volumen original de aceite, en [bl]

A = área del yacimiento [acres]

h = espesor promedio [pies] (intervalo de aceite)

ϕ = porosidad promedio [fracción]

S_{oi} = saturación de aceite inicial [fracción]

B_{oi} = factor de volumen del aceite [bl/bl]

El volumen bruto de la roca se determina a partir de un mapa de isopacas del yacimiento, los valores promedio de la porosidad y saturación de aceite, a partir de datos de registros de pozos y de análisis de núcleos, y el factor de volumen del aceite, de análisis *PVT* o de correlaciones.

Además por medio de este método es posible también calcular o estimar las reservas de hidrocarburos, al multiplicar el volumen original de hidrocarburos por un factor de recuperación, el cual es estimado a partir de las propiedades petrofísicas del sistema roca fluidos y de las propiedades de los fluidos

Factor de recuperación:

a) yacimientos con empuje por gas en solución:

$$E_R = 41.815 \left[\frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.1611} * \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} * (S_{wi})^{0.3722} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741}$$

b) Yacimientos con empuje hidráulico (arenas y calizas):

$$E_R = 54.898 \left[\frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.0422} * \left(\frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} * (S_{wi})^{-0.1903} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{-0.2159}$$

Recuperación final y cálculo de reservas a partir del método volumétrico:

$$R_F = N * E_R$$

donde:

R_F es la recuperación final o reserva total

N es el volumen original

$$Reserva = N - R_F$$

El volumen del gas disuelto en el aceite original, está dado por:

$$G_s = N * R_{si}$$

Donde:

G_s = gas en solución original [*pies*³]

R_{si} = relación gas-aceite inicial [*pies*³ / *bl*]

Si el yacimiento tiene casquete gaseoso original, éste está dado por:

$$G = \frac{7758Ah\phi S_{gi}}{B_{gi}}$$

Donde:

G = gas libre original [*pies*³]

S_{gi} = saturación de gas inicial [fracción]

B_{gi} = factor de volumen del gas inicial [*bl* / *pies*³]

h = espesor promedio [*pies*]

Principales ventajas del Método Volumétrico:

- Es muy económico.
- No requiere mucha información
- Da una estimación aceptable en un principio
- Puede servir como base para empleo de otros métodos

Principales desventajas del Método Volumétrico:

- No es muy exacto
- Realiza demasiadas consideraciones promedio
- considera propiedades homogéneas

1.2.1.1 Ejemplo de cálculo volumétrico:

De estudios referentes a un proyecto de exploración, se ha inferido la existencia de un yacimiento petrolero, información que ha sido corroborada por la perforación de un pozo exploratorio. Los estudios sísmicos indican que la extensión del área saturada por hidrocarburos es de 10km^2 ; de los estudios geofísicos realizados en el pozo exploratorio, del análisis a núcleos y de las pruebas a los fluidos, se determina que se trata de un yacimiento de aceite bajo-saturado con empuje por gas en solución, además de ser cuantificada la siguiente información:

$$h = 1000\text{m}$$

$$S_o = 70\%$$

$$B_o = 1.28$$

$$R_s = 120$$

$$\phi = 5\%$$

$$P_b = 130[\text{kg} / \text{cm}^2]$$

$$P_i = 165[\text{kg} / \text{cm}^2]$$

$$k = 1[\text{darcy}]$$

$$\mu = 1[\text{cp}]$$

Determinar:

El volumen original de aceite (N), un Pronóstico de producción (N_p) si se ha estimado un factor de recuperación (E_R) del 45% y el volumen de aceite remanente (N_R).

Solución:

-El volumen original de aceite esta dado por:

$$N = \frac{Ah\phi S_o}{B_o}$$

-Sustituyendo:

$$N = \frac{(10000 \text{ m}^2)(1000 \text{ m})(0.05)(0.7)(1000 \text{ lt})(1 \text{ bl})}{(1.28)(1 \text{ m}^3)(159 \text{ lt})}$$

-Por lo tanto:

$$N = 1.7 [MMbl]$$

A partir del volumen original calculado y el factor de recuperación que se dio como dato, la recuperación final esperada empleando el método volumétrico esta dada por:

$$N_p = N * E_R$$

-Sustituyendo:

$$N_p = (1.7MMbl)(0.45)$$

-Por lo tanto:

$$N_p = 0.77 [MMbl]$$

-El volumen de aceite remanente se encuentra definido como:

$$N_R = N - N_p$$

-Sustituyendo:

$$N_R = (1.7MMbl) - (0.77MMbl)$$

-Por lo tanto:

$N_R = 0.94 [MMbl]$. (Volumen que aun se considera como reserva ya que la estimación realizada, solo considero la producción por comportamiento primario del yacimiento, es decir, no se considero algún método de recuperación secundaria, mejorada o mediante la aplicación de un sistema artificial de producción).

1.2.2 Método de Balance de Materia

Este método es uno de los más fundamentales empleado en la actualidad con muy buenos resultados. Su utilización se lleva a cabo en un principio, ya que es económico y no requiere de mucha información; se basa en el principio de conservación de la masa, es decir; considera solo la transformación de esta, existiendo siempre un balance en el que no existen pérdidas, la masa que entra es igual a la masa que sale, de forma similar, masa que se expande es igual a la masa que se produce.

Este método se fundamenta en los procesos de desplazamiento que existen en el yacimiento al existir un ΔP ; es decir, al darse una diferencial de presión en el yacimiento, se presenta un proceso de expansión de los fluidos y de la formación, que constituyen al mismo, dando como consecuencia un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos.

El Balance de materia permite calcular volúmenes originales y realizar pronósticos de producción más reales que los efectuados con los métodos volumétricos.

Los supuestos básicos que hace esta técnica son:

- Modelo de tanque homogéneo (esto es, las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento)
- La producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección.
- No hay dirección al flujo de fluidos.

1.2.2.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales empleadas por el método de balance de materia.

-Relación de solubilidad: Se define como el volumen de gas disuelto en el aceite medido a condiciones estándar entre el volumen de aceite muerto (sin gas disuelto) medido a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{Vol_g \text{ disuelto @ } c.s.}{Vol_o \text{ @ } c.s.}$$

-Relación gas aceite instantánea: Se define como el gasto de aceite más el gasto de gas disuelto más el gasto de gas libre medidos a condiciones estándar entre el gasto de aceite muerto medido a condiciones estándar.

$$RGA = \frac{q_o + q_g \text{ disuelto} + q_g \text{ libre @ } c.s.}{q_o \text{ @ } c.s.}$$

-Factor de volumen del aceite: Se define como el volumen aceite con gas disuelto medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{Vol_o + Vol_g \text{ disuelto @ C.Y.}}{Vol_o \text{ @ C.S.}}$$

-Factor de volumen del gas: Se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas, pero medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{Vol_g \text{ @ C.Y.}}{Vol_g \text{ @ C.S.}}$$

-Factor de volumen total: El factor de volumen de la fase mixta se define como el volumen de aceite más su gas disuelto más el volumen de gas libre medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite sin gas disuelto medido a condiciones estándar.

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

-Saturación del fluido: La saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido V_f medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros V_p ; es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

-Porosidad: Se define como el volumen de poros de la roca V_p entre el volumen total de la roca V_r .

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

-Compresibilidad del aceite: La compresibilidad es una medida del cambio del volumen del fluido con la presión. Siendo así la compresibilidad del aceite se define como la variación en el volumen del aceite con respecto a la presión.

$$C_o = \frac{2}{B_{o2} + B_{o1}} \frac{B_{o2} - B_{o1}}{P_1 - P_2}$$

-Compresibilidad total: La compresibilidad total se refiere a la variación que presenta el volumen del sistema roca-fluidos con la presión.

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o}$$

-Saturación en la zona de aceite: Se define como el volumen de aceite contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

$$S_o = 1 - S_w$$

-Saturación en la zona de gas: Se define como el volumen de gas contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

$$S_g + S_w = 1$$

-Expansión: Se define como una variación en el volumen, ya sea de los fluidos, de la formación o del sistema roca-fluidos, que es inversamente proporcional a la presión:

$$Exp = VC\Delta P$$

-Relación volumen original de gas y volumen original de aceite: Se define como el volumen original de gas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite a condiciones de presión y temperatura también del yacimiento.

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Yacimientos de aceite.

Las ecuaciones generales de balance de materia para yacimientos de aceite, contienen tres incógnitas: aceite original in-situ, (NB_{oi}), tamaño del casquete gaseoso (GB_{gi}), y la entrada de agua natural acumulada, (W_e).

Las ecuaciones incluyen datos de producción e inyección y propiedades de la roca y de los fluidos que dependen de la presión del yacimiento.

Todas las incógnitas pueden ser ajustadas durante el ajuste de la presión. Tres tipos de datos se requieren para el ajuste de la historia.

-Producción acumulada (N_p , W_p y G_p).

- Presiones promedio del yacimiento a los tiempos correspondientes.
- Datos *PVT* de los fluidos del yacimiento en los rangos de presión esperados.

Así mismo la **ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite bajo-saturados** puede ser obtenida de la siguiente manera:

Expansión = Producción

$$\text{Expansión} = E_o + E_w + E_f + W_e$$

$$\text{Producción} = N_p B_o + W_p B_w$$

-Igualando:

$$N_p B_o + W_p B_w = E_o + E_w + E_f + W_e$$

-Sustituyendo:

$$N_p B_o = V_o C_o \Delta P + V_w C_w \Delta P + V_p C_f \Delta P + (W_e - W_p B_w)$$

$$N_p B_o = \frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wi})} S_{oi} C_o \Delta P + \frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wi})} S_{wi} C_w \Delta P + \frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wi})} C_f \Delta P + (W_e - W_p B_w)$$

-Factorizando:

$$N_p B_o = NB_{oi} \Delta P \left(\frac{C_o S_{oi} + C_w S_{wi} + C_f}{(1 - S_{wi})} \right) + (W_e - W_p B_w)$$

Finalmente la **ecuación para yacimientos bajo-saturados** con un acuífero asociado quedaría expresada de la siguiente manera:

$$N_p B_o = NB_{oi} C_e \Delta P + (W_e - W_p B_w)$$

Donde:

W_e = entrada de agua

W_p = agua producida

B_w = factor de volumen del agua

La **recuperación y el Volumen remanente** están dados por las siguientes expresiones:

$$Rec = \frac{N_p}{N}$$

$$Vol.rem = N - N_p$$

Ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite saturado:

Una vez que la presión en el yacimiento ha caído con el tiempo llegando a la presión de burbuja, el aceite ya no es capaz de mantener disuelto al gas por lo que este comienza a ser liberado. Este gas disuelto liberado no es producido en un principio, si no que con el tiempo comienza a crear una fase continua, la cual también se convertirá en un mecanismo de desplazamiento.

De igual manera existen yacimientos con un casquete de gas ya existente antes de su explotación, el cual al presentarse un abatimiento de la presión se expande, al igual que el sistema roca-fluidos y posiblemente otros mecanismos de empuje existentes, desplazando al aceite hacia los pozos productores. Este es el principio para la obtención de la ecuación para yacimientos saturados, al igual que para los yacimientos bajo saturados.

Por lo tanto la **ecuación de balance de materia para yacimientos saturados** con un acuífero asociado, obtenida de forma similar a la anterior, quedaría expresada como:

$$N[B_i - B_{ii}] + mNB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w) + \left[\frac{NB_{oi}}{(1-S_{wi})} S_{wio} + \frac{mNB_{ii}}{(1-S_{wi})} S_{wig} \right] C_w \Delta P + \left[\frac{NB_{ii}}{(1-S_{wi})} + \frac{mNB_{ii}}{(1-S_{wi})} \right] C_f \Delta P = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$$

Yacimientos de gas

Las ecuaciones generales de balance de materia para YACIMIENTOS DE GAS, contienen dos incógnitas: volumen de gas in-situ, G , y entrada de agua natural acumulada, W_p .

Las ecuaciones incluyen datos de producción e inyección y propiedades de la roca y de los fluidos que dependen de la presión del yacimiento.

Los datos que se requieren para realizar un ajuste de la historia de la presión y producción son:

1. Producción de gas, producciones de condensado y agua del yacimiento
2. Presión promedio del yacimiento correspondiente a cada punto
3. Datos de los fluidos del yacimiento (datos *PVT*) en función de la presión.

La **ecuación general de balance de materia para yacimientos de gas** con un acuífero asociado, puede expresarse como sigue:

$$G_p B_g = \frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})} S_{gi} C_g \Delta P + \frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})} S_{wi} C_w \Delta P + \frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})} C_f \Delta P + (W_e - W_p B_w)$$

Principales ventajas del Método de Balance de Materia:

- Económico
- Se requiere de poca información
- Da una buena aproximación del comportamiento del yacimiento
- Permite obtener volúmenes originales
- Es más exacto que los métodos volumétricos.
- Puede servir como base en el empleo de otros métodos

Principales desventajas del Método de Balance de Materia:

- Considera homogéneas las propiedades de la roca y de los fluidos en todo el yacimiento.
- No es muy exacto.
- No considera el movimiento de los fluidos.

1.2.2.2 Ejemplo de cálculo con el método de balance de materia:

-Se tiene un yacimiento bajo-saturado hipotético, con las siguientes características:

$$N = 200000000 \quad [m^3]$$

$$S_{wi} = 20 \%$$

$$S_{oi} = 80 \%$$

$$\phi_i = 18 \%$$

$$P_i = 220 \quad [kg / cm^2]$$

$$B_{oi} = 1.34 \quad [m^3 / m^3]$$

$$R_{si} = 240 \quad [m^3 / m^3]$$

$$C_w = 0.000065 \quad [kg / cm^2]^{-1}$$

$$C_f = 0.000037 \quad [kg / cm^2]^{-1}$$

$$P_1 = 200 \quad [kg / cm^2]$$

$$B_{o1} = 1.35 \quad [m^3 / m^3]$$

$$P_2 = 190 \quad [kg / cm^2]$$

$$B_{o2} = 1.358 \quad [m^3 / m^3]$$

$$P_b = 170 \quad [kg / cm^2]$$

$$B_{ob} = 1.37 \quad [m^3 / m^3]$$

Considere:

C_w solo actúa de P_i a P_2

C_f solo actúa de P_1 a P_b

C_o actúa siempre (P_i a P_b)

-Determine N_p a la P_b

Solución:

Determinación del volumen de aceite a condiciones de yacimiento:

$$NB_{oi} = 268,000,000 [m^3] @ c.y.$$

-Determinación del volumen de poros:

$$V_{pi} = \frac{NB_{oi}}{S_{oi}}$$

$$V_{pi} = \frac{268,000,000}{0.8} = 335,000,000 [m^3]$$

-Determinación del volumen de agua:

$$V_{wi} = V_{pi} S_{wi}$$

$$V_{wi} = (335,000,000)(0.2) = 67,000,000 [m^3]$$

-Determinación de la compresibilidad del aceite

$$C_{i-b} = \frac{2}{B_{oi} + B_{ob}} \frac{B_{ob} - B_{oi}}{P_i - P_b}$$

$$C_{i-b} = \frac{2}{2.71} \frac{0.03}{50} = \frac{0.06}{135.5} = 0.000443 [kg/cm^2]^{-1}$$

-Determinación de la expansión del aceite

$$E_{o_{i-b}} = NB_{oi} C_{i-b} \Delta P_{i-b}$$

$$E_{o_{i-b}} = (268,000,000)(0.000443)(50)$$

$$E_{o_{i-b}} = 5,933,579.336 [m^3]$$

-Determinación de la expansión del agua

$$E_{w_{i-2}} = (67,000,000)(0.000065)(30)$$

$$E_{w_{i-2}} = 130,650 [m^3]$$

-Determinación de la expansión de la formación

$$E_{f_{i-b}} = (335,000,000)(0.000037)(30)$$

$$E_{f_{i-b}} = 371,850 [m^3]$$

-Finalmente:

$$N_{pb} B_{ob} = E_o + E_w + E_f$$

$$N_p B_{oi} = 6,436,079.336 [m^3] @ c.y.$$

$$N_{pb} = 4,697,868.128 [m^3] @ c.s.$$

1.2.3 Método de curvas de declinación

Este es un método que supera en cuanto a exactitud a las técnicas volumétricas y al balance de materia ya que lleva implícito las heterogeneidades que se presentan en el yacimiento y la dirección de flujo de fluidos en las mediciones de gasto de producción, en las cuales se fundamenta; El método básicamente consiste en realizar una grafica que compare los gastos de producción contra el tiempo; de esta manera la curva obtenida podrá ser extrapolada a fin de estimar gastos futuros de producción y por ende hacer posible la determinación de las reservas del yacimiento.

La suposición que es muy importante en el uso de curvas de declinación es que todos los factores que influenciaron la curva en el pasado, permanezcan efectivos durante la vida productiva. Muchos factores afectan los ritmos de producción y consecuentemente, las curvas de declinación. Estos factores pueden ser:

- Cambios en los métodos de producción
- Reparaciones
- Tratamientos a pozos
- Cambios en las condiciones de los aparejos o en las instalaciones superficiales de producción.

Por tanto, hay que tener mucho cuidado en la extrapolación de estas curvas al futuro. Cuando la forma de una curva cambia, debe ser determinada la causa, así como el efecto sobre la reserva evaluada.

Una expresión general para el ritmo de declinación, D , puede ser expresada como:

$$D = -\frac{dq / dt}{q} = kq^n$$

Donde:

q = ritmo de producción [*bl/día, bl/mes, bl/año*]

t = tiempo [*días, meses, años*]

k = constante

n = exponente

El ritmo de declinación en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo, dando lugar a tres tipos básicos de declinación de la producción:

1. Exponencial o declinación constante
2. Declinación hiperbólica
3. Declinación armónica

Como regla de campo de este método para determinar el tipo de declinación, se puede graficar el logaritmo natural del gasto de producción vs. el tiempo ($\ln q_o$ vs. t), si el resultado es una línea recta la declinación es de tipo constante o exponencial, si es una curva se procederá a graficar el logaritmo natural del gasto de producción vs. logaritmo natural del tiempo ($\ln q_o$ vs. $\ln t$), si el resultado es una línea recta la declinación es de tipo hiperbólica, si es una curva la declinación es de tipo armónica.

1.2.3.1 Tipos de declinación a partir de la expresión general.

-Declinación exponencial (n=0):

-Sustituyendo en la expresión general:

$$Dq = -\frac{dq}{dt} = kq^0$$

-Agrupando:

$$Ddt = -\frac{dq}{q}$$

-Integrando:

$$D \int dt = -\int \frac{dq}{q}$$

$$Dt = \ln q_i - \ln q_o$$

-Finalmente obtenemos la ecuación de la declinación exponencial la cual nos indica que se trata de una recta.

$$\ln q_o = \ln q_i - Dt$$

Donde:

q_o = gasto en cualquier instante de la producción.

q_i = gasto inicial.

D = constante de declinación

t = tiempo

El cálculo de la producción acumulada de aceite esta dado por:

$$N_p = \frac{q_i - q_o}{D}$$

-Declinación hiperbólica (0<n<1)

Para la condición inicial:

$$k = \frac{D_i}{q_i^n}$$

Las relaciones de ritmo de producción-tiempo están dadas por:

$$\left(\frac{q_i}{q_t} \right)^n = (1 + n D_i t)$$

y el cálculo de la producción acumulada esta dado por:

$$N_p = \frac{q_i^n (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})}{(1-n)D_i}$$

-Declinación armónica (n=1)

Para la condición inicial:

$$k = \frac{D_i}{q_i}$$

Las relaciones de ritmo de producción-tiempo están dadas por:

$$\frac{q_i}{q_t} = (1 + D_i t)$$

y el cálculo de la producción acumulada esta dado por:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_t}$$

Principales ventajas del Método de Curvas de Declinación:

- Es mucho más exacto que los métodos volumétricos y el balance de materia.
- Da una buena estimación de los pronósticos de producción.
- Permite obtener volúmenes originales.
- Permite realizar el cálculo de reservas.
- Considera de manera implícita la heterogeneidad del yacimiento.
- Considera de manera implícita la dirección de flujo de los fluidos.

Principales desventajas del Método de Curvas de Declinación:

- Requiere de mucha información.
- Si cambia alguna condición en el estado mecánico del pozo la extrapolación de las graficas se invalida.
- Si cambia el esquema de explotación la extrapolación de las graficas se invalida.

1.2.3.2 Ejemplo de cálculo.

La historia en la vida de un pozo petrolero muestra los siguientes valores de la producción en función del tiempo.

t (meses)	Qo (bl/mes)
0.5	18578
1.5	15386
2.4	13090
3.5	11441
4.4	9946
5.5	7932
6.3	7516
7.5	7046
8.5	7046
9.5	5680
10.5	5100
11.5	4579
12.5	4111

Tabla 1.1 Gasto de aceite.

Si se sabe que la declinación es de tipo exponencial. Determinar:

- a) Los parámetros q_{oi} y D correspondientes.
- b) Realizar el modelo matemático que defina la declinación en este pozo
- c) Realizar un pronóstico de producción para los siguientes 24 meses.

Solución:

a)

Si la declinación es de tipo exponencial la ecuación que satisface la condición es $\ln q_o = \ln q_i - Dt$, en la cual se encuentra implícito el valor de $n=0$. Por lo tanto:

t (meses)	Ln (Qo)
0.5	9.830
1.5	9.641
2.4	9.480
3.5	9.345
4.4	9.205
5.5	8.979
6.3	8.925
7.5	8.860
8.5	8.860
9.5	8.645
10.5	8.537
11.5	8.429
12.5	8.321

Tabla 1.2 Logaritmo natural del gasto de aceite.

Declinación de tipo exponencial

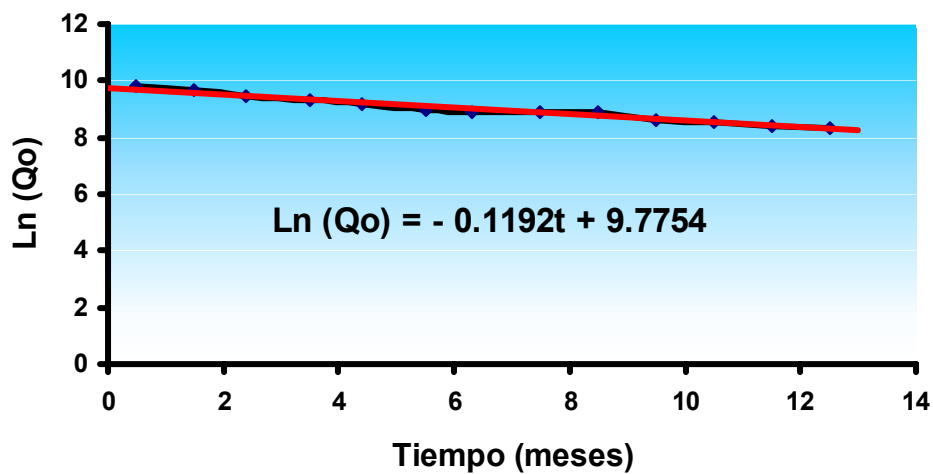


Figura 1.3 Gráfico de la declinación de tipo exponencial.

Del modelo matemático podemos obtener los parámetros Q_i y D .

$$Q_i = 17595.527(\text{bl} / \text{mes})$$

$$D = 0.1192$$

b)

Finalmente a partir del modelo de declinación exponencial determinamos un pronóstico de producción para los próximos 24 meses:

t (meses)	Ln (Qo)	Qo (bl/mes)	t (meses)	Ln (Qo)	Qo (bl/mes)
13	8.226	3736.109	25	6.795	893.727
14	8.107	3316.283	26	6.676	793.299
15	7.987	2943.634	27	6.557	704.156
16	7.868	2612.858	28	6.438	625.030
17	7.749	2319.252	29	6.319	554.796
18	7.630	2058.638	30	6.199	492.453
19	7.511	1827.310	31	6.080	437.117
20	7.391	1621.975	32	5.961	387.998
21	7.272	1439.714	33	5.842	344.399
22	7.153	1277.934	34	5.723	305.699
23	7.034	1134.333	35	5.603	271.347
24	6.915	1006.868	36	5.484	240.856

Tabla 1.3 Pronóstico de producción.

Predicción de la declinación

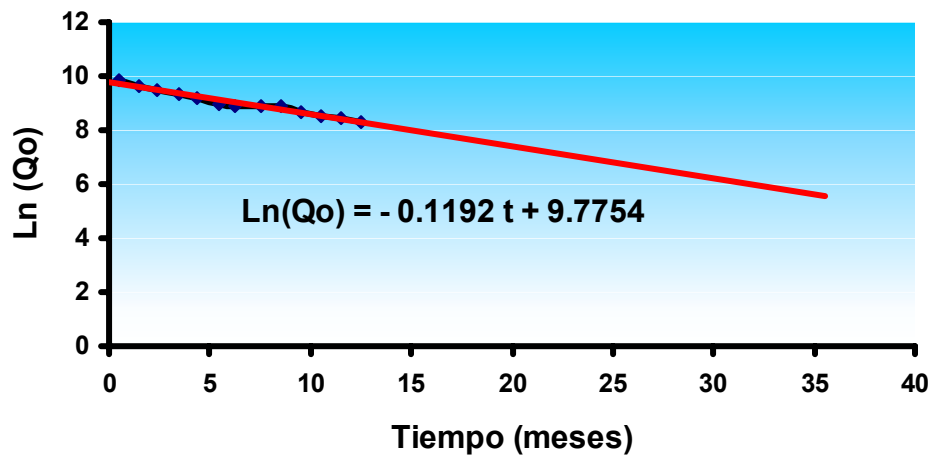


Figura 1.4 Predicción de la declinación.

1.2.4 Método de Simulación Numérica.

La simulación numérica de yacimientos es el método más exacto con el que se cuenta para poder realizar los pronósticos de producción, así como el cálculo de reservas, entre otras cosas. Este método consiste en seccionar al yacimiento en partes muy pequeñas llamadas “celdas” y asignarle a cada una, características y propiedades tanto de la formación como de los fluidos acopladas a ecuaciones de balance de materia y de flujo de fluidos en medios porosos, esto permite la consideración de las heterogeneidades y las direcciones de flujo de los fluidos en el yacimiento, lo cual da como consecuencia una aproximación muy cercana a la realidad acerca del comportamiento del yacimiento y por ende de los pronósticos de producción.

Las ecuaciones obtenidas al realizar un modelo matemático del yacimiento resultan en ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales, las cuales no tienen solución matemática, su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua.

La simulación matemática tiene como base a la ecuación de difusión $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t}$

la cual es obtenida mediante consideraciones matemáticas a partir de las siguientes tres ecuaciones:

Ecuación de balance de materia:

masa que entra – masa que sale = masa que se acumula

Ecuación de Darcy:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

Ecuación de estado:

$$\rho = \rho_o^{(1+CP)}$$

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan, al efectuar una simulación. Estos programas de cómputo son llamados simuladores y pueden clasificarse en función de las características del yacimiento que se piensa estudiar o, bien, el proceso físico que se quiere reproducir.

Cabe destacar que los simuladores solamente son una herramienta, estos no pueden distinguir entre buena o mala información, es decir, si se introduce información errónea el resultado va a ser obviamente incorrecto, por lo se requiere de una correcta selección de la información, además del buen juicio de los ingenieros y de los especialistas.

Principales ventajas del Método de Simulación Matemática:

- Es un método muy exacto.
- Permite visualizar el comportamiento del yacimiento bajo distintos esquemas de explotación.
- Permite calcular volúmenes originales.
- Permite realizar pronósticos de producción muy cercanos a la realidad.
- considera las heterogeneidades y las direcciones de flujo en el yacimiento.

Principales desventajas del Método de Simulación Matemática:

- Es un método que requiere de mucha información.
- Es costoso
- Grandes tiempos de cómputo y procesamiento de la información.
- Los simuladores no distinguen la calidad de la información.

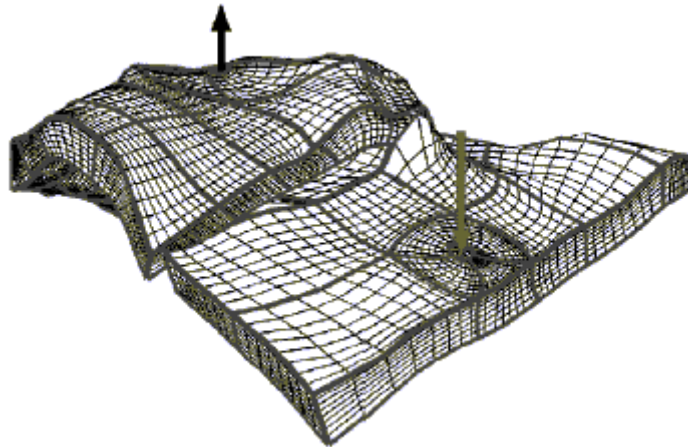


Figura 1.5 Simulación de un yacimiento.

Capítulo 2

Evaluación económica de proyectos (determinista).

2.1 Definición de proyecto

Un proyecto es un esfuerzo temporal emprendido para crear un producto o un servicio, siguiendo una metodología definida, para lo cual precisa de un equipo de personas idóneas, así como de otros recursos cuantificados en forma de presupuesto.

En este contexto, dentro del flujo de trabajo de la administración en portafolios la primera etapa del proceso consiste en identificar oportunidades de inversión y demostrar su capacidad para generar ganancias.

La evaluación de económica de proyectos, es un proceso que consta de distintas etapas realizadas por equipos multidisciplinarios que utilizan diferentes métodos de análisis o criterios para comprobar, como ya se ha mencionado, la rentabilidad económica del proyecto. Se valen de diversos tipos de indicadores económicos como: el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que determinan el valor del dinero en el tiempo, y otros que no lo hacen así, pero que son de gran utilidad a la hora de verificar el valor que puede generar el proyecto.

Las etapas del proceso de evaluación económica son realizadas por especialistas e ingenieros que buscan la viabilidad (posibilidad de realización) tanto objetiva, técnica, como económica y de mercado para el proyecto.

De manera general, el proceso de evaluación económica de proyectos sigue cinco etapas:

- Visualizar y definir oportunidades de inversión.
- Demostrar la existencia de un mercado demandante del producto y prever una política adecuada de comercialización y asignación de precios.
- Realizar un análisis técnico con el objetivo de resolver el problema en los mejores términos.
- Ordenar y sistematizar la información de carácter económica que servirá como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto.
- Definir si el proyecto es capaz de generar ganancias.

Siendo así, el segundo capítulo de este trabajo tiene como objetivo presentar y analizar el procedimiento que sigue la evaluación económica de proyectos petroleros.

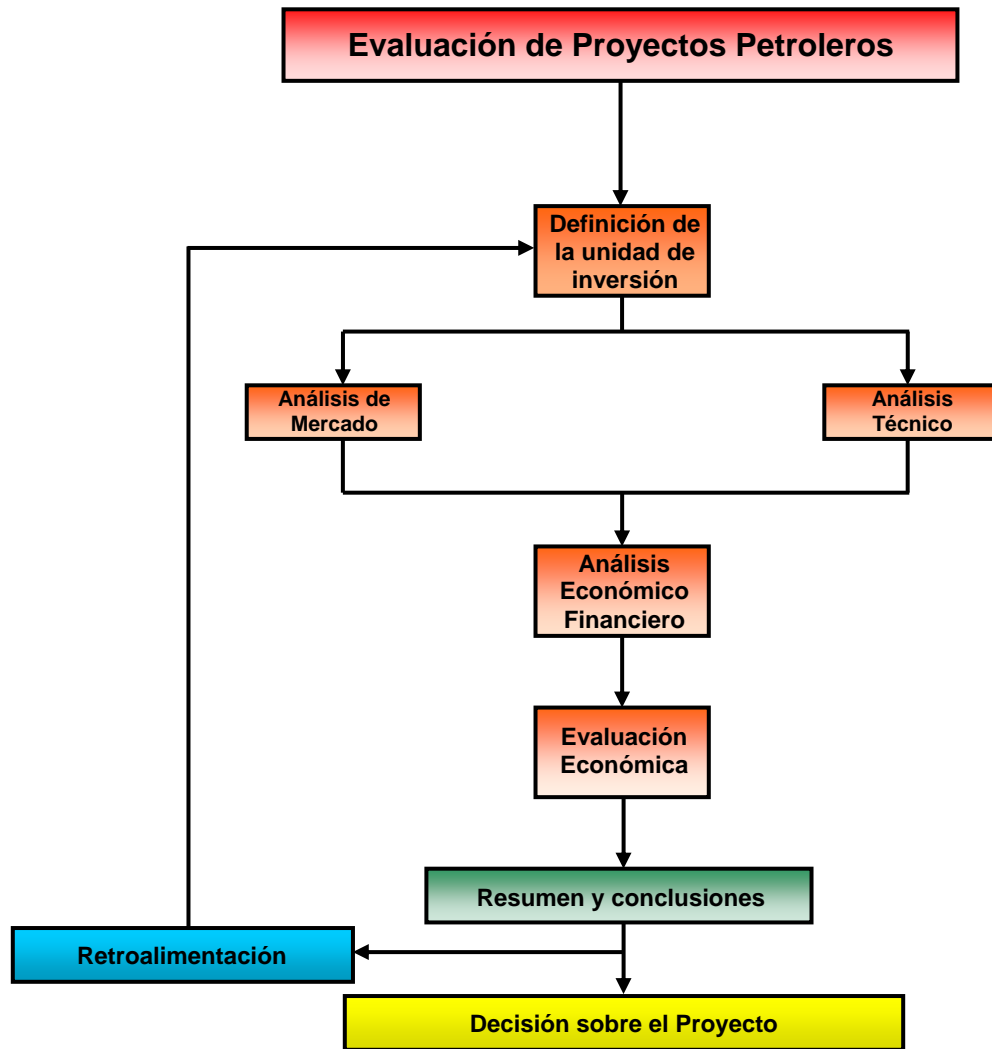


Figura 2.1 Esquema del proceso de evaluación de proyectos.

2.2 Unidad de inversión.

Siguiendo este esquema general de evaluación, (aplicable a cualquier tipo de proyecto), en la industria petrolera el primer paso del proceso consiste en la identificación de la oportunidad a la cual se pretende asignar un determinado monto de capital, a ésta se le conoce como “unidad de inversión” y es definida como el conjunto mínimo de todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar valor. Esta es la unidad de análisis más pequeña, que por si sola, puede generar valor económico, en otras palabras, para una compañía petrolera la perforación de un pozo como tal no es considerada como un proyecto al cual se le puede asignar un determinado monto de capital para su ejecución, es necesario incluir como ya se menciono todos los elementos físicos para que el proyecto genere valor, como serían tuberías, separadores, compresores, entre otros. Por tanto en la industria petrolera la valoración de la rentabilidad de un proyecto se realiza sobre una unidad de inversión.

Ejemplos de una correcta unidad de inversión:

- Exploración del área A, incluyendo estudios geológicos, geofísicos, perforación y terminación de pozos exploratorios y posible desarrollo (pozos, infraestructura complementaria, ductos y equipos).
- Desarrollo del campo B, incluyendo perforación y terminación de pozos, construcción de ductos, equipos e infraestructura necesarios para la producción de hidrocarburos.
- Recuperación secundaria incluyendo perforación y terminación de pozos de inyección, construcción de ductos, tanques y equipos necesarios para incrementar el volumen de producción.
- Reparación de un pozo.

Ejemplos de una incompleta unidad de inversión:

- Análisis independiente de un pozo exploratorio.
- Análisis independiente de equipos para desarrollo de un campo.
- Análisis independiente de bombeo neumático.
- Agrupación de las reparaciones del activo en una sola unidad de inversión.

Tipos de unidades de inversión.

Unidad de inversión individual: se denomina de esta manera a un proyecto si es de tipo unitario.

Ejemplos de este tipo de unidad de inversión:

- Pozos de desarrollo
- Ductos
- Estaciones de compresión
- Tanques
- Instalación de un SAP para un pozo

Unidad de inversión compuesta: se denomina de esta manera al proyecto, si esta hecho de un conjunto de unidades de inversión individuales.

- Exploración de una nueva cuenca
- Incorporación de reservas
- Recuperación secundaria o mejorada de un campo
- Instalación de SAP para varios pozos

Por último, dentro de la clasificación para las unidades de inversión, se encuentran las unidades para cumplir con normas legales o institucionales (proyectos de seguridad industrial, capacitación de personal, mantenimiento, entre otros).

Tipos de unidades de inversión a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento:

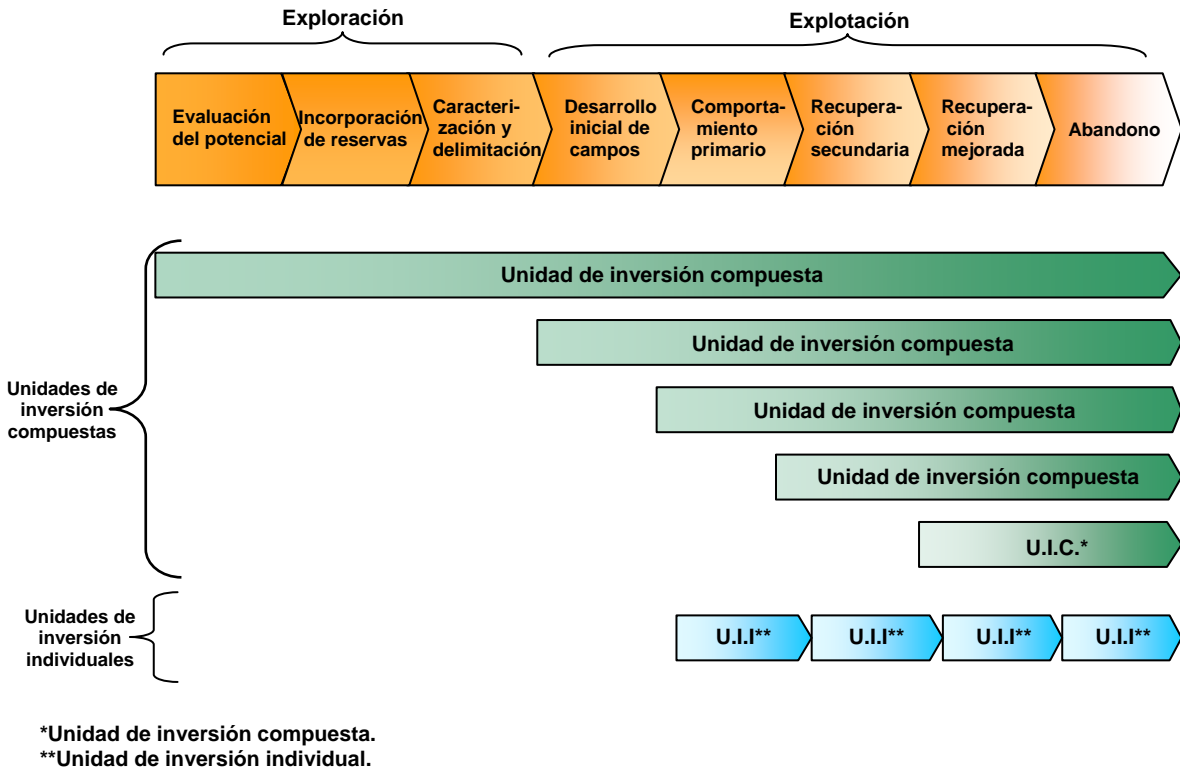


Fig. 2.2 Tipos de unidades de inversión a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento.

Clasificación de las unidades de inversión:

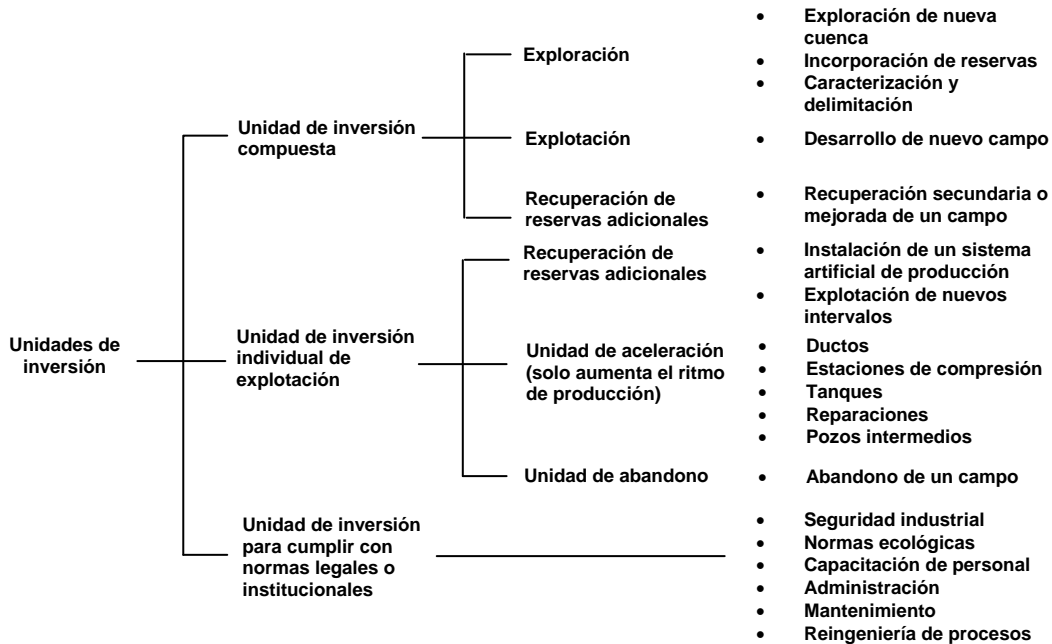


Fig. 2.3 Clasificación de las unidades de inversión.

2.3 Estudio de mercado de hidrocarburos.

La siguiente etapa del proceso de evaluación consiste en la realización del estudio de mercado. A grandes rasgos, este análisis dentro de la industria petrolera tiene como objetivo proporcionar el entorno económico y de mercado en que se desarrollarán los proyectos de inversión.

En el estudio de mercado básicamente se analiza el comportamiento histórico de la demanda (que tanto se pide), la oferta (que tanto se ofrece) y el precio de los hidrocarburos y sus derivados, así como de factores de riesgo tanto de tipo político como de tipo naturales, entre los que destacan: conflictos bélicos, la industrialización, desastres naturales, entre otros. El objetivo es extrapolar el comportamiento de estos indicadores para prever una política adecuada de precios y de comercialización.

El análisis del mercado, no es una tarea sencilla, requiere un análisis profundo realizado por especialistas en diversas áreas que fundamentan su trabajo en la inferencia estadística y modelos de simulación, usan de manera destacada la tradición histórica y contemplan los nuevos avances de la tecnología.

2.4 Estudio técnico.

En la tercera etapa del proceso se realiza el llamado estudio técnico, esta corresponde a un análisis profundo y objetivo por especialistas del tema que se trate y consiste en revisar que las especificaciones se ajusten a las necesidades reales de la producción o del producto que resulte del proyecto y que dichas especificaciones estén correctamente aplicadas, es decir, la elección de alguna tecnología estará en función de la opción que resuelva el problema, generando los máximos beneficios, cumpliendo con las condiciones técnico-operativas. Esta etapa del proceso permite comparar y evaluar diversas alternativas técnicas de funcionamiento del proyecto y detectar posibles problemas técnicos, además de cuantificar el monto al cual asciende la inversión para la tecnología elegida y los costos que generará su funcionamiento.

2.5 Análisis económico financiero.

La penúltima etapa del proceso es el análisis económico el cual tiene como objetivo ordenar y sistematizar la información de carácter económico, se determinan los costos totales y la inversión inicial que proporcionan las etapas anteriores y se elaboran los cuadros analíticos que servirán como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto (Evaluación económica).

2.6 Evaluación económica.

Finalmente el estudio de la evaluación económica es la parte final de la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto. En esta etapa del proceso por fin se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias, es decir, si no han existido

contratiempos, en este momento ya se conocerá y dominará el proceso de producción, a si como los costos en los que se incurrirá en la etapa productiva; además se habrá calculado la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto; pero aun no se ha demostrado que la inversión propuesta será económicamente rentable, por lo que en este momento es necesario recurrir a las técnicas o métodos de evaluación los cuales se basan en el análisis de los distintos indicadores económicos como el VPN y la TIR, los cuales son los más importantes ya que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, con el objetivo de determinar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos y egresos) que arroje el proyecto a lo largo de su vida productiva, y de esta manera poder determinar si el proyecto es rentable o no, para finalmente poder realizar una decisión bien pensada y estructurada acerca de la ejecución del proyecto.

2.7 Variables que intervienen en la evaluación.

Las variables que intervienen en la evaluación son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto monto de capital asignado. Estas serán determinadas, como ya se estudió, mediante los estudios de factibilidad técnica, económica y de mercado, para que posteriormente mediante la aplicación de métodos que se fundamentan en ciertos indicadores económicos, se tome una decisión acertada de la asignación de fondos y la ejecución del proyecto.

Entre las variables que encontramos en la industria petrolera para conocer los ingresos provenientes de los proyectos se encuentran:

La producción de hidrocarburos que se estima se alcanzará a partir de la tecnología empleada y el precio que tendrá la venta de esta. Por lo tanto para conocer los ingresos basta con multiplicar estas dos variables.

Por otro lado, las variables que involucran los egresos de la compañía son los costos de operación que genera la tecnología a emplear y la inversión inicial que esta requiere para su puesta en marcha. Por lo tanto para conocer los egresos de la compañía basta con sumar estos dos parámetros.

Obviamente no es así de sencilla la determinación de la capacidad de un proyecto para generar valor económico, esto requiere de un análisis mucho más profundo, tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo, para lo cual como ya se mencionó son empleados métodos de evaluación que se fundamentan en ciertos indicadores económicos. Los cuales se estudiarán en cuanto a definición y aplicación, en la industria petrolera, un poco más adelante, en este mismo capítulo, pero, es necesario saber antes como se determinan y cuantifican las variables involucradas en la evaluación.

2.7.1 Generación y determinación de Precios de hidrocarburos.

Normalmente el precio es el parámetro más importante dentro de la evaluación económica de un proyecto petrolero ya que en muchas de las ocasiones nos encontramos con proyectos que presentan una baja producción, o que para su explotación requieren de la aplicación de una tecnología costosa, pero que sin embargo son aprobados, esto se debe seguramente a que los precios de los hidrocarburos están muy por encima de los costos de producción e inversión haciendo posible que los ingresos superen a los egresos, dando como resultado de la evaluación económica un proyecto capaz de generar ganancias para la empresa.

Esto es algo con lo que muchos de nosotros nos encontramos familiarizados ya que últimamente los precios de los hidrocarburos han subido considerablemente, permitiendo realizar una reclasificación a las reservas, colocando en una nueva posición de probadas a algunas que se encontraban en la clasificación como probables o incluso definidas como posibles, ya que tal vez con los precios actuales de los hidrocarburos es posible absorber sin mayor problema la inversión y los costos que representa la aplicación de una tecnología considerada como costosa.

Esto es claro ¿Pero como se determinan los precios de los hidrocarburos?. La respuesta a esta pregunta se encuentra en el análisis del comportamiento histórico de la oferta, la demanda, el precio de los hidrocarburos y sus derivados, así como de factores de riesgo tanto de tipo político, económicos y técnicos como de tipo naturales. Por otro lado el precio también es función de la calidad, de los hidrocarburos, referida al crudo Norteamericano “West Texas” principalmente y al proveniente del mar del norte el llamado “Brent”, los cuales son considerados como crudos ligeros, por lo que, la calidad del petróleo se encuentra determinada por la densidad o la gravedad específica que presenta el energético, siendo de mayor calidad un crudo ligero, que uno pesado.

En este contexto, es posible decir que:

$$\text{Precio} = f(o., d., s.p., s.e., s.c., d.t., c., etc.)$$

o. = Oferta

d. = Demanda

s.p. = Situaciones políticas

s.e. = Situaciones económicas

s.c. = Situaciones climáticas

d.t. = Dificultades técnicas

c. = Calidad

2.7.2 Determinación de la producción.

La producción es otra de las variables que más impactan el resultado final de la evaluación económica del proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará la puesta en marcha del mismo. En muchas ocasiones la instauración y asignación de fondos de un proyecto llega a depender solamente de la magnitud de la producción que haya sido determinada, ya que si un proyecto presenta la factibilidad de una gran producción, la ganancia acumulada hará del proyecto uno muy rentable, siempre y cuando el costo de producción no sea superior al precio, ya que esto significaría que se estarían generando pérdidas económicas para la empresa, en otras palabras, aunque la ganancia por barril sea mínima, si la producción es alta o muy alta el proyecto podría ser capaz de generar ganancias. Por lo que resulta de carácter prioritario el establecimiento y determinación de la producción de hidrocarburos.

La determinación y cuantificación de la producción, como ya se ha analizado, se lleva a cabo en la etapa del estudio técnico siendo función de la tecnología a emplear, la cual ha sido determinada mediante un análisis profundo y objetivo realizado por especialistas con la finalidad de obtener los máximos beneficios cumpliendo con las condiciones presupuestales y operativas.

Como se estudió en el primer capítulo, la cuantificación y determinación de la producción esta dada por estimaciones de lo que se cree podrá obtenerse de los yacimientos en función de las propiedades petrofísicas, ciertas propiedades de los fluidos y de la tecnología a emplear; recordando que estas estimaciones son obtenidas de acuerdo a métodos matemáticos ya sean de tipo determinístico (volumétricos, balance de materia, curvas de declinación, simulación matemática, etc.) o métodos matemáticos de tipo probabilístico que consideran de manera integral dentro de los cálculos factores como el riesgo y la incertidumbre.

Ejemplo:

De los siguientes datos de producción:

t (meses)	Qo (bl/día)
1	2580
3	2090
5	1860
7	1510
9	1330
11	1090
13	982
15	883
17	713
19	743

Tabla 2.1 Gasto de aceite.

Realizar el pronóstico de producción para los próximos 10 meses, a partir de la declinación exponencial y armónica.

Solución:

Para $n=0$ (declinación exponencial)

$$\text{Ln}q_t = \text{Ln}q_i - Dt$$

t (meses)	ln Qo
1	7.856
3	7.645
5	7.528
7	7.320
9	7.193
11	6.994
13	6.890
15	6.783
17	6.569
19	6.611

Tabla 2.2 Logaritmo natural del gasto de aceite.

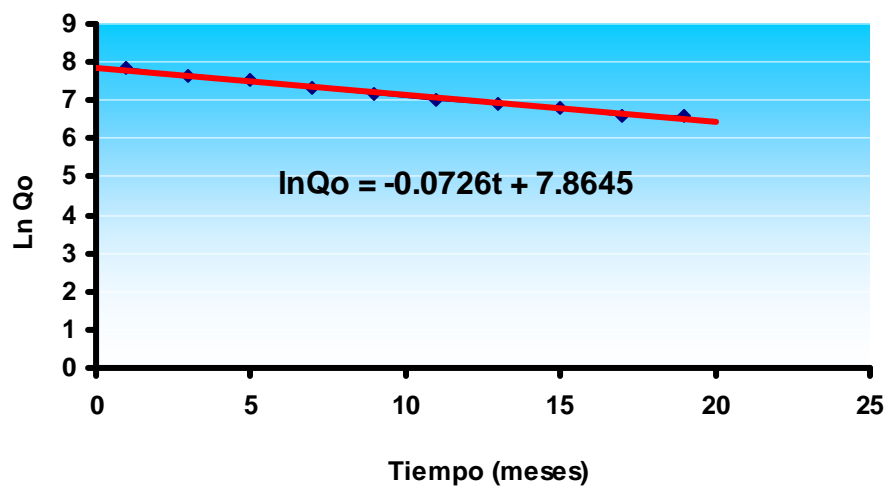


Figura 2.4 Predicción de la declinación.

Por lo tanto, a partir del modelo matemático es posible realizar el pronóstico de producción para los próximos 10 meses:

t (meses)	Qo (bl/dia)
20	609.415
21	566.740
22	527.052
23	490.144
24	455.821
25	423.901
26	394.216
27	366.611
28	340.938
29	317.063

Tabla 2.3 Gasto de aceite.

Para $n=1$ (declinación armónica).

$$\frac{q_i}{q_t} = (1 + D_i t)$$

-Considerando como gasto inicial 2580 (bl/dia) se tiene:

t (meses)	Qi/Qo
1	1.000
3	1.234
5	1.387
7	1.709
9	1.940
11	2.367
13	2.627
15	2.922
17	3.619
19	3.472

Tabla 2.4 Declinación armónica.

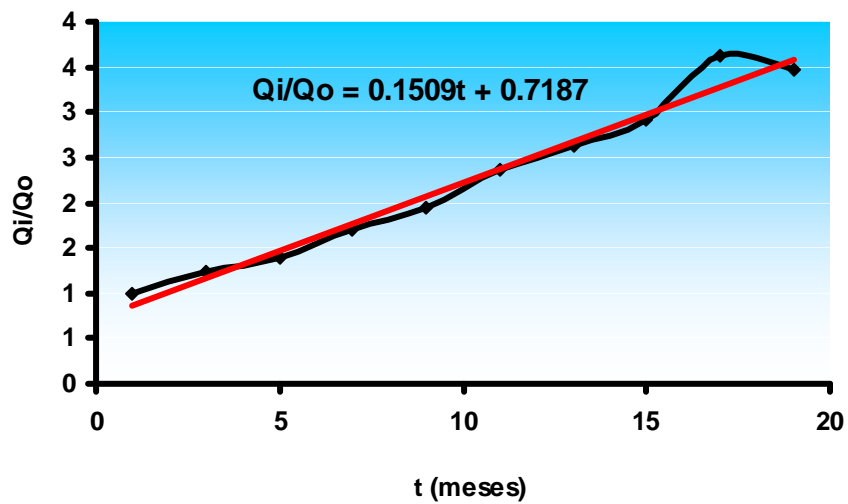


Figura 2.5 Declinación de tipo armónica.

-A partir del modelo matemático, sustituyendo en t , es posible realizar el pronóstico de producción para los próximos 10 meses:

t (meses)	Q_i/Q_o	Q_o (bl/dia)
20	3.737	690.449
21	3.888	663.649
22	4.039	638.851
23	4.189	615.840
24	4.340	594.429
25	4.491	574.457
26	4.642	555.783
27	4.793	538.285
28	4.944	521.855
29	5.095	506.399

Tabla 2.5 Pronóstico de producción.

2.7.3 Costos.

Son los gastos que se aplican sobre aquellos rubros que permiten obtener el producto elaborado o servicio final. En un proyecto en general, permiten mantener en operación y condiciones óptimas al mismo, es decir, los costos de producción son el valor del conjunto de bienes y esfuerzos en que se ha incurrido o se va a incurrir y que se deben asumir para obtener un producto en condiciones de ser entregado al sector comercial.

Los costos tienen como objetivo mantener el óptimo funcionamiento del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión correspondiente. Es decir, éstos no incluyen, las erogaciones de dinero hechas, en el tiempo cero, con la intención de poner en marcha el proyecto (adquisición de equipo, terrenos, instalación, etc.).

Así mismo los costos son determinados en función de la tecnología seleccionada por los expertos, a partir del estudio de viabilidad técnica, la determinación y cuantificación de estos permite la minimización de éstos, además de la eficiencia en las operaciones.

Como podemos observar, los costos son una variable que impactan de forma directa a la evaluación de un proyecto en el marco de los egresos, y por ende a la rentabilidad del mismo, ya que estos representan erogaciones de dinero, por parte de la empresa, con el objetivo de establecer y mantener el correcto funcionamiento del proceso de producción. En otras palabras es la variable que indica en la evaluación económica “cuanto le cuesta a la compañía producir un volumen determinado de hidrocarburos” (costo/bl). Siendo así, para las empresas de exploración y producción, resulta de carácter estratégico no sólo la determinación, sino la optimización de éstos.

Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto en: variables o fijos.

Costos variables: son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio.

Ejemplos de costos variables:

Materias primas: son las que quedan incorporadas al producto terminado. En los servicios, podemos decir que son aquellas que son íntegramente empleadas para brindar el mismo y que el cliente se lleva.

Mano de obra directa: es la que se utiliza para transformar la materia prima en producto terminado o mano de obra de servicio (ej: camareros y jefes de comedor en un restaurante) que lleva adelante el servicio en contacto directo con el cliente.

Materiales: forman parte de los Costos variables, pero no quedan incorporados al producto. Estos forman parte auxiliar en la presentación, sin ser el producto en sí (envases, etiquetas, cajas, etc.)

Costos de operación de equipos: costo de las horas de uso de determinadas maquinarias y equipos. Subcontratos especializados.

Costos fijos: son aquellos gastos que existen por el solo hecho de existir la empresa, así sea que produzca o no, o provea o no sus servicios y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa.

Ejemplos de costos fijos:

Costos administrativos: sueldos administrativos, contadores , auxiliares, secretarias, gastos de oficina en general (papelería y útiles , limpieza, etc)

Sueldo y honorarios profesionales: sueldos de todos aquellos profesionales y empleados que son permanentes en la empresa como gerentes, directores, capataces, personal de supervisión. Seguridad

Mantenimiento: Es el gasto que se tiene que pagar para conservar o mantener el proyecto en condiciones adecuadas de operación.

Servicios: Inmobiliario, luz, gas, teléfono de oficinas e instalaciones.

Impuestos: Estos costos también llamados de tipo tributario, corresponden a las erogaciones más fuertes de dinero, ascendiendo en ocasiones hasta un 80% o más del costo total de producción, estos porcentajes varían en función del régimen fiscal de recaudación u obtención de ingresos determinado estratégicamente por el gobierno de cada país. Razón por la cual un proyecto siempre debe ser evaluado antes y después de impuestos.

Alquileres: de oficinas e instalaciones, si la empresa no es propietaria.

Cargos por depreciación: son costos virtuales ya que se cargan, sin que en realidad se haga el desembolso. Estos cargos prevén el reemplazo de maquinarias al final de su vida útil.

Costos hundidos: Son los costos incurridos en años anteriores en el proyecto de inversión y que no pueden ser recuperados.

2.7.4 Inversiones en los proyectos.

Como ya se mencionó con anterioridad, para que un proyecto pueda ser puesto en marcha requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad grande de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión. La definición más moderna y aceptada por los grandes especialistas, en este tema, dice que la inversión "es el proceso por el cual un sujeto decide vincular recursos financieros a cambio de la expectativa de obtener beneficios, a lo largo de un plazo de tiempo, previsto durante el cual el proyecto generará ingresos", es decir, la inversión es la aplicación de recursos financieros, ya sea de índole pública o privada, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto (vida útil).

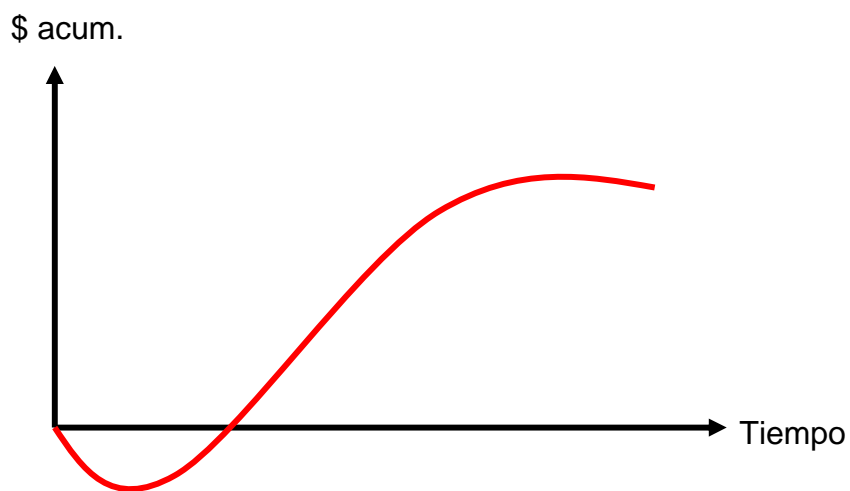


Figura 2.6 Comportamiento económico en un proyecto de inversión.

La inversión, o mejor dicho la determinación del monto al cual asciende esta, es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que esta es función tanto de la técnica, como tecnología y método que se pretenda emplear. En otras palabras la inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán solo la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

El apruebo sobre la asignación del capital requerido para la puesta en marcha de un proyecto corre a cargo del corporativo de la empresa que desea obtener el bien o el servicio, y para poder hacerlo, antes, es necesario haber determinado que el proyecto será capaz de generar ganancias, a partir del proceso de evaluación económica, el cual se vale de la determinación del valor del dinero en el tiempo obtenido mediante el análisis de ciertos indicadores económicos, esto con el objetivo de tomar la decisión acerca de un proyecto bajo buenas bases y de forma inteligente, ya que de lo contrario, se corre el riesgo de quedarse corto a la hora de comparar los resultados reales con lo esperado o en el peor de los casos llegar a perder la inversión.

2.8 Indicadores económicos

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, en el proceso, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinara la rentabilidad del proyecto, es decir, si este será capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos-egresos) con respecto del tiempo, ya que como bien sabemos, el valor del dinero en un marco temporal se va viendo afectado, va variando, sufriendo devaluaciones en la mayoría de los casos, en otras palabras, el dinero con el paso del tiempo va perdiendo su poder adquisitivo, su capacidad de consumo, es decir, normalmente “un peso del pasado tiene mayor valor que un peso del futuro”. Por esta razón, se han desarrollado técnicas de análisis que hagan estas consideraciones lo más apegadas a la realidad, ya que son de vital importancia para la determinación de la generosidad de un proyecto.

2.8.1 Valor presente neto.

El valor presente neto es uno de los indicadores económicos más empleados en la industria petrolera por dos razones, la primera por que es de muy fácil aplicación y la segunda por que todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy. Permitiendo ver de fácil manera si los ingresos son mayores que los egresos.

El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero, de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto a una tasa de descuento previamente determinada, (con la finalidad de considerar las variaciones del dinero con el tiempo), para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial.

Lo anterior expresado en forma matemática quedaría representado como:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VPN = valor presente neto

S_t = flujo de efectivo neto del período t (ingresos-egresos)

n = número de períodos de vida del proyecto

i = tasa de interés considerada

t = periodo en el que nos encontramos

El criterio de decisión consiste en que si el VPN es mayor que cero (positivo) se considera que el proyecto es aceptable, debido a que cubre en su totalidad la inversión inicial y el nivel mínimo o de rechazo representado por la tasa de descuento, es decir, retorna más que la tasa requerida de rendimiento, dando lugar a la existencia de excedentes de flujo de efectivo. Si el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente (ni se acepta ni se rechaza), lo que quiere decir que el rendimiento es el justo para compensar tanto a acreedores como a accionistas. Si el VPN resulta negativo quiere decir la capacidad del proyecto para generar ganancias se encuentra por debajo de la tasa de aceptación, por lo tanto el proyecto debe ser descartado ya que se comprobó que solo generará pérdidas económicas a la compañía.

Criterios:

- Si el $VPN > 0$ se acepta el proyecto.
- Si el $VPN = 0$ no se acepta ni se rechaza.
- Si el $VPN < 0$ se rechaza el proyecto.

Normalmente la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de descuento que se utilice. Por lo general el comportamiento del VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de descuento. En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa, el VPN varíe significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo, según sea el caso.

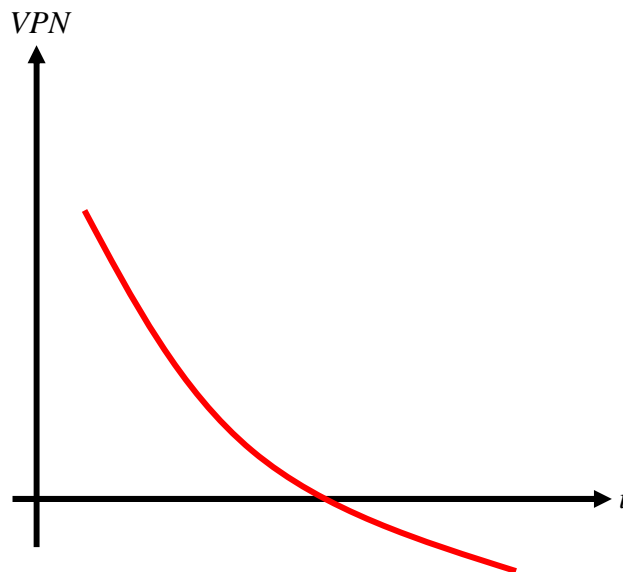


Figura 2.7 VPN en función de la tasa de descuento.

Ventajas:

- Es de fácil comprensión y comunicación.
- El método es de muy fácil aplicación.
- Considera el valor del dinero en el tiempo.
- Considera en el análisis todos los flujos netos de caja; como así también sus vencimientos; al corresponder distintas épocas se les debe homogenizar, trayéndolos a un mismo momento de tiempo.

Desventajas:

- Presenta dificultad para determinar la tasa del costo de capital.
- El VPN mide la rentabilidad en valor absoluto, ya que depende de la inversión inicial; por lo que si se deben comparar proyectos con distinta inversión inicial se debe relativizar el VPN, a fin de obtenerlo por cada unidad de capital invertido.
- El VPN depende del horizonte económico de la inversión; por lo tanto si se deben comparar proyectos con distinta duración, se debe relativizar el VPN a fin de obtenerlo para cada año.
- La mayor dificultad es el supuesto de que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a la tasa de costo de capital, y que los flujos netos de caja negativos son financiados con la misma caja.

2.8.2 Tasa interna de retorno.

La tasa interna de retorno al igual que el Valor Presente Neto es otro de los indicadores con mayor aceptación en el ámbito de la evaluación de proyectos ya que permite establecer las variaciones en un marco temporal del valor del dinero, permitiendo así; decidir que iniciativas tienen la posibilidad de realización y cuales no.

La tasa interna de descuento es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, es decir, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros. Por lo tanto la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés i que satisface la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1 + i)^t} = 0$$

Donde:

- S_t = Flujo de efectivo del período t
- n = Vida de la propuesta de inversión
- i = tasa interna de rendimiento
- t = periodo en el que nos encontramos

Como podemos apreciar la Tasa Interna de Retorno determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de esta tasa en la industria petrolera se encuentran:

El tiempo, ya no se puede hablar de ningún tipo de tasa sin mencionar antes el tiempo en el cual dicha tasa tendrá validez, es decir, mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementará cada vez más, debido a que el valor actual de la inversión estará más susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor. Es recomendable que la tasa de descuento se haga efectiva a la brevedad posible.

Sector Bancario, este sector debe ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar para otra inversión que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En otras palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos, por lo que este factor siempre debe considerarse al determinar la Tasa de rendimiento

Sector político, este sector se debe tomar en cuenta, ya que tiene gran influencia sobre los demás factores. Las decisiones que tome el estado son determinantes en el rendimiento de ciertos factores de la economía. Por ejemplo si el estado decide que se aumentarán los impuestos a las importaciones, todas las empresas que se dediquen a esta actividad se verán afectadas; ya sea porque tengan que aumentar sus precios para poder soportar este crecimiento impositivo, tal vez deban disminuir su rango de utilidades para conservar las ventas. De cualquier manera el rendimiento está siendo afectado por las decisiones tomadas por el gobierno.

Por último, el factor económico resulta de vital importancia en la determinación de la Tasa de descuento, debido a los cambios que pueden surgir en la economía de los países (inflación, devaluaciones, etc.) y por ende en el rendimiento esperado del proyecto.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa mínima aceptable o tasa de retorno requerida, es decir:

$$I \text{ (T.I.R.)} > k \text{ (tasa de retorno requerida)}$$

Ventajas:

- El método es de muy fácil aplicación.
- Considera el valor del dinero en el tiempo.
- Esta estrechamente relacionada con el VPN, suele dar como resultado decisiones idénticas.
- Es de fácil comprensión y comunicación.

Desventajas:

- Quizá de como resultado múltiples respuestas, o no opere con flujos de efectivo no convencionales.
- probablemente conduzca a decisiones incorrectas en las comparaciones de inversiones mutuamente excluyentes.

2.8.3 Relación Beneficio-Costo (B/C).

El método de la relación beneficio-costo es un método de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, parte de la simple pregunta ¿cuanto es lo que obtengo a partir de lo que invierto?. Siendo así esta relación queda definida como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\text{Relación Beneficio - Costo} = \frac{\text{VPN}}{\text{Inversión inicial}}$$

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de la relación costo-beneficio parte de la premisa de que los beneficios deben exceder siempre los a los costos, es decir, Si la B/C es mayor que 1 el proyecto es favorable, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. Por el contrario, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable. Si la B/C es igual a 1 se considera que, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización. Esto en un proyecto de inversión estatal o del gobierno puede ser aprobado ya que podríamos imaginar que probablemente presentaría fines sociales como la construcción de un hospital o simplemente por la generación de nuevos empleos. Si se tratara de proyectos de inversión privada, los criterios varían pero desde luego la relación debe ser mucho mayor que uno, ya que en los proyectos privados la primera comparación que se hace es considerando el beneficio que se obtiene si el capital de la inversión se coloca a una tasa i en alguna institución bancaria, si el beneficio es menor o igual a los réditos que arroja el banco casi siempre se desecha el proyecto y la evaluación recomienda no invertir en ese proyecto.

2.8.4 Periodo de recuperación de la inversión.

Este método también denominado “payback”, consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir el periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento.

Este método permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación.

Este método se considera prioritario cuando se ha requerido de algún tipo de financiamiento para la puesta en marcha del proyecto, o en los países donde la situación política y económica es muy inestable, debido a lo importante que es para una empresa (en un principio) la recuperación de la inversión.

El método del periodo de recuperación, por utilizar solamente los flujos de caja netos positivos, se basa en la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente en la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de liquidez acelerada.

Como aspecto negativo que posee este método, es que solo considera los flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación y no considera estos flujos que se obtienen después de este plazo, es decir no determina lo valioso de un proyecto.

El periodo de recuperación se obtiene sumando los flujos netos de caja actualizados, solamente hasta el periodo en que se supera la inversión inicial.

Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menor que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo total previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el periodo de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo tanto el proyecto es indiferente.

Ventajas:

- Es de fácil aplicación y entendimiento.
- Permite conocer cuando se recupera a la inversión.

Desventajas.

- No considera a los flujos netos de caja posteriores al periodo de recuperación.
- No mide la rentabilidad del proyecto.

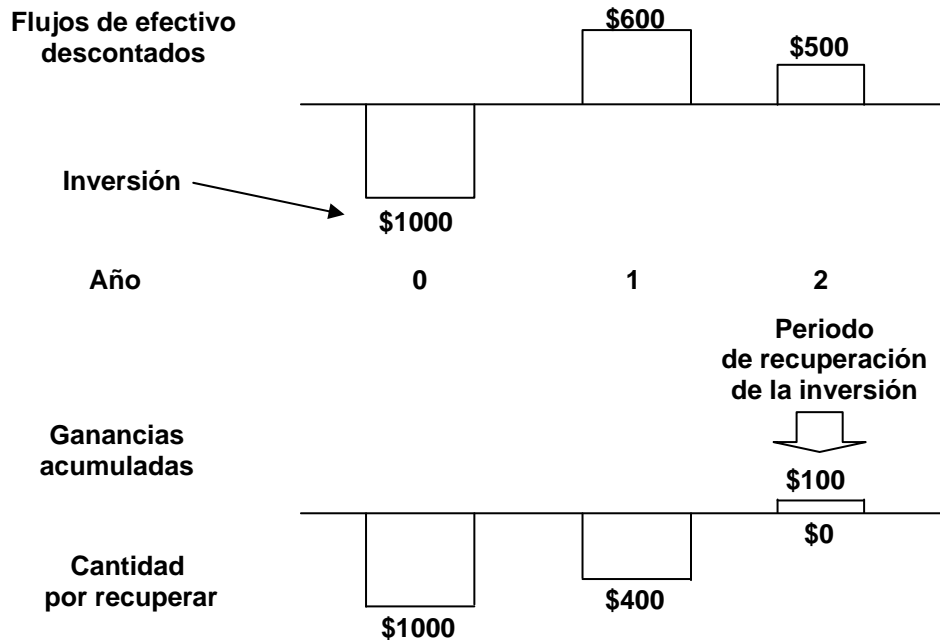


Figura 2.8 Periodo de recuperación de la inversión.

Como podemos observar, para determinar el número de años necesarios para recuperar la inversión se deben acumular los flujos de efectivo hasta que sumen cero. Por lo tanto, en este ejemplo se necesitan tres años para recuperar la inversión.

2.8.5 Límite económico (LE).

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos. En otras palabras es un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto un proyecto nunca debe exceder este periodo de vida útil, ya que el hacerlo provocaría pérdidas para la compañía.

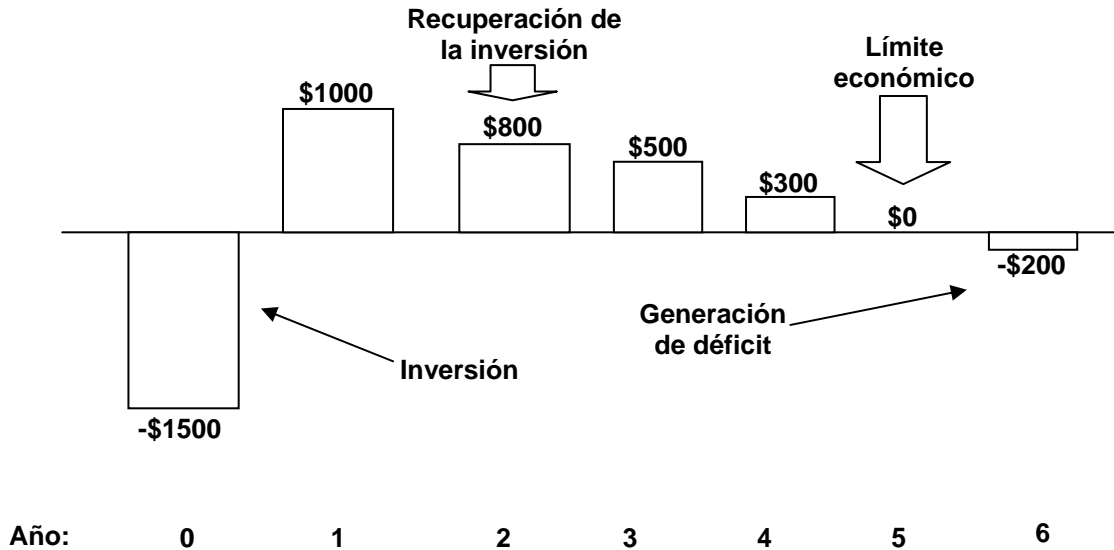
En este contexto el criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando éste sea mayor que el periodo de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto deje de generar ganancias, exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar la inversión inicial.

Para entender mejor este concepto a continuación se presentará un ejemplo cualitativo acerca del ciclo de vida productiva de un yacimiento:

En un yacimiento, a medida que se continúa retirando fluidos de él, la presión del mismo va disminuyendo hasta un punto en que el petróleo ya no llega a la superficie de forma natural, por lo que la única forma de extraerlo es aplicando

energía externa ya sea en el mismo yacimiento o en los pozos, en un principio el costo de esta energía externa, tal vez, puede ser cubierto en su totalidad por los beneficios que arroja la producción con este nuevo esquema, pero con el paso del tiempo la energía que se necesitará para elevar los fluidos hasta superficie, aumentará tanto, que el costo de funcionamiento del pozo excederá los ingresos provenientes de la venta del crudo. Esto significa que el proyecto ha dejado de ser rentable, ha alcanzado su "límite económico".

Flujos de efectivo descontados (Ingresos – egresos).



Flujos de efectivo descontados acumulados.

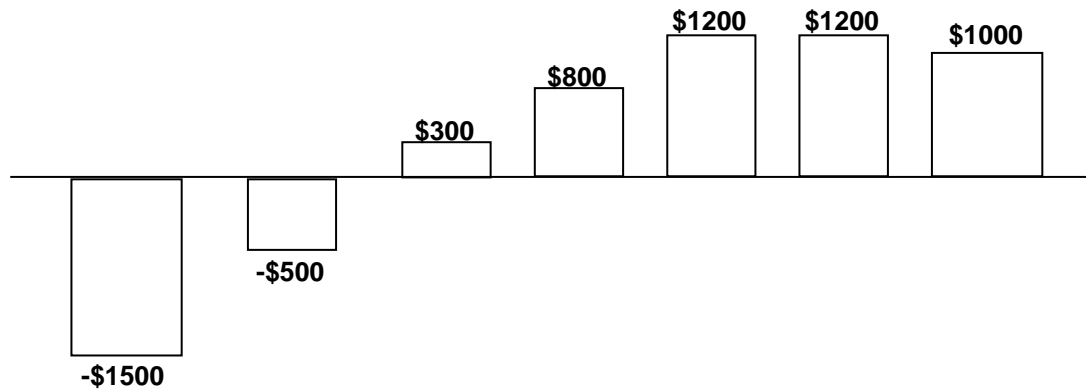


Figura 2.9 Límite económico.

Del esquema anterior podemos concluir que se trata de un proyecto capaz de generar beneficios económicos, ya que la fecha de límite económico excede el periodo de recuperación de la inversión, manteniéndose así (rentable) hasta el quinto año. Después de esa fecha el mantener en operación al proyecto bajo el mismo régimen elevaría los costos de manera significativa, dando lugar a flujos de efectivo descontados negativos, es decir, pérdidas para la compañía.

2.9 Ejemplos de Evaluación económica de proyectos.

Ejercicio 1.

Un pozo situado en el activo Samaria al sureste del país no puede fluir naturalmente, ya que la P para llevar a los hidrocarburos hasta superficie es insuficiente, por lo que el Ingeniero recomienda instalar un sistema de bombeo mecánico para reestablecer la producción e incrementar la recuperación de reservas.

Realizar la evaluación económica del proyecto recomendado por el Ingeniero.

Solución:

Paso 1. Determinar el tipo de unidad de inversión.

-El sistema artificial propuesto es una unidad de inversión individual de explotación, que permite reestablecer la producción para incrementar la recuperación de reservas, por lo que se sugiere emplear el método del valor presente neto.

Paso 2. Análisis de mercado.

-De estudios realizados por expertos se sabe que existe un mercado muy demandante para este producto (hidrocarburos) y que la venta esta garantizada en un precio no menor de 45 USD/bl durante los próximos 10 años.

Fecha	Precio (USD/bl)
2007	45.00
2008	45.00
2009	45.00
2010	45.00
2011	45.00
2012	45.00
2013	45.00
2014	45.00
2015	45.00
2016	45.00
2017	43.00
2018	40.00
2019	35.00
2020	30.00
2021	25.00
2022	20.00
2023	15.00
2024	12.00
2025	12.00

Tabla 2.6 Precio del barril de petróleo.

Tendencia del precio de barril

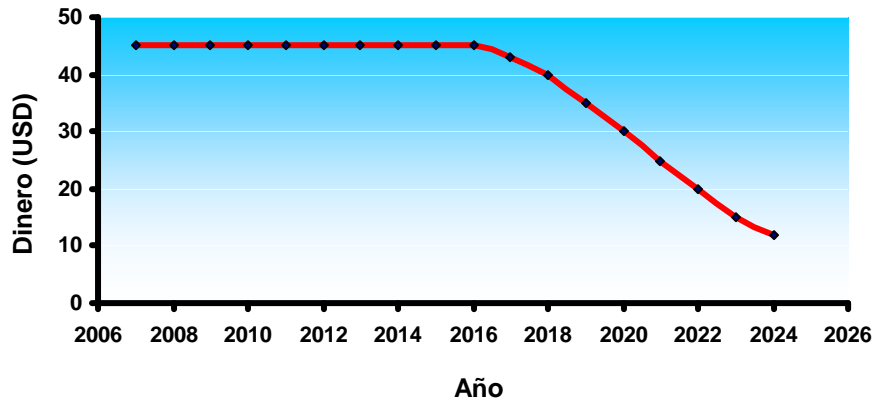


Figura 2.10 tendencia del precio de barril de petróleo.

Paso 3. Evaluación técnica.

-El estudio técnico realizado a la propuesta de instalar un sistema artificial de bombeo mecánico demostró, que la utilización de este equipo resuelve el problema de presión insuficiente en el pozo, permitiendo así, la recuperación adicional de reservas.

-Los resultados del estudio técnico al aplicar esta tecnología definen que la declinación del pozo se comportará de manera exponencial, con una tasa de declinación del 12% y que se tendrá un gasto inicial de 5,000 (bl/año).

De esta manera el pronóstico de producción realizado por los expertos, arrojó la siguiente información:

Fecha	Qo (bl/año)	LN(Qo)
2007	5000.00	8.52
2008	4434.60	8.40
2009	3933.14	8.28
2010	3488.38	8.16
2011	3093.92	8.04
2012	2744.06	7.92
2013	2433.76	7.80
2014	2158.55	7.68
2015	1914.46	7.56
2016	1697.98	7.44
2017	1505.97	7.32
2018	1335.68	7.20
2019	1184.64	7.08
2020	1050.68	6.96
2021	931.87	6.84
2022	826.49	6.72
2023	733.03	6.60
2024	650.14	6.48
2025	576.63	6.36

Tabla 2.7 Gasto de aceite.

LN (Qo)

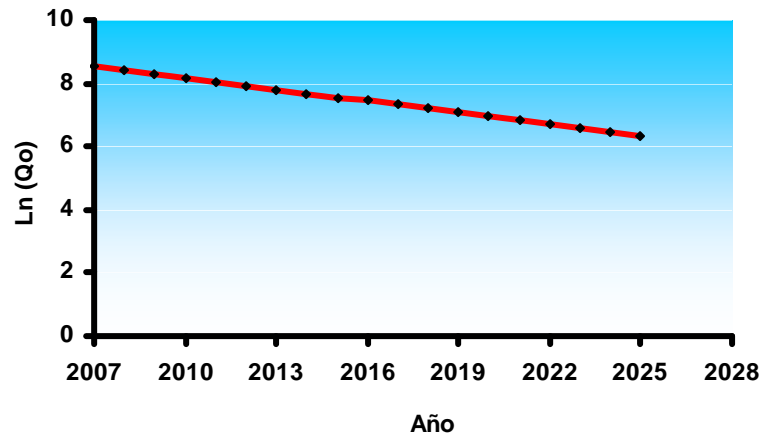


Figura 2.11 Logaritmo natural del gasto.

Declinación de la producción con "SABM"

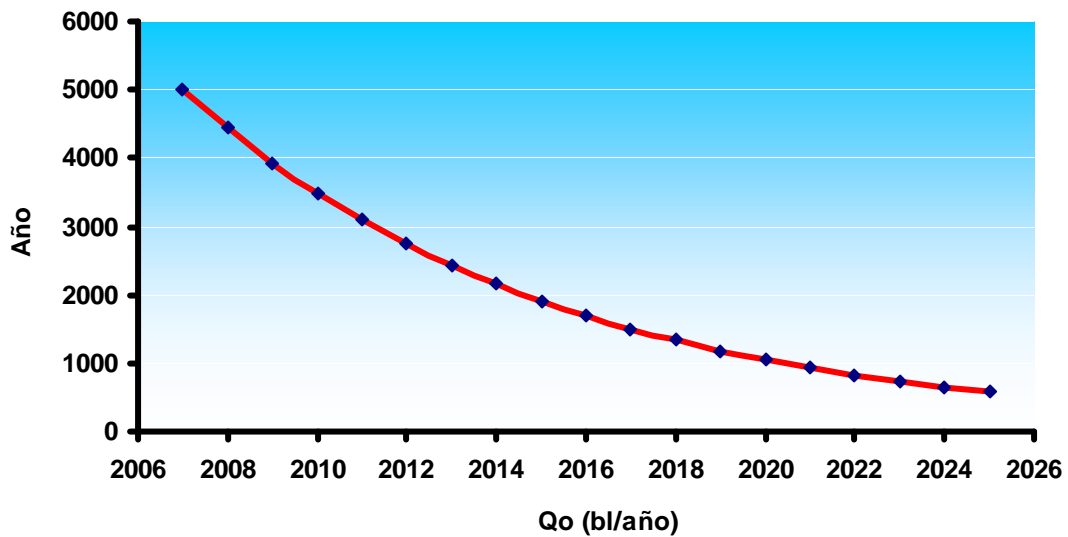


Figura 2.12 Declinación de la producción con SABM.

Inversión:

-Además como sabemos, en este mismo estudio se determinó el costo del sistema artificial y el costo de la instalación.

- Costo del "SABM" = 500,000 USD
- Costo de la instalación del "SABM" = 5,000 USD
- Inversión total = 505,000 USD (en t=0)

Costos:

-El análisis realizado por los expertos respecto a los gastos operativos adicionales por mantenimiento del "SABM" arrojó que el costo por producir un barril será de 15 dólares, sin tener variaciones sustanciales con respecto del tiempo (comportamiento constante).

Paso 4. Análisis económico financiero.

-Recordando, en esta etapa del proceso se ordena y clasifica la información de tipo monetaria, con el objetivo de elaborar los cuadros analíticos que servirán como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto (Evaluación económica).

-Siendo así, para el ejemplo actual se tiene:

Fecha	Qo (bl/año)	Precio (USD/bl)	Ingresos (USD/año) Producción * Precio	Costos (USD/año)	Inversión (USD)	FE (USD/año) Ingresos - Egresos
2007	5000.00	45.00	225000.00	75000.00	505000.00	-355000.00
2008	4434.60	45.00	199557.10	66519.03		133038.07
2009	3933.14	45.00	176991.27	58997.09		117994.18
2010	3488.38	45.00	156977.17	52325.72		104651.45
2011	3093.92	45.00	139226.26	46408.75		92817.51
2012	2744.06	45.00	123482.62	41160.87		82321.75
2013	2433.76	45.00	109519.26	36506.42		73012.84
2014	2158.55	45.00	97134.87	32378.29		64756.58
2015	1914.46	45.00	86150.90	28716.97		57433.93
2016	1697.98	45.00	76408.99	25469.66		50939.33
2017	1505.97	43.00	67768.70	22589.57		45179.13
2018	1335.68	40.00	60105.44	20035.15		40070.30
2019	1184.64	35.00	53308.75	17769.58		35539.16
2020	1050.68	30.00	36773.81	15760.21		21013.61
2021	931.87	25.00	27956.10	13978.05		13978.05
2022	826.49	20.00	20662.36	12397.42		8264.94
2023	733.03	15.00	14660.70	10995.52		3665.17
2024	650.14	12.00	9752.15	9752.15		0.00
2025	576.63	12.00	6919.51	8649.38		-1729.88

Tabla 2.8 Análisis económico financiero.

Paso 5. Evaluación económica.

-Finalmente, una vez ordenada toda la información de carácter monetario ya es posible aplicar los métodos de evaluación económica a fin de determinar la capacidad del proyecto para generar ganancias.

-Para este proyecto se determinó el VPN a una tasa de descuento del 12% , ya que ésta es la tasa que generalmente se emplea en la industria petrolera, obteniendo los siguientes resultados, recordando que:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Fecha	VPN (USD/año)	*FEDA (USD)
2007	-355000.00	-355000.00
2008	118783.99	-236216.01
2009	94064.24	-142151.78
2010	74488.83	-67662.94
2011	58987.20	-8675.74
2012	46711.57	38035.83
2013	36990.58	75026.41
2014	29292.59	104319.00
2015	23196.60	127515.60
2016	18369.23	145884.83
2017	14546.47	160431.30
2018	11519.25	171950.55
2019	9122.02	181072.57
2020	4815.78	185888.35
2021	2860.19	188748.53
2022	1509.97	190258.51
2023	597.87	190856.38
2024	0.00	---
2025	-224.95	---

*FEDA es el flujo de efectivo descontado acumulado.

Tabla 2.9 Evaluación económica.

-De la tabla anterior se concluyó que el tiempo de recuperación de la inversión se da en el 6º año de operación, ya que en ese momento el flujo de efectivo descontado acumulado se vuelve positivo, es decir, la inversión ha sido totalmente recuperada. También se concluyó que la fecha de límite económico se da en el 2023, debido a que posteriormente a esta el VPN cambia a negativo debido a que los costos de producción comienzan a superar los beneficios que aportaba el proyecto, siendo así el Flujo de efectivo descontado acumulado para este proyecto es de 190,856.3786 (USD).

$VPN = 190,856.3786 > 0$

Periodo de recuperación de la inversión (6º año) < Límite económico (17º año)

Por lo tanto:

El proyecto cumple con los criterios de aceptación, lo cual hace de este un proyecto capaz de generar ganancias, razón por la cual se sugiere que el proyecto sea aprobado.

Ejercicio 2.

Un campo ubicado en el activo de producción “Cinco presidentes”, se encuentra produciendo con 4 pozos perforados a un ritmo de 135,285.837 (bl/año), por lo que después de un estudio, un Ingeniero sugiere perforar un pozo adicional con la finalidad de incrementar el gasto de producción acelerando la recuperación de reservas probadas (este proyecto no incorpora reservas adicionales).

Realizar la evaluación económica del proyecto recomendado por el Ingeniero.

Solución:

Paso 1. Determinar el tipo de unidad de inversión.

-La perforación de un pozo intermedio es una unidad de inversión individual de explotación que aumenta el gasto de producción de un campo acelerando la recuperación de reservas probadas, por lo que la metodología de evaluación sugerida es la del valor presente incremental, es decir, para poder determinar si el nuevo proyecto es rentable, se debe comparar con la situación anterior y verificar que se superen los beneficios a partir de una nueva inversión.

Paso 2. Análisis de mercado.

-De estudios realizados por expertos, se deduce que el precio del barril presentará la siguiente tendencia en función del tiempo:

Año	Precio (USD/bl)		
2007	45.00	2022	60.00
2008	45.00	2023	65.00
2009	45.00	2024	65.00
2010	45.00	2025	70.00
2011	45.00	2026	70.00
2012	45.00	2027	70.00
2013	45.00	2028	70.00
2014	45.00	2029	68.00
2015	45.00	2030	68.00
2016	45.00	2031	75.00
2017	50.00	2032	75.00
2018	50.00	2033	75.00
2019	55.00	2034	75.00
2020	55.00	2035	80.00
2021	60.00	2036	80.00
		2037	80.00

Tabla 2.10 Precio del barril de petróleo.

Comportamiento del precio por barril de petróleo

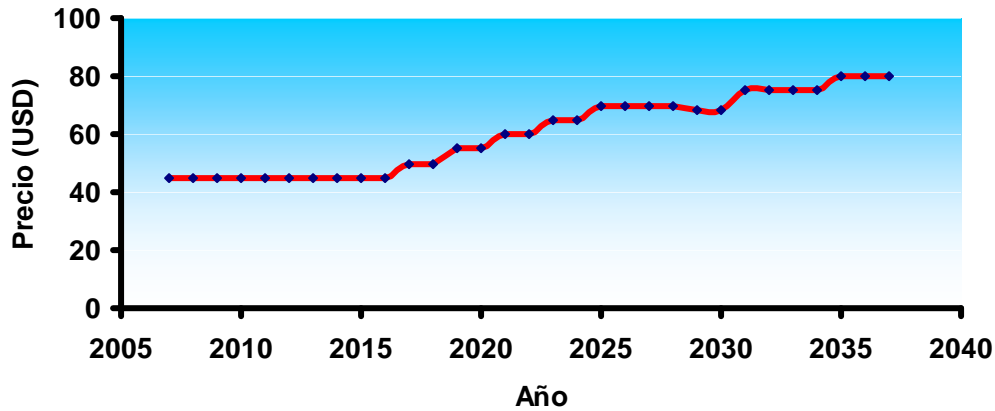


Figura 2.13 Comportamiento del precio de barril de petróleo.

Paso 3. Evaluación técnica.

-El estudio técnico realizado a la propuesta de perforar un pozo adicional demostró, que efectivamente, se aceleraba la recuperación de las reservas probadas de hidrocarburos, pero también se observó que la declinación de la producción aumentaba considerablemente. A continuación se muestra la comparación entre los 2 pronósticos de producción:

-Situación anterior al pozo intermedio:

Año	Qo (bl/año)	2022	30337.66
2007	170270.76	2023	27041.96
2008	151773.59	2024	24104.29
2009	135285.84	2025	21485.75
2010	120589.21	2026	19151.67
2011	107489.14	2027	17071.15
2012	95812.18	2028	15216.64
2013	85403.74	2029	13563.60
2014	76126.00	2030	12090.14
2015	67856.14	2031	10776.74
2016	60484.66	2032	9606.02
2017	53913.98	2033	8562.48
2018	48057.10	2034	7632.30
2019	42836.47	2035	6803.18
2020	38182.98	2036	6064.12
2021	34035.02	2037	5405.35

Tabla 2.11 Gasto de aceite anterior al pozo intermedio.

Pronóstico de producción (situación actual)

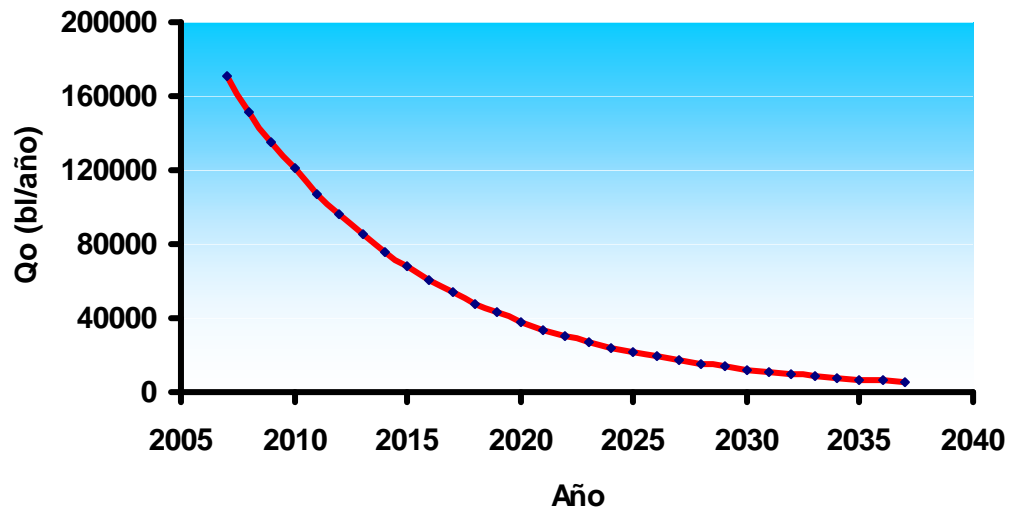


Figura 2.14 Pronostico de producción anterior al pozo intermedio.

-Situación posterior a la perforación del pozo:

Año	Qo (bl/año)	2022	28209.10
2007	310953.92	2023	24038.21
2008	270330.35	2024	20484.01
2009	225798.89	2025	17455.32
2010	192413.12	2026	14874.45
2011	163963.64	2027	12675.17
2012	139720.60	2028	10801.06
2013	119062.04	2029	9204.06
2014	101457.98	2030	7843.18
2015	86456.79	2031	6683.52
2016	73673.61	2032	5695.32
2017	62780.51	2033	4853.23
2018	53498.02	2034	4135.65
2019	45588.01	2035	3524.17
2020	38847.54	2036	3003.10
2021	33103.69	2037	2559.07

Tabla 2.12 Gasto de aceite posterior a la perforación del pozo intermedio.

Pronóstico de producción posterior a la perforación del pozo.

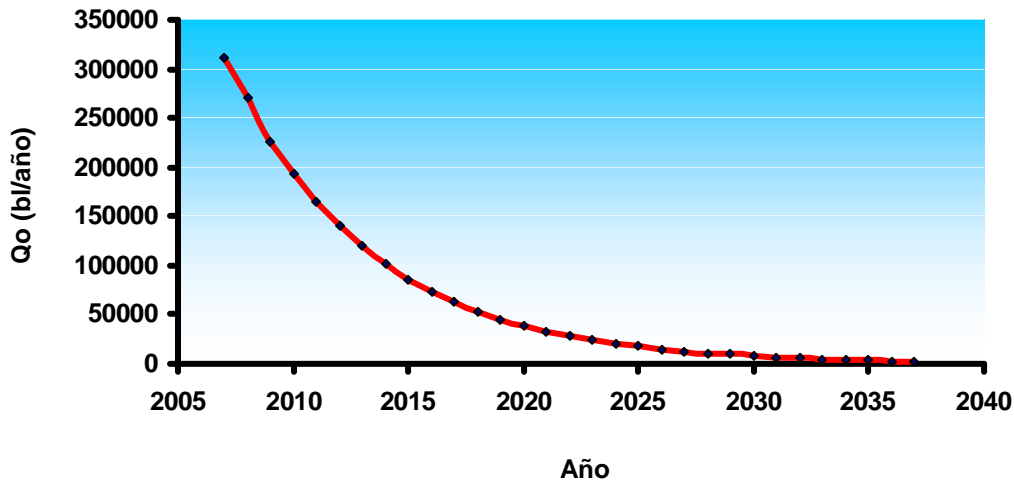


Figura 2.15 Pronostico de producción posterior al pozo intermedio.

-La tabla y la gráfica muestran el incremento en la producción de hidrocarburos que se obtiene con la perforación del nuevo pozo.

-Producción incremental (diferencia entre las dos situaciones):

Año	Qo (bl/año)	2022	-2128.56
2007	140683.16	2023	-3003.75
2008	118556.76	2024	-3620.28
2009	90513.05	2025	-4030.42
2010	71823.90	2026	-4277.22
2011	56474.50	2027	-4395.98
2012	43908.42	2028	-4415.58
2013	33658.31	2029	-4359.54
2014	25331.98	2030	-4246.95
2015	18600.65	2031	-4093.22
2016	13188.95	2032	-3910.70
2017	8866.53	2033	-3709.25
2018	5440.93	2034	-3496.65
2019	2751.54	2035	-3279.01
2020	664.56	2036	-3061.02
2021	-931.33	2037	-2846.28

Tabla 2.13 Producción incremental.

-El análisis incremental demuestra que el gasto con el nuevo pozo perforado es mayor hasta el año 2020, posteriormente la producción cae un poco más rápido que con el actual esquema.

Producción incremental

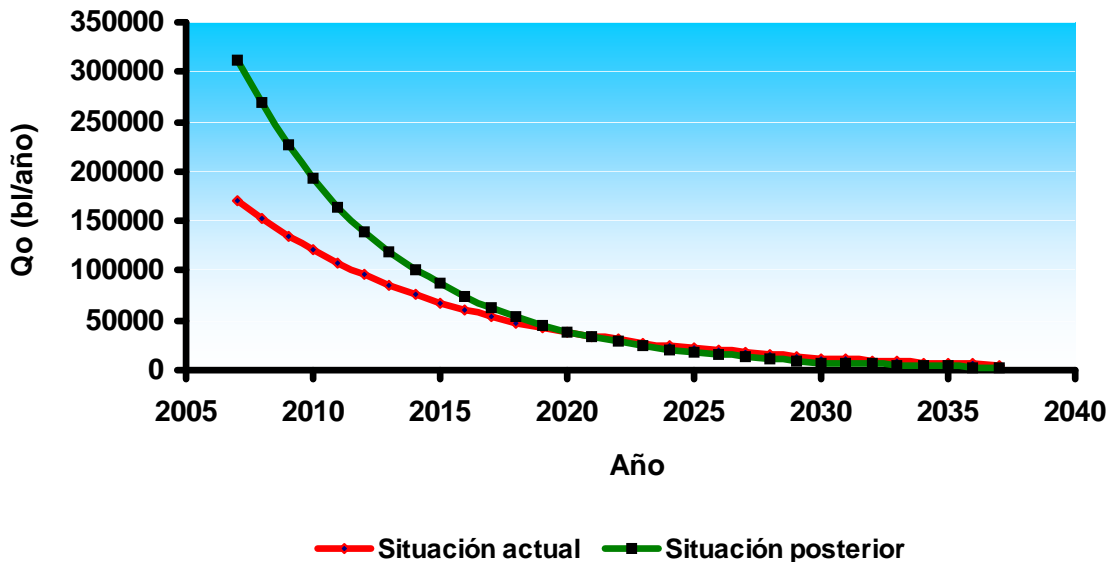


Figura 2.16 Gráfico de la producción incremental.

-La gráfica de la producción incremental muestra la diferencia del gasto obtenido bajo los distintos esquemas de explotación.

Inversión:

-En este estudio técnico se determinó que el pozo será vertical, perforado bajo balance, para evitar inducir algún tipo de daño a la formación y terminado con disparos múltiples en pozo entubado, a fin de obtener la mejor comunicación posible de la formación con el pozo.

-El monto de la inversión que se calculó por el empleo de estas técnicas asciende a 3,000,000 (USD).

Costos:

-En el estudio se determinó que el costo por la extracción de un barril de petróleo para el nuevo pozo será el mismo que para los otros 4 pozos; de 15.00 (USD), con un incremento constante anual del 5% a partir del 2008.

Año	Costos (USD/bl)		
2007	15.00	2022	17.41
2008	15.15	2023	17.59
2009	15.30	2024	17.76
2010	15.45	2025	17.94
2011	15.61	2026	18.12
2012	15.77	2027	18.30
2013	15.92	2028	18.49
2014	16.08	2029	18.67
2015	16.24	2030	18.86
2016	16.41	2031	19.05
2017	16.57	2032	19.24
2018	16.74	2033	19.43
2019	16.90	2034	19.62
2020	17.07	2035	19.82
2021	17.24	2036	20.02
		2037	20.22

Tabla 2.14 Costo en dólares por la extracción de barril de petróleo.

Tendencia en el costo por barril de petróleo

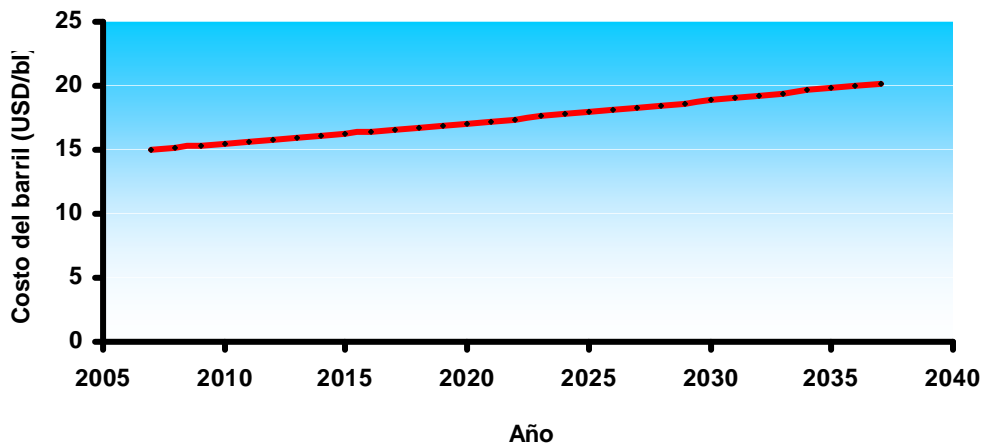


Figura 2.17 Tendencia en el costo del barril de petróleo.

Paso 4. Análisis económico financiero.

-El ordenamiento y clasificación de la información de tipo monetaria que servirá como base para la determinación de la capacidad del proyecto para generar ganancias arrojó los cuadros analíticos siguientes:

Situación anterior al pozo intermedio:

Año	Qo(bl/año)	Precio (USD/bl)	Ingresos (USD/año) Producción * Precio	Costos (USD/bl)	Egresos (USD/año) Producción * Precio	FE (USD/año) Ingresos - Egresos
2007	170270.76	45.00	7662184.009	15.00	2554061.336	5108122.673
2008	151773.59	45.00	6829811.414	15.15	2299369.843	4530441.571
2009	135285.84	45.00	6087862.664	15.30	2070076.234	4017786.429
2010	120589.21	45.00	5426514.667	15.45	1863647.829	3562866.838
2011	107489.14	45.00	4837011.454	15.61	1677804.505	3159206.949
2012	95812.18	45.00	4311548.248	15.77	1510493.513	2801054.734
2013	85403.74	45.00	3843168.136	15.92	1359866.806	2483301.330
2014	76126.00	45.00	3425669.962	16.08	1224260.623	2201409.338
2015	67856.14	45.00	3053526.224	16.24	1102177.116	1951349.108
2016	60484.66	45.00	2721809.896	16.41	992267.799	1729542.096
2017	53913.98	50.00	2695699.101	16.57	893318.661	1802380.440
2018	48057.10	50.00	2402854.913	16.74	804236.750	1598618.163
2019	42836.47	55.00	2356005.870	16.90	724038.105	1631967.765
2020	38182.98	55.00	2100063.867	17.07	651836.884	1448226.983
2021	34035.02	60.00	2042100.907	17.24	586835.583	1455265.324
2022	30337.66	60.00	1820259.611	17.41	528316.225	1291943.386
2023	27041.96	65.00	1757727.606	17.59	475632.428	1282095.178
2024	24104.29	65.00	1566778.878	17.76	428202.270	1138576.609
2025	21485.75	70.00	1504002.389	17.94	385501.856	1118500.533
2026	19151.67	70.00	1340616.810	18.12	347059.536	993557.274
2027	17071.15	70.00	1194980.436	18.30	312450.691	882529.745
2028	15216.64	70.00	1065165.104	18.49	281293.048	783872.056
2029	13563.60	68.00	922324.908	18.67	253242.450	669082.458
2030	12090.14	68.00	822129.197	18.86	227989.064	594140.133
2031	10776.74	75.00	808255.292	19.05	205253.950	603001.342
2032	9606.02	75.00	720451.403	19.24	184785.986	535665.417
2033	8562.48	75.00	642185.989	19.43	166359.092	475826.898
2034	7632.30	75.00	572422.849	19.62	149769.731	422653.118
2035	6803.18	80.00	544254.237	19.82	134834.664	409419.573
2036	6064.12	80.00	485129.801	20.02	121388.925	363740.876
2037	5405.35	80.00	432428.280	20.22	109283.998	323144.282

Tabla 2.15 Análisis económico financiero anterior a la perforación del pozo intermedio.

Situación posterior a la perforación del pozo:

Año	Qo (bl/año)	Precio (USD/bl)	Ingresos (USD/año)	Costos (USD/bl)	Inversión (USD)	Egresos (USD/año)	FE (USD/año)
2007	310953.92	45.00	13992926.218	15.00	3000000.00	4664308.739	9328617.479
2008	270330.35	45.00	12164865.645	15.15		4095504.767	8069360.878
2009	225798.89	45.00	10160949.899	15.30		3455061.664	6705888.235
2010	192413.12	45.00	8658590.347	15.45		2973651.431	5684938.916
2011	163963.64	45.00	7378363.985	15.61		2559318.383	4819045.602
2012	139720.60	45.00	6287427.043	15.77		2202716.337	4084710.706
2013	119062.04	45.00	5357791.903	15.92		1895801.356	3461990.547
2014	101457.98	45.00	4565609.093	16.08		1631650.304	2933958.789
2015	86456.79	45.00	3890555.431	16.24		1404304.679	2486250.752
2016	73673.61	45.00	3315312.646	16.41		1208636.205	2106676.441
2017	62780.51	50.00	3139025.644	16.57		1040231.154	2098794.491
2018	53498.02	50.00	2674901.206	16.74		895290.782	1779610.424
2019	45588.01	55.00	2507340.494	16.90		770545.644	1736794.850
2020	38847.54	55.00	2136614.629	17.07		663181.841	1473432.787
2021	33103.69	60.00	1986221.329	17.24		570777.550	1415443.779
2022	28209.10	60.00	1692546.169	17.41		491248.390	1201297.780
2023	24038.21	65.00	1562483.765	17.59		422800.407	1139683.358
2024	20484.01	65.00	1331460.835	17.76		363889.608	967571.227
2025	17455.32	70.00	1221872.703	17.94		313187.132	908685.571
2026	14874.45	70.00	1041211.235	18.12		269549.274	771661.961
2027	12675.17	70.00	887261.687	18.30		231991.687	655270.000
2028	10801.06	70.00	756074.535	18.49		199667.178	556407.357
2029	9204.06	68.00	625876.099	18.67		171846.597	454029.502
2030	7843.18	68.00	533336.430	18.86		147902.390	385434.040
2031	6683.52	75.00	501263.963	19.05		127294.444	373969.519
2032	5695.32	75.00	427148.973	19.24		109557.902	317591.071
2033	4853.23	75.00	363992.344	19.43		94292.676	269699.668
2034	4135.65	75.00	310173.815	19.62		81154.428	229019.387
2035	3524.17	80.00	281933.536	19.82		69846.794	212086.742
2036	3003.10	80.00	240247.912	20.02		60114.707	180133.205
2037	2559.07	80.00	204725.766	20.22		51738.638	152987.128

Tabla 2.16 Análisis económico financiero posterior a la perforación del pozo intermedio.

Paso 5. Evaluación económica.

-Finalmente, se calculó el VPN a una tasa de descuento del 12%, para los dos proyectos por separado, para posteriormente compararlos y poder determinar el VPN incremental, el cual decidirá si el nuevo proyecto supera los beneficios que se obtienen bajo el esquema actual.

Año	VPN (USD/año) Esquema actual	FEDA (USD/año) Esquema actual	VPN (USD/año) Nuevo esquema	FEDA (USD/año) Nuevo esquema	VPN (USD/año) Incremental	FEDA (USD/año) Incremental
2007	5108122.67	5108122.67	9328617.48	9328617.48	4220494.81	4220494.81
2008	4045037.12	9153159.79	7204786.50	16533403.98	3159749.38	7380244.19
2009	3202954.74	12356114.53	5345893.04	21879297.02	2142938.30	9523182.49
2010	2535978.24	14892092.77	4046427.23	25925724.25	1510448.99	11033631.48
2011	2007733.13	16899825.90	3062590.60	28988314.85	1054857.47	12088488.95
2012	1589393.68	18489219.58	2317774.55	31306089.40	728380.87	12816869.82
2013	1258117.74	19747337.32	1753952.15	33060041.56	495834.42	13312704.24
2014	995805.79	20743143.11	1327173.96	34387215.51	331368.17	13644072.41
2015	788117.18	21531260.28	1004154.98	35391370.49	216037.80	13860110.21
2016	623690.22	22154950.50	759688.64	36151059.14	135998.43	13996108.63
2017	580318.26	22735268.77	675755.66	36826814.79	95437.39	14091546.03
2018	459564.52	23194833.29	511595.47	37338410.26	52030.95	14143576.98
2019	418885.48	23613718.77	445791.98	37784202.24	26906.50	14170483.48
2020	331896.25	23945615.01	337672.77	38121875.01	5776.52	14176260.00
2021	297776.12	24243391.13	289627.84	38411502.85	-8148.28	14168111.72
2022	236033.23	24479424.36	219472.61	38630975.46	-16560.61	14151551.11
2023	209137.50	24688561.85	185907.04	38816882.51	-23230.45	14128320.65
2024	165827.24	24854389.09	140921.27	38957803.78	-24905.97	14103414.69
2025	145449.35	24999838.44	118165.10	39075968.88	-27284.25	14076130.44
2026	115358.73	25115197.18	89595.18	39165564.06	-25763.55	14050366.89
2027	91489.00	25206686.18	67929.72	39233493.78	-23559.28	14026807.60
2028	72554.89	25279241.07	51500.85	39284994.63	-21054.04	14005753.56
2029	55294.65	25334535.73	37522.14	39322516.77	-17772.52	13987981.04
2030	43840.39	25378376.11	28440.39	39350957.16	-15400.00	13972581.05
2031	39727.00	25418103.11	24637.90	39375595.06	-15089.10	13957491.95
2032	31509.61	25449612.72	18681.76	39394276.81	-12827.85	13944664.10
2033	24990.81	25474603.53	14164.84	39408441.66	-10825.97	13933838.13
2034	19819.72	25494423.25	10739.54	39419181.20	-9080.18	13924757.95
2035	17142.10	25511565.35	8879.92	39428061.12	-8262.18	13916495.77
2036	13597.83	25525163.17	6733.97	39434795.08	-6863.86	13909631.91
2037	10785.89	25535949.06	5106.39	39439901.48	-5679.49	13903952.42

Tabla 2.17 Evaluación económica del proyecto.

-Una vez realizada la evaluación económica, se determinó que el proyecto de perforar un pozo adicional incrementa el valor del VPN durante 14 años, para posteriormente disminuir y ser menor este que el VPN obtenido bajo el actual esquema. Por lo que se recomienda realizar el proyecto y mantenerlo en operación hasta el catorceavo año, y posteriormente regresar al esquema de producción de sólo 4 pozos.

2.10 Aplicación de evaluación determinística con el uso de software especializado.

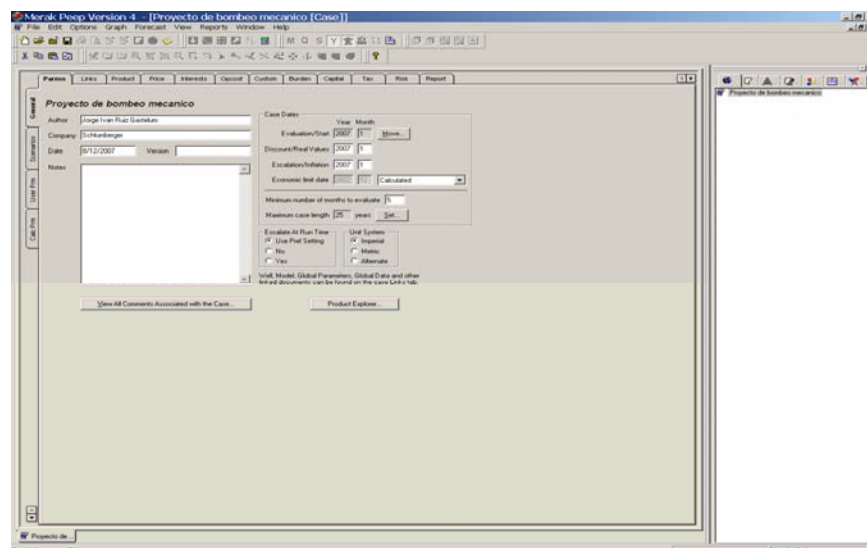
Situados en este punto, podemos decir que ya conocemos tanto los conceptos básicos como el flujo de trabajo involucrado en la evaluación económica de un proyecto. Tan es así que hace unos momentos fuimos capaces de resolver manualmente dos ejercicios. Sin embargo, al tratarse de un proceso un tanto mecánico y laborioso resulta muy fácil caer en errores de cálculo que podrían cambiar completamente la percepción de los proyectos. Sin mencionar que estos ejemplos por lo complejo que resultaría, fueron realizados sin la consideración de algún tipo de modelo fiscal. Lo cual resulta insuficiente a la hora de decidir acerca de la ejecución y rentabilidad de un proyecto, ya que si recordamos los costos más grandes por la producción de hidrocarburos corresponden a los impuestos (del orden del 80%).

El software comercial que a continuación se utilizará, es un programa de evaluación económica petrolera que permite realizar diversos análisis financieros, de forma rápida y sencilla, para cualquier régimen fiscal del mundo. Lo cual hace de ésta una herramienta muy útil a la hora de decidir acerca de la viabilidad de un proyecto, ya que muestra de manera clara y concisa el comportamiento real de los indicadores económicos antes y después de impuestos.

A continuación realizaremos paso a paso la evaluación económica determinista del proyecto de bombeo mecánico (ejercicio 1) con el uso del software.

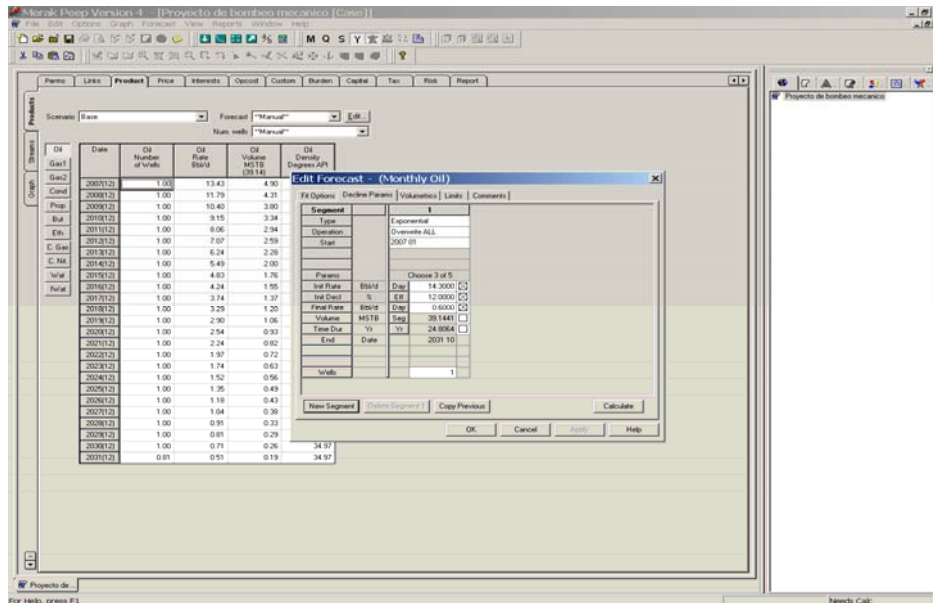
PASO 1

En la pestaña “Parms” (parámetros) se especifican las fechas de inicio del proyecto y de descuento del proyecto, esta última fecha es aquella a la cual se van a traer en el tiempo los valores presentes netos.



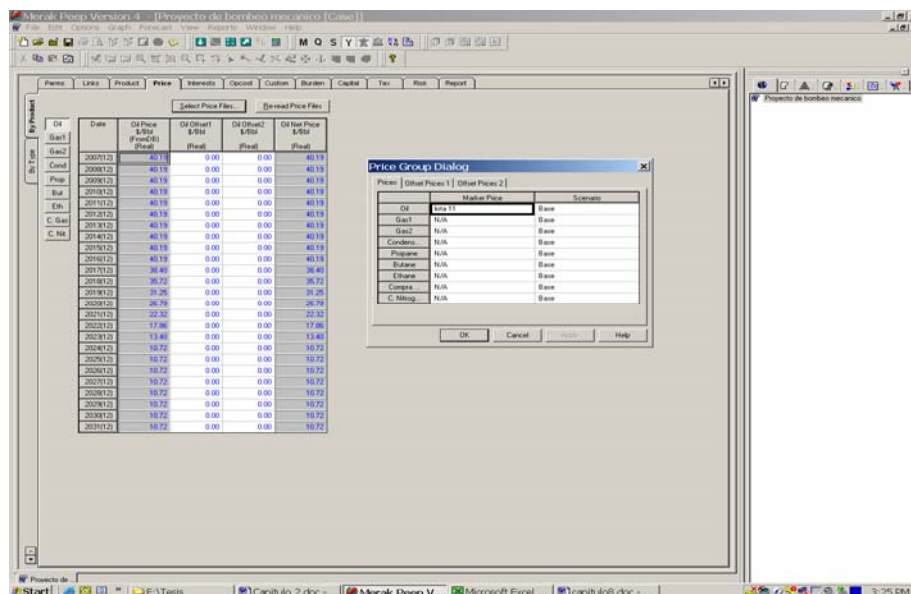
PASO 2

Se realiza el pronóstico de producción en la pestaña correspondiente a “Product”, tomando como parámetro de cálculo en la etiqueta “Decline Parameters” los datos de gasto inicial, gasto final y el número de pozos.



PASO 3

Se introduce en la etiqueta “Prices” el valor del precio por barril de petróleo en dólares por barril.



PASO 4

Los costos de operación por barril de petróleo se introducen en la pestaña “opcost”. En este caso corresponden a 15 usd/bIPCE.

Fecha	Campa de Oro por Puzo (M\$Puzo/Año)	Materiales por Puzo (M\$Puzo/Año)	Olas Compras (M\$Puzo/Año)	Olas por Puzo (M\$Puzo/Año)	Servicios Operativos por Puzo (M\$Puzo/Año)	Mano de Olla por Puzo (M\$Puzo/Año)	Premia Transporte (M\$Puzo/Año)	Premia Transporte Secundario (M\$Puzo/Año)	Premia Operación Variable (M\$Puzo/Año)	Premia Op. Variable por Puzo (M\$Puzo/Año)	Sector de Op. por Puzo (M\$Puzo/Año)
2007/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2008/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2009/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2010/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2011/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2012/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2013/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2014/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2015/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2016/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2017/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2018/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2019/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2020/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2021/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2022/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2023/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2024/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2025/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2026/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00
2027/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	0.00	0.00

PASO 5

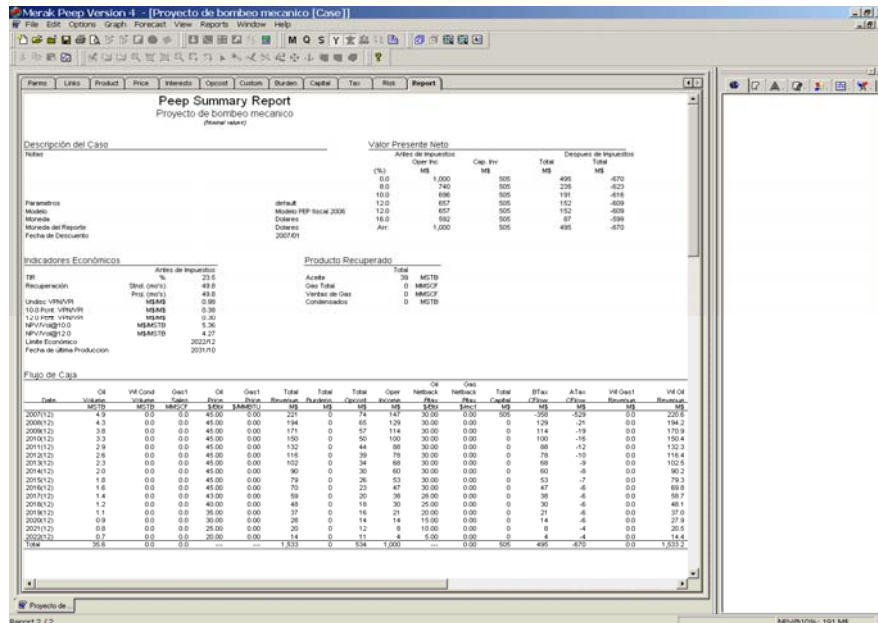
Las inversiones por categoría se introducen en la etiqueta llamada “capital” cuya inversión está dada en dólares. Para este caso las inversiones corresponden a:

- Costo del SABM = 500,000 usd
- Costo por instalación = 5,000 usd

Fecha	Pozos (M\$Puzo)	Costos y líneas (M\$Puzo)	Premia operación (M\$Puzo)	Estimación de costos (M\$Puzo)	Estudios (M\$Puzo)	Olas (M\$Puzo)	Infraestructura de administración (M\$Puzo)	Servicios al personal (M\$Puzo)	Servicios auxiliares (M\$Puzo)	Procesos e instalaciones (M\$Puzo)	Seguridad y salud (M\$Puzo)	Agrupado (M\$Puzo)
2007/1/21	500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2008/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2016/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2017/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2019/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2020/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2025/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2026/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2027/1/21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

PASO 6

Finalmente en la etiqueta "Report" se obtiene el reporte correspondiente a los indicadores económicos del proyecto en cuestión.



Resultados de la evaluación.

Entre los resultados finales de esta evaluación se pueden observar principalmente 5 indicadores sobre el proyecto.

-VPN (Valor Presente Neto)

El valor presente neto a la tasa de descuento del 12% corresponde al valor de \$152,000 USD. Lo cual demuestra la capacidad del proyecto para generar ganancias.

-TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Para el proyecto es de 23.5% tomando como referencia la tasa bancaria, el proyecto esta por encima de la tasa de referencia.

-RELACION BENEFICIO-COSTO (B/C)

La relación beneficio-costo, es el valor de la división entre el VPN y el VPI, en este proyecto corresponde a 0.30 USD a una tasa de descuento del 12%. Esto nos indica que por cada dólar invertido obtenemos 0.30 dólares adicionales.

-PERÍODO DE RECUPERACIÓN

El período de recuperación de la inversión es de 5 años a partir del inicio del proyecto (2007-2012). A partir de esta fecha se comienza a generar ganancia neta.

-FECHA DE LÍMITE ECONÓMICO.

La fecha en la que los costos de operación superan a los beneficios se da en el año 2022, posterior a esta el proyecto deja de ser rentable.

2.11 Comentarios acerca del uso del software.

Si bien el proceso de evaluación económica de proyectos realizado en forma manual es claro y hasta cierto punto poco complejo en su realización, al tratarse de un proceso un tanto mecánico y laborioso resulta muy fácil caer en ciertos errores de cálculo que podrían cambiar completamente la percepción de los proyectos. Sin mencionar que la consideración de algún tipo de modelo fiscal eleva la complejidad de estos en forma por de más exponencial. Por el contrario, el uso de software especializado permite realizar diversos análisis financieros, de forma rápida y sencilla a cualquier tasa de descuento y para cualquier régimen fiscal del mundo, haciendo de ésta una herramienta muy útil a la hora de decidir acerca de la viabilidad de un proyecto. Sin embargo, en caso de que la información no fuera real o se encontrara incompleta, lo arrojado por la simulación carecería de sentido ya que un simulador no puede distinguir si la información es de calidad o no; por lo que esta herramienta no puede ni debe sustituir el buen juicio de un Ingeniero.

Capítulo 3

Evaluación económica probabilista de proyectos.

La industria petrolera es un negocio mundial altamente riesgoso, en todos los aspectos, basta con decir que operativamente hablando requiere de toda la concentración de las personas involucradas en el proceso, puesto que un descuido operativo podría terminar en pérdidas millonarias, en el mejor de los casos, y en una tragedia con pérdidas humanas en el peor de los escenarios, riesgoso a nivel de gerencia, ya que, como se ha mencionado, la puesta en marcha de un proyecto requiere la asignación de un monto elevado de capital, llamado inversión, el cual de tomarse una decisión equivocada e infundada puede perderse, comprometiendo el bienestar de la compañía. Por esta razón en el capítulo anterior se estudió el proceso mediante el cual se determinaba si un proyecto era capaz de generar ganancias a través de la asignación de un cierto monto de capital; en el proceso se determinaban ciertas variables que arrojaban información de tipo monetaria, como la producción, el precio, los costos y la inversión, se organizaba y posteriormente se aplicaba algún método matemático que arrojaba información de tipo financiera, que al ser interpretada definía si el proyecto era rentable o no. Este método que si bien es de gran ayuda en la evaluación de proyectos, resulta un tanto insuficiente en una industria como la petrolera, en la que el riesgo de no obtener lo esperado es inherente a cualquier proyecto.

El método determinístico estudiado en el capítulo anterior resulta insuficiente para valorar un proyecto candidato a ser integrado en una cartera de inversión de una empresa petrolera ya que no considera la incertidumbre y el riesgo asociado en cada una de las variables involucradas en el proceso de evaluación, entendiéndose por incertidumbre un posible intervalo de valores que puede manifestar la variable involucrada, y por riesgo la posibilidad existente de no obtener lo esperado, es decir, en el método determinístico se consideraba a las variables de forma puntual con una probabilidad de ocurrencia del 100%, lo cual se encuentra totalmente fuera de realidad, debido a circunstancias inherentes a estas; que si bien no podemos controlar, al menos si considerar, mediante un enfoque probabilístico llamado análisis de riesgo. El cual podemos definir como el proceso de desarrollar una distribución de probabilidad de ocurrencia para las variables tanto técnicas (porosidades, saturación, factores de volumen, etc.) como económicas (tasas de interés, cambios de paridad, tasas de inflación, etc.) involucradas en el proceso de evaluación.

En este contexto, la evaluación probabilística de proyectos es un proceso fundamentado en el análisis matemático-financiero, estadístico y probabilístico, que permite determinar con certeza los riesgos e incertidumbres inherentes al negocio petrolero, brindando la flexibilidad necesaria, requerida por las compañías

para definir el grado de riesgo que pueden tolerar (aversión al riesgo) sin comprometer su bienestar y su patrimonio.

Este proceso toma en consideración a la incertidumbre y al riesgo asociado con las variables involucradas en la evaluación, mediante la construcción de distribuciones de probabilidad de ocurrencia para estas, arrojando como resultado, obviamente, distribuciones de probabilidad de ocurrencia para los indicadores económico-financieros, los cuales al ser interpretados son un arma muy poderosa en la toma y justificación de las decisiones ya que muestran de forma explícita el intervalo de valores que pueden tomar los beneficios, con sus respectivas probabilidades de ocurrencia. Siendo así, la importancia en la determinación y cuantificación del riesgo en los proyectos para las compañías petroleras resulta de carácter prioritario y estratégico, ya que la ejecución o la puesta en marcha de una cartera de proyectos demanda la asignación de sumas multimillonarias de capital por parte de estas, el cual de tomarse una decisión infundada o sin buenas bases puede verse comprometido, poniendo en riesgo el bienestar y el patrimonio de la empresa, sin mencionar su permanencia en el mercado.

De esta manera, este capítulo tiene por objeto estudiar y analizar el procedimiento empleado en la industria petrolera para realizar una evaluación económica probabilista de proyectos candidatos a formar parte en la integración de la cartera de inversión en el dominio definido por el valor y el riesgo.

En la primera parte de este tercer capítulo, se estudiarán los conceptos básicos de probabilidad y estadística, involucrados en este proceso, ya que como sabemos son la base en la consideración y medición de la incertidumbre y el riesgo inherentes en los proyectos petroleros, estos serán acompañados de ejemplos de fácil asimilación y comprensión, para posteriormente analizar la metodología y procedimiento mediante el cual un proyecto es medido y evaluado probabilísticamente.

3.1 Conceptos teóricos de probabilidad y estadística.

3.1.1 Probabilidad.

La probabilidad es una rama de las matemáticas que nace a raíz de los intentos del hombre por querer conocer y predecir el futuro de forma científica y fundamentada.

La teoría de probabilidad es la teoría matemática que modela los fenómenos aleatorios. Estos deben contraponerse a los fenómenos determinísticos, en los cuales el resultado de un experimento, realizado bajo condiciones determinadas, produce un resultado único o previsible: por ejemplo, el agua calentada a 100 grados centígrados, a nivel del mar, se transforma en vapor. Un fenómeno aleatorio es aquel que, a pesar de realizarse el experimento bajo las mismas

condiciones determinadas, tiene como resultados posibles un conjunto de alternativas.

En 1933, el matemático soviético Andrei Kolmogorov propuso un sistema de axiomas para la teoría de la probabilidad. Esta aproximación axiomática que generaliza el marco clásico de la probabilidad, la cual obedece a la regla de cálculo de **casos favorables sobre casos posibles**, permitió la modelación matemática de sofisticados fenómenos aleatorios. Actualmente, estos fenómenos encuentran aplicación en las más variadas ramas del conocimiento, como puede ser la física (donde corresponde mencionar el desarrollo de las difusiones y el movimiento Browniano), o las finanzas (donde destaca el modelo de Black y Scholes para la valuación de acciones).

Definición clásica de probabilidad.

La probabilidad p de aparición de un suceso S de un total de n casos posibles igualmente factibles es la razón entre el número de ocurrencias h de dicho suceso (casos favorables) y el número total de casos posibles n .

$$p = P\{S\} = h/n$$

La probabilidad es un número (valor) entre 0 y 1. Cuando el suceso es imposible se dice que su probabilidad es 0 y se dice que es un suceso cierto cuando siempre tiene que ocurrir y su probabilidad es 1. La probabilidad de no ocurrencia de un evento está dada por q donde:

$$q = P\{noS\} = 1 - (h/n)$$

Ejemplo:

-Empleando los siguientes números, determinar la probabilidad de ocurrencia del número 3.

4,3,8,7,5,7,4,10,3,9,5,5,6,9,6,4,8,5,4,8,6,2,7,6,5

Solución:

$$n = 25$$

$$\text{número de 3 en la muestra } (h) = 2$$

-Por lo tanto:

$$P\{S\} = \frac{h}{n} = \frac{2}{25} = 8\%$$

3.1.2 Estadística.

La estadística es una disciplina de las matemáticas que tiene por objeto recopilar, organizar, analizar y presentar de manera clara un conjunto muchas veces grande de datos con el fin de obtener conclusiones acerca de un conjunto aun mayor midiendo, desde el punto de vista probabilista la validez de dichas conclusiones.

Esta disciplina puede ser dividida en dos categorías, la estadística descriptiva” y la “estadística inferencial”.

La estadística descriptiva implica la abstracción de varias propiedades de conjuntos de observaciones, mediante el empleo de métodos gráficos, tabulares o numéricos. Entre estas propiedades, están la frecuencia con que se dan varios valores en la observación, la noción de un valor típico o usual, la cantidad de variabilidad en un conjunto de datos observados y la medida de relaciones entre dos o más variables.

El campo de la estadística descriptiva no tiene que ver con las implicaciones o conclusiones que se puedan deducir del conjunto de datos. La estadística descriptiva sirve como método para organizar datos y poner de manifiesto sus características esenciales con el propósito de llegar a conclusiones.

La estadística inferencial se refiere a los procedimientos y técnicas como son las medidas de tendencia central, las medidas de dispersión, las distribuciones de probabilidad, entre otras; mediante las cuales se pueden hacer generalizaciones o inducciones acerca de una población, a partir de una muestra representativa de ésta.

3.1.3 Medidas de tendencia central.

En la industria petrolera, como en cualquier otra, al analizar grupos de observaciones con frecuencia se desea describir el grupo o concluir acerca de éste con un solo número. Pero para tal fin, desde luego, no se usará el valor más elevado ni el valor más pequeño ya que éstos sólo describen los extremos, por lo tanto sería más adecuado buscar un valor central que sea representativo de los datos contenidos en la muestra. Siendo así, a las medidas capaces de inferir o describir un valor típico que represente el comportamiento de un fenómeno o variable en un grupo de observaciones se les suele llamar medidas de tendencia central.

Dentro del negocio de los hidrocarburos, las medidas de tendencia central presentan un amplio campo de aplicación, éstas se utilizan para incluir de manera integral dentro de los cálculos al riesgo y la incertidumbre que presentan tanto las variables de tipo técnico (porosidad, saturación, permeabilidades, entre otras) como las de tipo económico (precio de los hidrocarburos, oferta, demanda, entre otras).

A continuación se presenta una tabla con las definiciones de las medidas de tendencia central más importantes y utilizadas en la estadística inferencial, y por supuesto en el ámbito petrolero, así como el procedimiento mediante el cual resulta posible su determinación.

Medida	Moda m_o	Media \bar{x}	Mediana \tilde{x}
Tipo de datos			
Definición	<p>Es el dato que aparece con mayor frecuencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Es un dato observado. -No necesariamente es única. 	<p>Es el promedio aritmético de los datos en la muestra.</p> <ul style="list-style-type: none"> -No necesariamente es un dato observado. -Es única. 	<p>Es el valor que divide a la muestra en dos conjuntos con la misma frecuencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> -No necesariamente es un dato observado. -Es única. -El 50% de los datos en la muestra son menores e iguales a \tilde{x} y el 50% restante son mayores e iguales a dicho valor
Datos sin agrupar (toda la muestra)	<p>Contar el número de veces que aparece cada dato.</p> <p>$m_o =$ dato con mayor frecuencia</p>	<p>Sean x_1, x_2, \dots, x_n los datos contenidos en una muestra de tamaño n</p> $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$	<p>1) Ordenar los datos en forma creciente.</p> <p>2) Observar el valor de n</p> <ul style="list-style-type: none"> -Si n es par, la mediana será el promedio de los datos centrales $\tilde{x} = \frac{x_{n/2} + x_{(n/2)+1}}{2}$ <ul style="list-style-type: none"> -Si n es impar la mediana es el dato central en la ordenación
Datos agrupados (tabla)	<p>1) Identificar la clase con mayor frecuencia (f_i) clase modal,</p> <p>2) $m_o = x_i$</p>	<p>Sean x_i y f_i la marca y la frecuencia de la clase i, respectivamente $i = 1, 2, \dots, m$</p> $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m x_i f_i$	<p>1) Identificar la clase mediana que es aquella clase en la que por primera vez se alcanza o se sobrepasa el 50% de los datos.</p> <p>2) Hacer una interpolación en la ojiva.</p>

Tabla 3.1 Medidas de tendencia central.

3.1.3.1 Ejemplo de cálculo en la determinación de las medidas de tendencia central:

-Un estudio realizado a 56 núcleos pertenecientes al mismo campo, con la finalidad de determinar la porosidad, arrojó los siguientes resultados:

Porosidad %	Frecuencia	Frecuencia acumulada
0	0	0
4	5	5
4.5	15	20
4.75	10	30
5	8	38
5.2	6	44
5.4	5	49
5.7	3	52
6	2	54
6.5	1	55
7	1	56

Clase mediana

Tabla 3.1 Distribución de la porosidad en un estudio a 56 núcleos.

-Determinar la media, la mediana y la moda de este estudio.

1) Media.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m x_i f_i$$

$$\bar{x} = \left(\frac{1}{56} \right) [(4 \times 5) + (4.5 \times 15) + \dots (7 \times 1)]$$

$$\bar{x} = 4.925\%$$

2) Moda.

-El valor que más se repite es el 4.5%

3) Mediana.

$$4.75 \rightarrow 30$$

$$4.50 \rightarrow 20$$

$$\tilde{x} \rightarrow 23$$

-Interpolando:

$$\tilde{x} = 4.575\%$$

3.1.4 Medidas de dispersión.

Las medidas de dispersión, al igual que las medidas de tendencia central, son otra herramienta de la que se vale la estadística inferencial para realizar las generalizaciones de la población y aumentar nuestro entendimiento acerca del patrón de los datos.

Las medidas de tendencia central, como lo estudiamos con anterioridad, tienen como objetivo el sintetizar los datos en un valor representativo, las medidas de dispersión tienen como objetivo el decirnos hasta que punto esas medidas de tendencia central son representativas como síntesis de la información. Las medidas de dispersión proporcionan información adicional que permite juzgar la confiabilidad de la medida de tendencia central, ya que, cuantifican la separación, la dispersión y la variabilidad de los valores de la distribución respecto al valor central, es decir, las medidas de dispersión son aquellas que permiten retratar la distancia de los valores de la variable a un cierto valor central, o que permiten identificar la concentración de los datos en un cierto sector del recorrido de la variable, en otras palabras, no basta con determinar las medidas de tendencia central para comprender el comportamiento de una serie de datos, es importante además conocer que tan alejados están esos datos respecto a ese punto de concentración. Las medidas de dispersión nos indican la distancia promedio de los datos respecto a las medidas de tendencia central.

Siendo así, a manera de conclusión podemos decir, que si los datos se encuentran moderadamente dispersos, la posición central será bastante representativa del fenómeno en cuestión, a diferencia de un escenario en el que los datos se encuentren ampliamente dispersos, en el que una medida central no sería nada representativa.

Para ilustrar mejor lo descrito con anterioridad a continuación se presentan unos esquemas que muestran una distribución con una media muy representativa de un experimento "x" y una distribución con una media que no es nada representativa del fenómeno en cuestión.

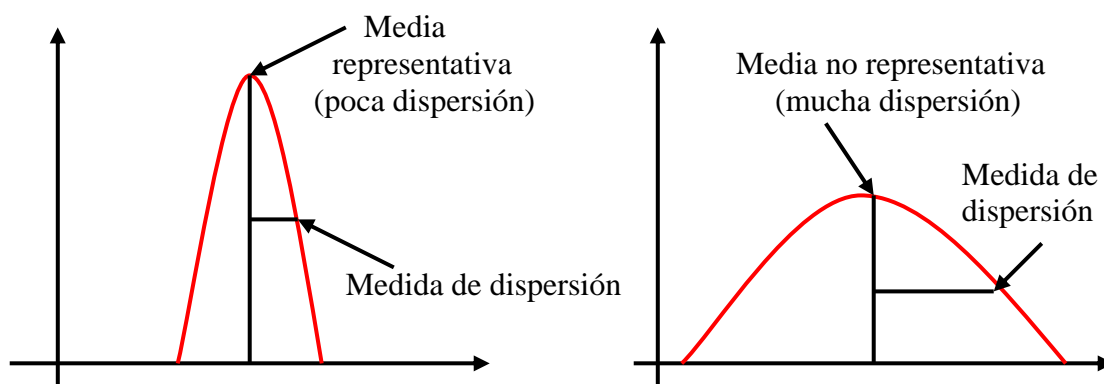


Figura 3.1 Medidas de tendencia central.

A continuación se presenta una tabla con las definiciones de las medidas de dispersión más importantes y utilizadas en la estadística inferencial, así como el procedimiento mediante el cual es posible su determinación.

Nombre y notación	Rango	Varianza S^2	Desviación estándar σ	Coefficiente de variación C.V.	Rango intercuartílico RIC
Definición	Diferencia entre los datos mayor y menor en la muestra.	Es el promedio de los cuadrados de las diferencias de cada uno de los datos a la media.	Es la raíz cuadrada de la varianza.	Es la relación que existe entre la desviación estándar y la media.	Es la diferencia que existe entre el 50% de los datos centrales en la muestra.
Para datos sin agrupar.	$R = D_{mayor} - D_{menor}$ <i>R</i> = rango <i>D</i> _{mayor} = dato mayor <i>D</i> _{menor} = dato menor	Sean x_1, x_2, \dots, x_n los datos contenidos en una muestra de tamaño n . $S^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$	$\sigma = \sqrt{S^2}$	$c.v. = \frac{\sigma}{\bar{x}}$	$RIC = x_{0.75} - x_{0.25}$
Para datos agrupados.		Sean x_1, x_2, \dots, x_n las marcas de clase en una tabla de distribución de frecuencias, y f_1, f_2, \dots, f_m las frecuencias de dichas clases. $S^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x})^2 f_i$	$\sigma = \sqrt{S^2}$	$c.v. = \frac{\sigma}{\bar{x}}$	$RIC = x_{0.75} - x_{0.25}$

Tabla 3.3 Medidas de dispersión.

3.1.4.1 Ejemplo de cálculo en la determinación de las medidas de dispersión:

-Con base en el ejemplo anterior. Determinar la varianza y la desviación estándar que presenta el estudio de porosidad.

1) Varianza.

$$S^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x})^2 f_i$$

$$S^2 = \left(\frac{1}{56} \right) \left[(4 - 4.925)^2 \times 5 + (4.5 - 4.925)^2 \times 15 + \dots + (7 - 4.925)^2 \times 1 \right]$$

$$S^2 = 0.3539\%$$

2) Desviación estándar.

$$\sigma = \sqrt{S^2}$$

$$\sigma = 0.5948 \%$$

3.1.5 Distribuciones de probabilidad.

Como se ha dicho implícitamente, en este trabajo, las distribuciones de probabilidad son el punto medular en la evaluación probabilística de proyectos, debido a que la construcción de éstas, nos permiten determinar con una buena certeza la incertidumbre y los riesgos asociados con los proyectos petroleros, a partir de la limitada información con la que se cuenta, dando como resultado, las bases sólidas que se requieren para tomar y justificar algún tipo de decisión.

En estadística la distribución de probabilidad $F(x)$ es una función de la probabilidad que representa los resultados que se van obteniendo en un experimento aleatorio, es decir, una distribución de probabilidad es una manera de expresar el rango de posibles valores para una variable incierta con sus respectivas probabilidades de ocurrencia.

La construcción de las distribuciones de probabilidad para las variables involucradas en el proceso de evaluación económica (producción, precio, inversión, costos) responde a circunstancias, que dan como consecuencia variaciones en parámetros, como la heterogeneidad que presentan los yacimientos, refiriéndonos al aspecto técnico, y a situaciones de tipo político tanto interno como externo, hablando en el aspecto económico; por lo que la construcción de estas corre a cargo de grupos multidisciplinarios integrados por expertos, los cuales se basan en una gran cantidad de estudios, experimentos y simulaciones, con la finalidad de realizar una distribución de probabilidad que sea confiable y bastante representativa del fenómeno en cuestión.

Distribución de probabilidad de variables discretas y de variables continuas.

Una propiedad importante de una distribución de probabilidad es conocer si ésta es de tipo discreta o continua, ya que en la industria petrolera una distribución de tipo discreta se aplica a la descripción de variables tales, como el número de pozos secos o exitosos, las pruebas de presión realizadas en un año, entre otras, debido a que la variable aleatoria toma un valor en concreto; mientras que una distribución de tipo continua es empleada para describir el comportamiento de variables como el precio o la porosidad, ya que, lo más probable es que los datos recabados no sean completamente exactos u homogéneos, por lo que se tienen que manejar en intervalos.

Distribuciones de probabilidad para variables discretas.

Se denomina distribución de variable discreta a aquella que es aplicada a la descripción de variables que toman una cantidad numerable y concreta cuya función de probabilidad sólo toma valores positivos en un conjunto de valores "x" finito o numerable. A dicha función se le llama función de masa de probabilidad. En este caso la distribución de probabilidad es la sumatoria de la función de masa, por lo que tenemos entonces que:

$$F(x) = P(X \leq x) = \sum_{k=-\infty}^x f(k)$$

Tal como corresponde a la definición de distribución de probabilidad, esta expresión representa la suma de todas las probabilidades desde $-\infty$ hasta el valor de "x".

Ejemplo:

Consideremos a la variable aleatoria X como el número de pozos exitosos logrado a partir de la perforación de dos de estos. El espacio muestral es el conjunto $\{ExitosoExitoso, ExitosoSeco, SecoExitoso, SecoSeco\}$ de aquí se puede ver que la variable X puede tomar como valores 0, 1 y 2 (pozos exitosos).

Calculando las probabilidades tenemos:

$$P(\text{de no tener Éxito}) = P(\text{SecoSeco}) = P(X = 0) = \frac{1}{4}$$

$$P(\text{de tener un pozo Exitoso}) = P(\text{ExitosoSeco} \cup \text{SecoExitoso}) = P(X = 1) = \frac{2}{4}$$

$$P(\text{de tener dos pozos Exitosos}) = P(\text{ExitosoExitoso}) = P(X = 2) = \frac{1}{4}$$

Si ahora se organizan estos resultados con el siguiente formato:

X	P(X=x)
0	0.25
1	0.50
2	0.25

Tabla 3.4 Distribución de la probabilidad para el número de pozos exitosos.

Es posible construir la función de densidad de probabilidad (de tipo discreta) para el número de pozos exitosos:

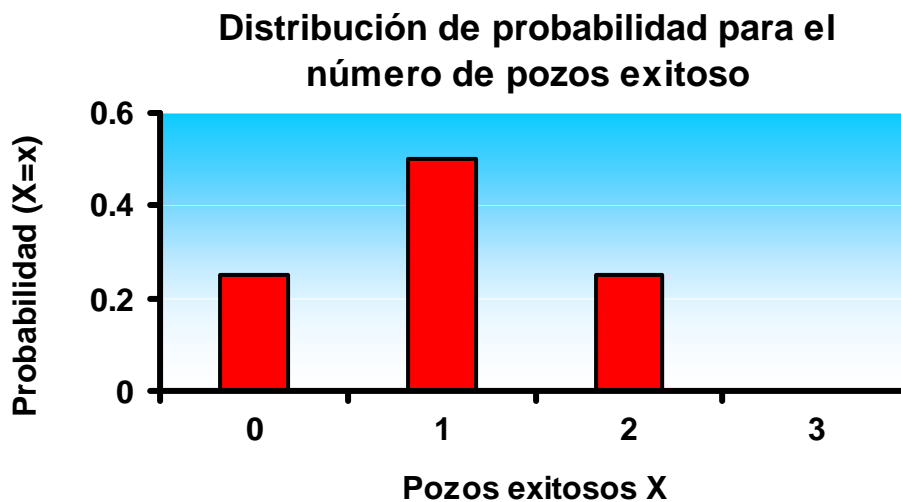


Figura 3.2 Función de densidad de probabilidad.

Las propiedades de las distribuciones de variables discretas son dos:

1. $0 \leq P(X=x) \leq 1$.
2. $\sum P(X=x) = 1$, por lo tanto: la suma de todas las probabilidades de los eventos posibles de una variable aleatoria es igual a la unidad.

Hay que hacer notar que estas propiedades se enuncian suponiendo que conocemos el valor de la probabilidad, pero en la realidad esto no ocurre, es decir que no sabemos la probabilidad y lo que se hace es trabajar con estimaciones. Precisamente esto nos lleva a modelos teóricos que estiman los resultados, los principales son los que a continuación se presentan.

Modelos de distribuciones de probabilidad de variables discretas

-Uniforme. Es la distribución donde todos los eventos elementales tienen la misma probabilidad. Por ejemplo: tirar un dado, donde la función $P(X = x) = \frac{1}{6}$ para valores de $x = 1,2,3,4,5,6$.

-Binomial. Es la que maneja la distribución de la probabilidad de obtener cierta cantidad de éxitos al realizar una cantidad de experimentos con probabilidad de éxito constante y con ensayos independientes.

-Geométrica. Es la distribución de la probabilidad de realizar cierto número de experimentos antes de obtener un éxito.

-Hipergeométrica. Es similar a la binomial, pero con un tamaño de muestra grande en relación al tamaño de la población.

-De Poisson. Es la distribución de la probabilidad de que ocurra un evento raro en un periodo de tiempo, un espacio o un lugar.

3.1.6.1.2 Media y desviación estándar de una distribución de probabilidad para variables discretas.

Recordando, la forma en que se calculaba la media a partir de una serie de datos agrupados:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m x_i f_i$$

Y considerando la definición de probabilidad de un evento, $P(x)$ es el cociente de la frecuencia entre el número total de eventos; se tiene que, la **media de una distribución de probabilidad de una variable discreta** es:

$$\mu = \sum x \cdot P(x)$$

Similarmente, se tiene que **la varianza para una distribución de probabilidad de una variable discreta**, se encuentra dada por:

$$S^2 = \sum (x - \mu)^2 \cdot P(x)$$

Consecuentemente, **la desviación estándar de una distribución de probabilidad de una variable discreta** es:

$$\sigma = \sqrt{\sum (x - \mu)^2 \cdot P(x)}$$

Ejemplo: considerando la distribución del ejercicio anterior (pozos exitosos), tal que:

X	P(X=x)
0	0.25
1	0.50
2	0.25

Tabla 3.5 Distribución de la probabilidad para el número de pozos exitosos.

-Determinar la media y la desviación estándar.

1)

$$\mu = \sum_{x=0}^2 xP(x) = 0 \cdot \frac{1}{4} + 1 \cdot \frac{2}{4} + 2 \cdot \frac{1}{4} = 1$$

2)

$$\sigma = \sqrt{(0-1)^2 \cdot \frac{1}{4} + (1-1)^2 \cdot \frac{1}{2} + (2-1)^2 \cdot \frac{1}{4}} = \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{1}{4}} = \sqrt{\frac{1}{2}} = \frac{\sqrt{2}}{2}$$

Distribuciones de probabilidad para variables continuas.

Hasta el momento se han considerado las distribuciones de probabilidad para variables discretas, donde se podía asignar el valor que toma la función de probabilidad cuando la variable aleatoria tomaba un valor en concreto. Sin embargo, al considerar las variables continuas se encuentra uno el problema de que, lo más probable, es que los datos que se puedan recabar no sean completamente exactos, o que el valor que tome la variable se encuentre contenido en todos los posibles a lo largo de una recta, por lo que estas, se tienen que trabajar en intervalos, es decir, que en el caso de las variables continuas solo se puede calcular la probabilidad de que un evento caiga dentro de un intervalo.

Por lo que la probabilidad de que la variable aleatoria continua tome un valor exacto es nula.

En este contexto, se denomina variable continua a aquella que puede tomar cualquiera de los infinitos valores existentes dentro de un intervalo, es decir, son aquellas que pueden tomar cualquier valor en un intervalo real. En este caso de distribución de probabilidad es la integral de la función de densidad, por lo que tenemos entonces que:

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt$$

Y para la probabilidad de que la variable aleatoria tome un valor exacto se tiene que:

$$P(x = a) = \int_a^a f(x)dx = 0$$

Sin embargo, que un valor exacto tenga probabilidad cero de ocurrir no implica que sea imposible que ocurra, solo que para analizarlo la variable debe ser estudiada por intervalos.

Ejemplo:

-Generar la función de densidad de probabilidad y la distribución de probabilidad (acumulada) para los siguientes datos de porosidad, obtenidos a partir de un análisis realizado a 45 núcleos pertenecientes al mismo campo (distribución para una variable continua); calcular el valor esperado (μ) y la desviación estándar (σ) que presenta la distribución. Además encontrar la probabilidad de que la porosidad se encuentre entre 0.5% y 2.5 %.

Intervalo de porosidad (%)	Frecuencia de aparición (fi)
$0 \leq x < 1$	11
$1 \leq x < 2$	18
$2 \leq x < 3$	12
$3 \leq x < 4$	2
$4 \leq x < 5$	0
$5 \leq x < 6$	1
$6 \leq x < 7$	1

Tabla 3.6 Distribución de la porosidad en un análisis realizado a 45 núcleos.

Solución:

-Construcción de una tabla de distribución de frecuencias a partir de los datos:

Intervalo de porosidad (%)	Marca de clase (Mi) (lim sup +lim inf) / 2	Frecuencia de aparición (fi)	Frecuencia relativa (fi*) (fi/n)
$0 \leq x < 1$	0.50	11	0.244
$1 \leq x < 2$	1.50	18	0.400
$2 \leq x < 3$	2.50	12	0.267
$3 \leq x < 4$	3.50	2	0.044
$4 \leq x < 5$	4.50	0	0.000
$5 \leq x < 6$	5.50	1	0.022
$6 \leq x < 7$	6.50	1	0.022

Tabla 3.7 Distribución de frecuencias.

-Cálculo de la media de la distribución:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^m x_i f_i = 1.81\%$$

-Cálculo de la desviación estándar:

$$\sigma = \sqrt{S^2} = 1.22\%$$

-una vez construida la tabla es posible graficar la información y obtener la función de densidad de probabilidad:

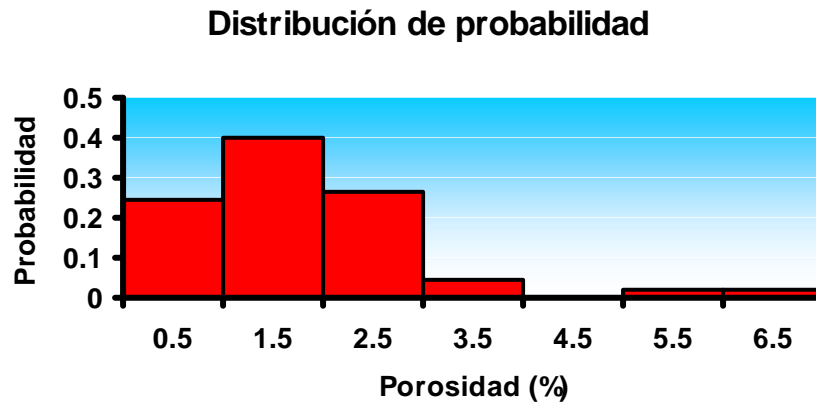


Figura 3.3 Distribución de probabilidad para la porosidad.

-Posteriormente, recordando la definición de distribución de probabilidad:

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(t)dt$$

es posible construir la tabla de la frecuencias acumuladas y la gráfica de probabilidad acumulada para la porosidad:

Intervalo de porosidad (%)	Marca de clase (Mi) (lim sup +lim inf) / 2	Frecuencia de aparición (fi)	Frecuencia relativa (fi*) (fi/n)	Frecuencia acumulada (Fi) (Fi = fi + fi+1)	Frecuencia acum. rel. (Fi*) (Fi/n)
0 ≤ x < 1	0.50	11	0.244	11	0.244
1 ≤ x < 2	1.50	18	0.400	29	0.644
2 ≤ x < 3	2.50	12	0.267	41	0.911
3 ≤ x < 4	3.50	2	0.044	43	0.956
4 ≤ x < 5	4.50	0	0.000	43	0.956
5 ≤ x < 6	5.50	1	0.022	44	0.978
6 ≤ x < 7	6.50	1	0.022	45	1.000

Tabla 3.8 Distribución de frecuencias acumuladas.

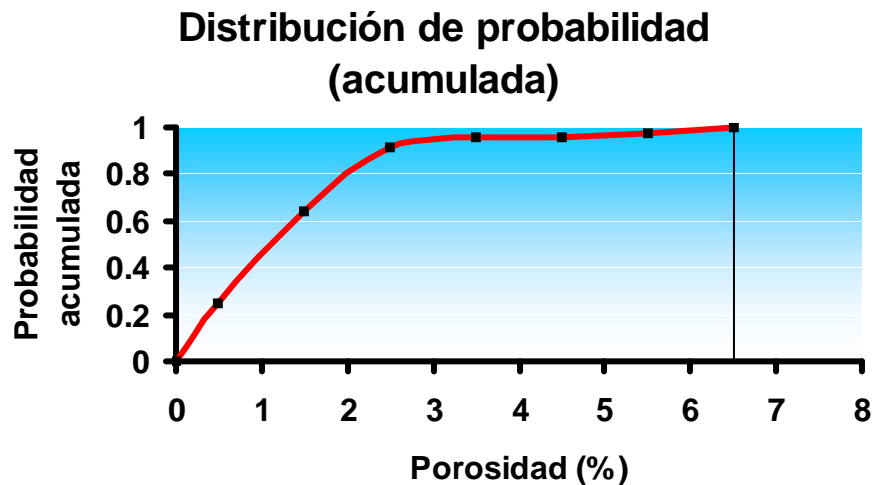


Figura 3.4 Distribución de probabilidad acumulada.

-Por último, la probabilidad de tener una porosidad entre 0.5% y 2.5% puede ser obtenida de la siguiente manera a partir del gráfico de distribución de probabilidad acumulada:

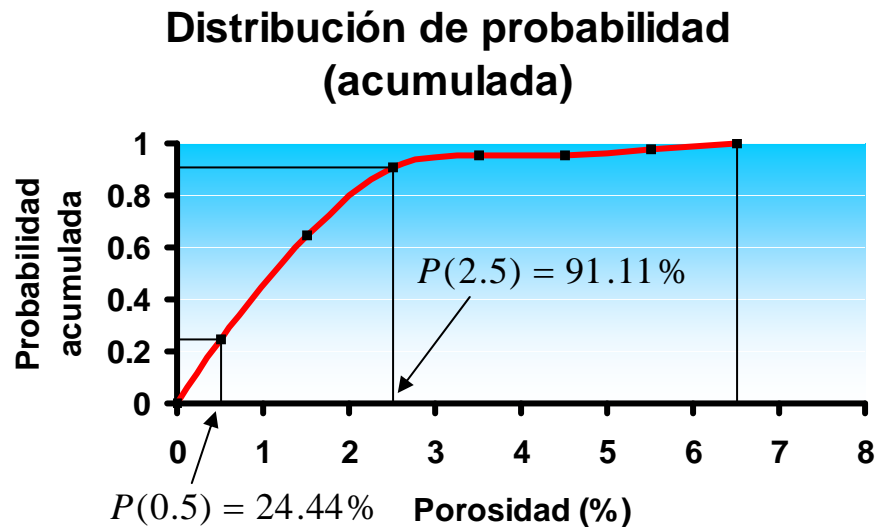


Figura 3.5 Distribución de probabilidad acumulada.

$$P(0.5) = 24.44\%$$

$$P(2.5) = 91.11\%$$

$$0.5 \leq P \leq 2.5 = 91.11\% - 24.44\%$$

$$0.5 \leq P \leq 2.5 = 66.67\%$$

Como ejemplo de variables aleatorias continuas se puede mencionar: el tiempo necesario en realizar la perforación de un pozo, la porosidad existente en un yacimiento, los precios del crudo, entre otras. De lo anterior podemos observar que las variables aleatorias continuas son muy diversas, lo cual da como resultado, al igual que en el caso de las distribuciones de probabilidad de variables discreta, que se tengan varios modelos teóricos que representen el comportamiento de estas.

Modelos de distribución de probabilidad de variables continuas.

-Uniforme. Es la distribución en donde todos los eventos tienen la misma probabilidad.

-Exponencial. Se utiliza para estudiar el tiempo entre dos sucesos.

-Beta. Sirve para el estudio de variaciones, a través de varias muestras, de un porcentaje que representa algún fenómeno.

-Gamma. Se utiliza para estudiar variables cuya distribución puede ser asimétrica.

-Ji cuadrada (χ^2). Es una distribución asociada a la prueba χ^2 , y se usa para comparar los valores observados con los esperados.

-Normal. Es la distribución más utilizada porque la mayoría de las variables analizadas en fenómenos sociales se distribuyen aproximadamente siguiendo este modelo.

La curva de la distribución normal puede ser modelada utilizando la función:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

donde μ y σ son los parámetros y corresponden a la media y a la desviación estándar, respectivamente, cuyos valores permitidos μ son todos los reales, para σ son los reales positivos y el dominio de f es el conjunto de los números reales.

Dado que para variables continuas la probabilidad de que x tome un valor en el intervalo (a,b) es el área bajo la curva limitado por rectas verticales que pasan por a y b , entonces se puede encontrar la probabilidad en un intervalo integrando:

$$P(a < x < b) = \int_a^b f(x)dx$$

Aunque resulta más cómodo el uso de las tablas que casi todos los libros y formularios proveen.

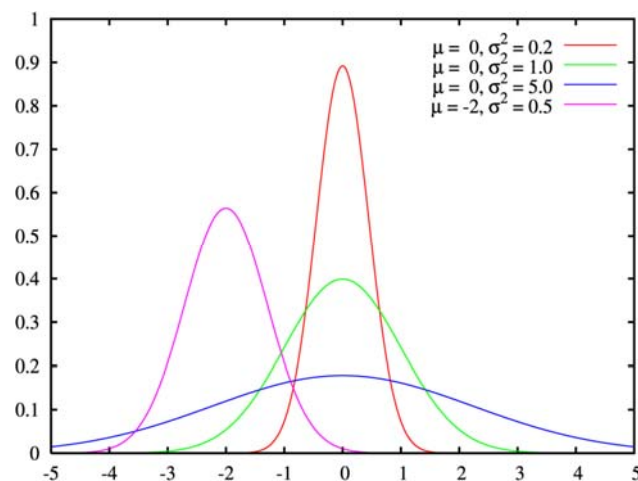


Figura 3.6 Distribución normal.

Las cuatro distribuciones del gráfico anterior son normales, con distintos valores de la media y la desviación típica (estándar). La verde es la "normal estándar", de media cero y desviación típica uno.

-Distribución lognormal. Se dice que una variable x se distribuye de forma log normal si su logaritmo natural $\ln(x)$ se distribuye normalmente. Se simboliza mediante $L(\mu, \sigma)$ ya que los parámetros de esta distribución son los mismos de los de la distribución normal, μ y σ . Esta distribución es usada para modelar datos que presentan asimetría positiva, y cuya función de densidad esta dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma} \right)^2} \quad x > 0$$

Y cuya representación grafica se encuentra dada por:

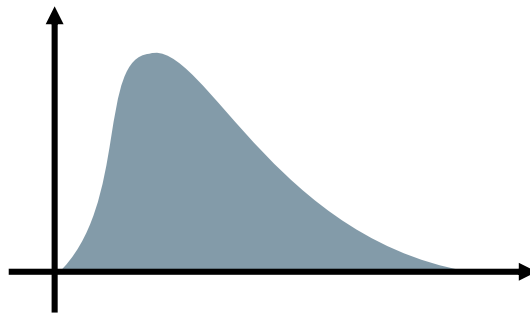


Figura 3.7 Distribución Lognormal

La figura anterior muestra de manera general la forma en la que se distribuyen las variables en una distribución lognormal (sesgada hacia la izquierda). Esto tiene un amplio campo de aplicación en la industria del aceite y gas ya que la mayoría de las variables tanto técnicas como económicas tienden a distribuirse de esta forma.

Con anterioridad observamos que los tipos y características de las distribuciones de probabilidad son muy variados y algunos muy complejos, en teoría, por lo que su aplicación resulta un tanto complicada y a veces innecesaria; siendo así, los ingenieros, geocientistas y todos los expertos involucrados en el proceso de evaluación de proyectos, recurren a la aplicación de un teorema llamado **“teorema del limite central”**, desarrollado con la finalidad de definir el tipo de distribución que más se asemeje a la presencia o comportamiento de un cierto fenómeno o variable aleatoria.

3.1.7 Teorema del límite central.

Sean x_1, x_2, \dots, x_n n variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas cada una con media μ y varianza σ^2 . Entonces el límite de la suma de las variables aleatorias cuando n es suficientemente grande ($n \rightarrow \infty$) es una **distribución normal** con media $= \mu$ y varianza $= \sigma^2 / n$.

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \sum_{i=1}^n x_i \approx N(n\mu, n\sigma^2)$$

En otras palabras el teorema del límite central garantiza una **distribución normal** cuando n es suficientemente grande. Lo cual tiene un amplio campo de aplicación en el ámbito petrolero ya que esta distribución es empleada para representar el comportamiento del número de pozos perforados que resultan secos o exitosos, o el número de pruebas de presión realizadas en un periodo de tiempo, entre otras.

A si mismo, el teorema del límite central establece que el producto de variables aleatorias independientes resultan en una **distribución lognormal**, es decir, una distribución de campana asimétrica. Esta distribución es empleada en la industria petrolera para representar el comportamiento de variables tanto de tipo técnico como de tipo económico; por ejemplo para reservas, costos, producción, inversiones y otras más.

De lo estudiado en esta parte, correspondiente a las distribuciones de probabilidad, podríamos decir que la construcción de éstas “en forma ideal” debería estar basada en un gran número de mediciones, con la finalidad de que la distribución permitiera la descripción del fenómeno de forma más representativa y exacta; Pero en la realidad, a menudo existe un mínimo de datos disponibles debido a los altísimos costos que representa la obtención de información, y al tiempo que se debe invertir, por lo que a manera de conclusión, en esta instancia, la habilidad y experiencia de las personas involucradas, reside en decidir o seleccionar cual de las curvas es la que mejor describe la situación que se pretende representar.

3.2 Diagrama de Tornado.

En una evaluación probabilista de proyectos la construcción de las distribuciones de probabilidad para cada una de los parámetros no siempre resulta necesario, por lo que los expertos recomiendan la construcción de estas sólo para aquellas variables que ejercen un fuerte impacto en el o los resultados finales. Esto con la finalidad de acelerar el proceso y disminuir los costos que implica procesar información hasta cierto punto irrelevante, además de que el captar la esencia de un problema mediante la determinación de los factores más importantes, ayuda a quienes toman las decisiones se concentren solamente en los aspectos que juegan un papel central en el resultado. Un análisis de sensibilidad como éste,

entendiendo por análisis de sensibilidad, el proceso mediante el cual son determinadas las variables que impactan de manera más significativa a los resultados finales, permite asignar un orden de importancia a los factores que se deberán considerar en una decisión.

Siendo así, la herramienta estadística-matemática desarrollada con la finalidad de realizar el análisis de sensibilidad es conocida con el nombre de diagrama de tornado. Éste es un esquema que muestra de manera gráfica, en orden descendente a las variables con mayor influencia en el resultado final. La construcción de un diagrama de tornado se encuentra fundamentado en la creación de tres escenarios que representen la incertidumbre de las variables, es decir, un escenario pesimista (bajo), un escenario medio (base) y un escenario optimista (alto), posteriormente se procede a calcular el VPN, a partir de ciertas combinaciones predeterminadas de las variables en diversos escenarios, los resultados se grafican de forma descendente y se determinan aquellas que más impacto generan en los resultados, así como las que casi no lo tienen.

Ejemplo:

VPN=(Producción)(Precio)-(Costos+inversiones)				
Variable	Escenario		Combinación	millones de dólares
Producción	Alto	5 MMbl	*Pro A B	177000000
	Base	3.2 MMbl	Todo en base	105000000
	Bajo	2 MMbl	*Pro BB B	57000000
Precio	Alto	50 USD/bl	*Pre A B	137000000
	Base	40 USD/bl	Todo en base	105000000
	Bajo	30 USD/bl	*Pre BB B	73000000
Costos	Alto	50 MMUSD	*Cos A B	75000000
	Base	20 MMUSD	Todo en base	105000000
	Bajo	10 MMUSD	*Cos BB B	115000000
Inversión	Alto	5 MMUSD	*Inv A B	103000000
	Base	3 MMUSD	Todo en base	105000000
	Bajo	1 MMUSD	*Inv BB B	107000000
*Pro A B: Producción en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Pro BB B: Producción en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				
*Pre A B: Precio en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Pre BB B: Precio en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				
*Cos A B: Costos en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Cos BB B: Costos en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				
*Inv A B: Inversión en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Inv BB B: Inversión en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				

Tabla 3.8 Escenarios que presentan las variables.

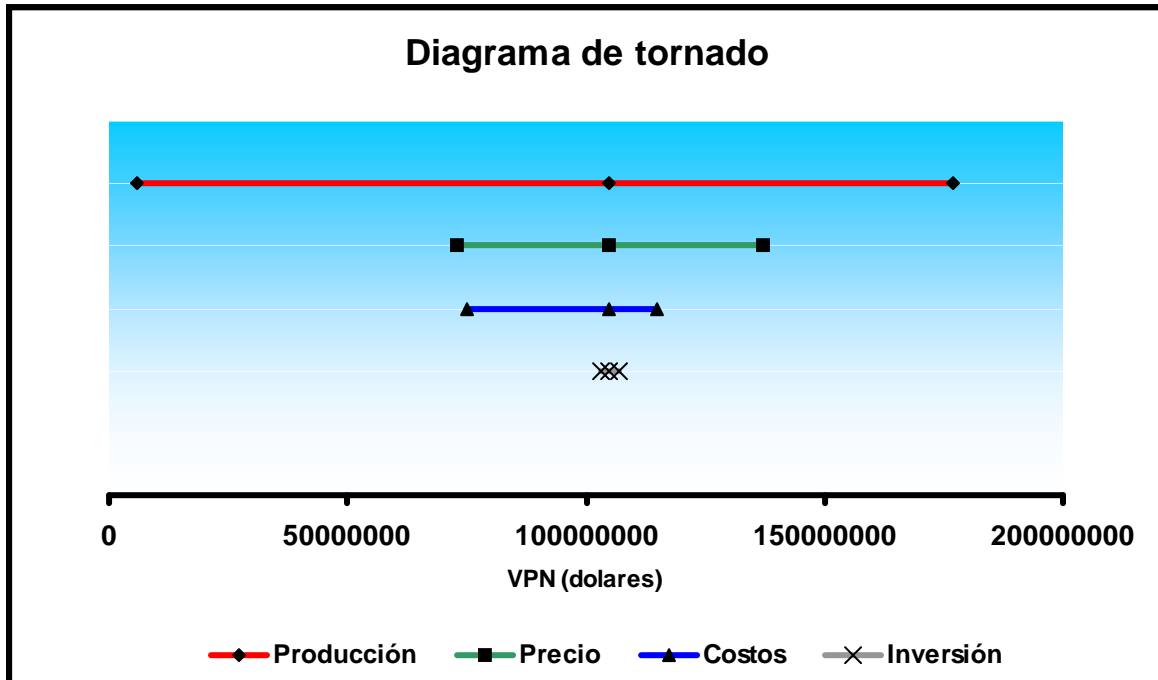


Figura 3.8 Diagrama de tornado.

Del gráfico anterior podemos concluir que la inversión es la única variable que no impacta de manera significativa el resultado final del VPN; por lo que en el proceso de evaluación, lo más seguro es que la construcción de una distribución de probabilidad para estos no sea necesaria.

3.3 Árboles de decisión.

“La diferencia entre una buena y una mala decisión puede ser la diferencia entre el éxito y el fracaso, las ganancias y las pérdidas, o incluso entre la vida y la muerte”. Las decisiones en la industria del petróleo y el gas determinan la dirección y el curso de miles de millones de dólares cada año, por lo que las decisiones de inversión son las más importantes y difíciles de tomar. La complejidad de una decisión puede variar desde una simple pregunta, como perforar o no perforar, la cual puede ser analizada con sólo algunos cálculos, hasta niveles de decisión que requieren gran detalle como es el caso del desarrollo de yacimientos situados en aguas profundas, proceso que regularmente le lleva a una compañía meses o incluso años de preparación.

Esta complejidad que caracteriza la toma de decisiones en el ámbito petrolero, responde al grado de incertidumbre que presentan las variables involucradas en el proceso de evaluación, como son la producción, el precio, los costos, las inversiones, principalmente; por lo que muchos métodos han sido desarrollados con la finalidad de modelar el riesgo y la incertidumbre inherentes a estas, y que al mismo tiempo permita a quienes toman las decisiones, realizarlas, fundamentados en bases más sólidas y con la mayor probabilidad de éxito.

En este contexto, los árboles de decisiones son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como una secuencia de eventos y posibles resultados. Los eventos se representan como ramas que salen de cada nodo. Los nodos pueden ser de decisión (en los cuales quien toma la decisión decide que rama seguir), o de incertidumbre, donde el resultado estará determinado por varias posibilidades, debido a que estos nodos de incertidumbre tienen la finalidad de mostrar en forma simplificada los valores más representativos de las variables definidas por distribuciones continuas (producción, costos, inversiones, precios, etc.), normalmente tres escenarios de probabilidad (Alto, Base y Bajo). A cada rama se le asocia el valor monetario que se espera del resultado. Además, las ramas que salen de los nodos de incertidumbre se ponderan con la probabilidad de que tal resultado ocurra.

El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados, y ponderados según las probabilidades, de todos los resultados que se ramifican desde dicho nodo. De este modo, al retroceder desde el final o desde el lado derecho del árbol, se pueden calcular los valores esperados para cada resultado. Siendo así, una vez que se han calculado todos los valores esperados, resulta posible tomar la ruta de decisión óptima.

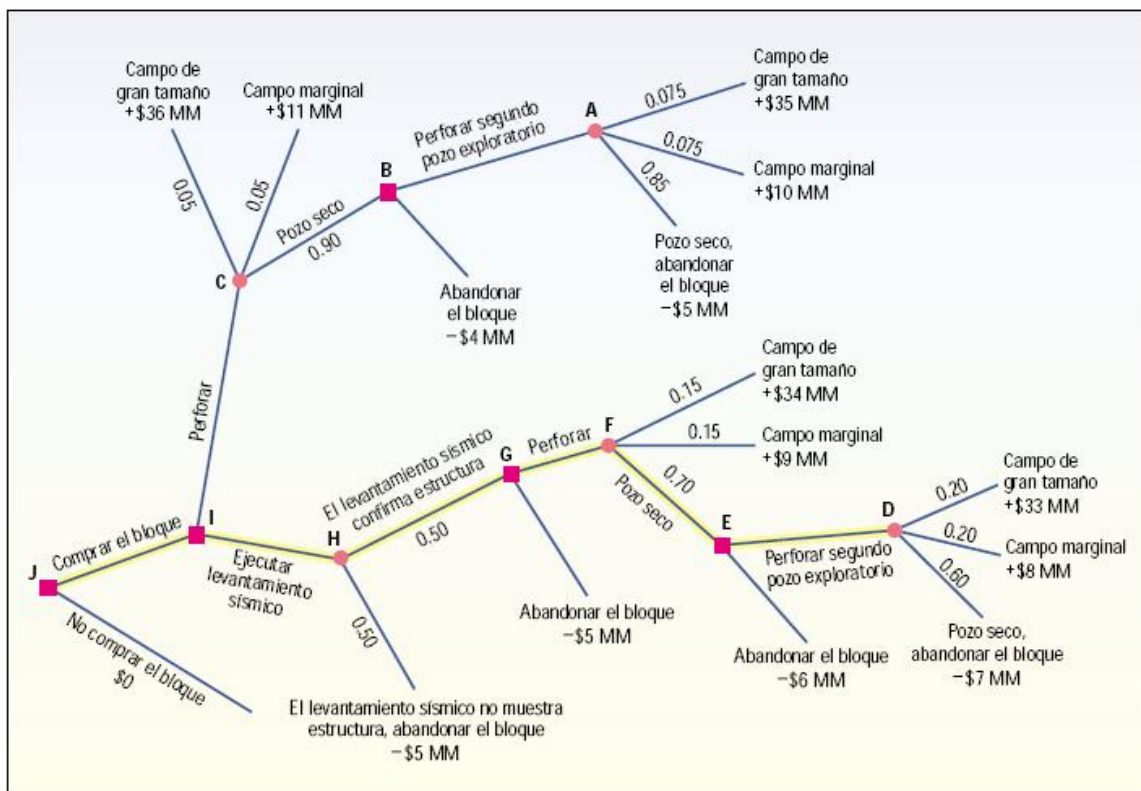


Figura 3.9 Árbol de decisiones para la compra de bloques.

El árbol de decisión es una herramienta muy útil en el proceso de evaluación probabilística de proyectos, ya que nos permite modelar la incertidumbre, con sus respectivas probabilidades de ocurrencia en parámetros como son la producción, los precios, los costos, las inversiones, entre otros, (variables aleatorias continuas), representando por medio de nodos los valores más significativos que pueden adquirir las variables involucradas en el proceso. Sin embargo, estos tres escenarios (Alto, Base, Bajo) sólo nos muestran una parte de todos los infinitos valores que pueden presentar los parámetros de evaluación; por lo que el análisis de riesgo nunca se encontrará totalmente completo si no se realizan las correspondientes distribuciones de probabilidad para cada variable involucrada.

Siendo así, nos podríamos preguntar, ¿Entonces de que sirve realizar un análisis de árbol en la evaluación de un proyecto si este no puede modelar de manera exacta a la incertidumbre inherente a estos?. Bueno, pues existen tres buenas razones por las que un árbol de decisión nunca esta de sobra en un proceso de evaluación:

Primera:

Es un método de muy fácil asimilación que permite realizar una serie de cálculos con variables de tipo continuas, de manera rápida y efectiva; a diferencia de otros métodos, que en teoría resultan un tanto complejos, como es el caso de la Simulación de Monte Carlo, proceso que abordaremos un poco más adelante.

Segunda:

Permite visualizar de manera gráfica las posibles rutas a seguir con sus respectivos valores esperados y probabilidades.

Tercera:

No siempre es necesaria la construcción de una distribución de probabilidad para cada una de las variables, ya que puede ser que alguna, de estas, no tenga impacto significativo en los indicadores económicos, por lo que la construcción de una distribución que represente su comportamiento resulta innecesaria en el proceso.

Para ejemplificar mejor lo descrito con anterioridad, a continuación se presenta un árbol de decisión realizado a partir de los resultados del diagrama de tornado. Por lo que si recordamos, la inversión es la única variable que no presentó mayor trascendencia en los resultados; su representación bastará con la creación de un solo escenario, y la asignación de las respectivas probabilidades se hará con base en la regla de Swanson, haciendo un pequeño paréntesis, esta nos dice que la mayoría de los fenómenos estudiados estadísticamente presentan una probabilidad de ocurrencia del 40% para escenarios base, 30% para alto Y 30% para el bajo; por lo que en ausencia de información esta simple regla puede generar intervalos de confianza hasta de un 80%.

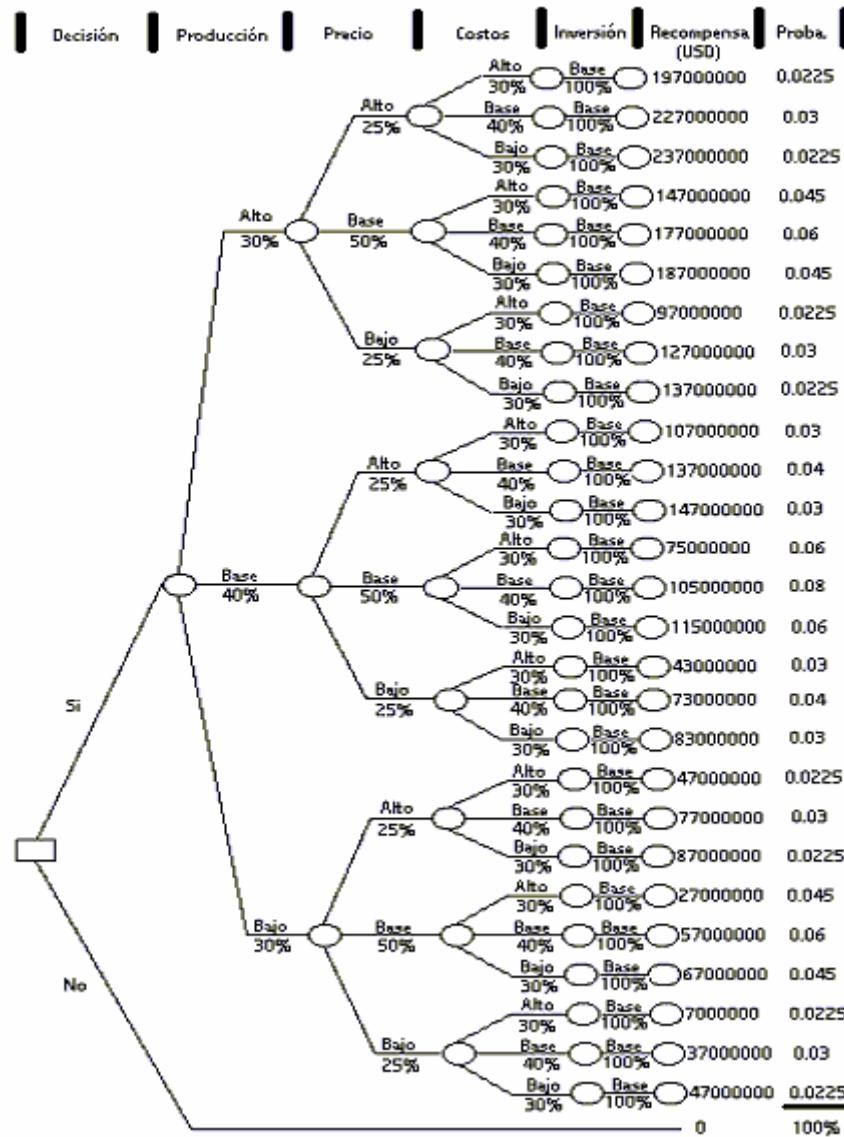


Figura 3.10 Árbol de decisión.

Del diagrama de árbol presentado se puede observar que dentro de todas las posibles recompensas no existen valores negativos, es decir, este proyecto siempre va a representar ganancias para la compañía, aun en el escenario más pesimista en el cual se tiene una recompensa de 7,000,000 USD, por lo que se recomienda la ejecución de este proyecto.

3.4 Simulación de Monte Carlo.

La simulación de Monte Carlo es una técnica que ha diferencia de los árboles de decisión, en la que solo se mostraban unos cuantos escenarios de todos los posibles, permite visualizar todos los posibles escenarios en caso de presentarse algún valor en particular para alguna de las variables, ya que ésta es una técnica

que considera todo el rango de posibles valores de parámetros como: la producción, el precio, los costos, las inversiones, entre otras.

En este contexto, la simulación de Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso tanto de la estadística, como de los modelos matemáticos, con la finalidad de realizar operaciones con variables que presentan incertidumbre (aleatorias continuas), es decir, la Simulación de Monte Carlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos.

La Simulación de Monte Carlo es un método iterativo que consiste en generar una distribución de probabilidad para el resultado de la combinación de variables aleatorias; procedimiento que requiere como premisa, la presentación de las variables por medio de distribuciones de probabilidad, es decir, una vez construidas las distribuciones de probabilidad, en la primera iteración se procede a realizar un muestreo aleatorio, individual, de los datos que integran cada una de las distribuciones (normalmente mediante la ayuda de una computadora), estos valores individuales se combinan a partir de las operaciones elegidas (suma, resta, multiplicación, etc.), dando como resultado un cierto valor; tras repetir “n” veces este proceso, dispondremos de “n” observaciones acerca del comportamiento del sistema o actividad que pretendamos analizar, lo cual nos permitirá construir su respectiva distribución de probabilidad. Cabe destacar que el análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea el número “n” de experimentos que llevemos a cabo.

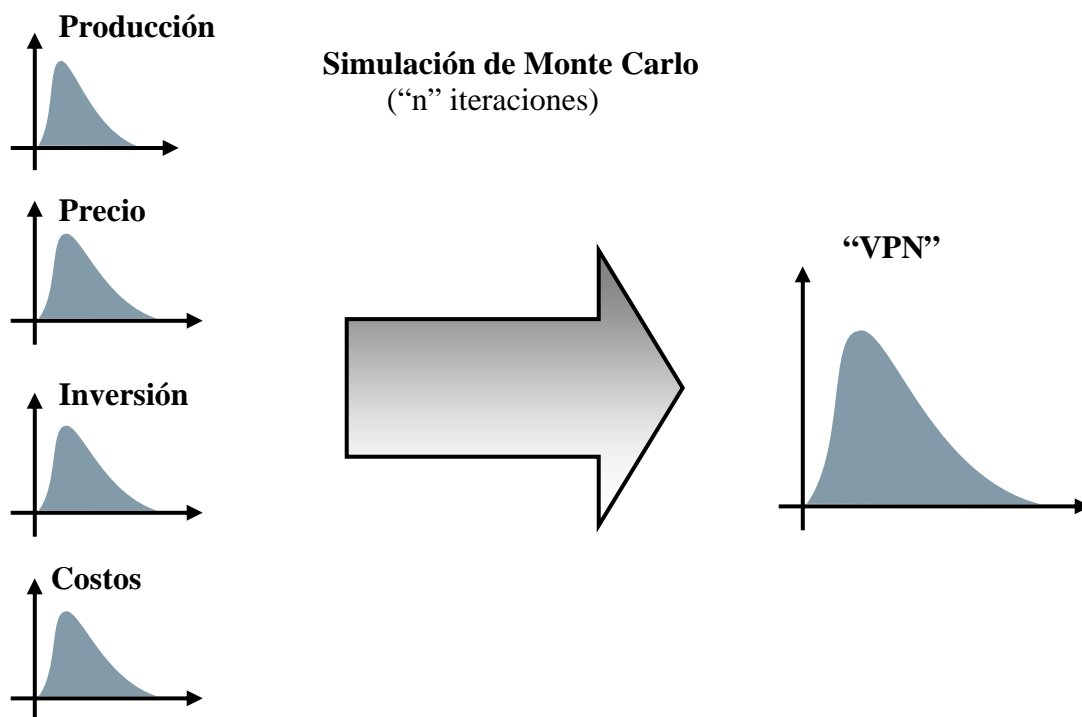


Figura 3.11 Esquema del análisis de Monte Carlo.

3.5 Metodología de evaluación probabilística de proyectos.

Una vez estudiados los conceptos básicos de probabilidad y estadística en los que se fundamenta el proceso de evaluación de proyectos con incertidumbre, la siguiente etapa en este trabajo será la de estudiar y analizar el proceso mediante el cual es determinada la capacidad para generar ganancias de un proyecto petrolero considerando el riesgo y la incertidumbre inherentes a esta industria.

La metodología de la evaluación probabilística resulta un tanto análoga, en cuanto a la estructura de la evaluación determinística de proyectos, pero mucho más complicada en cuanto a análisis y cálculos, ya que si bien el proceso es el mismo, (definición de la unidad de inversión, análisis de mercado, evaluación técnica, análisis económico y evaluación) ésta toma en consideración el riesgo y la incertidumbre, durante todas las etapas, como factores integrales dentro de los cálculos, mediante tres categorías de análisis:

3.5.1 Análisis de sensibilidad.

El análisis de sensibilidad tiene la finalidad de definir en que grado las variables influyen en los resultados finales. Para posteriormente, analizar y estudiar más a fondo esos parámetros, que resultaron ser más influyentes, con la intención de reducir al mínimo el impacto de éstos, en los resultados finales. Este análisis, como fue discutido con anterioridad, parte del llamado diagrama de tornado; proceso que se encuentra fundamentado en la representación mediante escenarios de los valores más representativos que pueden adquirir las variables. Normalmente tres escenarios: uno bajo, para representar el mínimo valor que se espera, uno Alto, para representar el valor máximo y uno base para representar un valor intermedio.

3.5.2 Análisis de decisión

Es el análisis que permite visualizar lo que pasaría en caso de tomarse alguna decisión, cualquiera que esta fuera, es decir, la complejidad de una decisión, para una compañía de exploración y producción, puede variar desde una simple pregunta, como perforar o no perforar, la cual puede ser analizada con sólo algunos cálculos, hasta niveles de decisión que requieren gran detalle como es el caso del desarrollo de yacimientos situados en aguas profundas, proceso que regularmente le lleva a una empresa petrolera meses o incluso años de preparación.

Este proceso de análisis permite aligerar el peso que significa tomar una decisión en una industria como la petrolera, ya que considera los escenarios más representativos del proyecto en estudio, junto con sus respectivas probabilidades de ocurrencia, en otras palabras, este análisis ya considera de manera integra en los cálculos a la incertidumbre asociada con las variables, como la producción, el precio, los costos, entre otras, mediante la técnica de los escenarios (consideración de los valores más representativos), además del riesgo inherente a

la industria, mediante la asignación de las respectivas probabilidades de ocurrencia para los escenarios simulados.

En este contexto la realización de un análisis de decisión para cualquier empresa petrolera brinda las bases y la seguridad que requieren los corporativos y las gerencias para fundamentar cualquier decisión; por lo que, un análisis de decisión resulta imprescindible en un proceso de evaluación de proyectos petroleros.

3.5.3 Análisis de riesgo

El origen de esta última categoría de análisis se fundamenta en la posibilidad latente de no obtener lo deseado y lo que es peor, aun, fracasar en el proyecto de inversión, generando pérdidas de tipo económico. Siendo así, la importancia en la determinación y cuantificación del riesgo en los proyectos para las compañías petroleras resulta de carácter prioritario y estratégico, ya que la ejecución o la puesta en marcha de una cartera de proyectos demanda la asignación de sumas multimillonarias de capital por parte de estas, el cual de tomarse una decisión infundada o sin buenas bases podría verse comprometido, poniendo en riesgo el bienestar y el patrimonio de la empresa; sin mencionar su permanencia en el mercado.

En este contexto, podemos definir a esta última categoría de análisis como el proceso que consiste en desarrollar una distribución de probabilidad de ocurrencia para las variables tanto de tipo técnicas (porosidades, saturación, factores de volumen, etc.) como económicas (tasas de interés, cambios de paridad, tasas de inflación, etc.) involucradas en el proceso de evaluación, ya que si recordamos la construcción de las distribuciones de probabilidad para las variables involucradas en el proceso de evaluación económica (producción, precio, inversión, costos) responde a circunstancias, que dan como consecuencia variaciones en parámetros como son: la heterogeneidad que presentan los yacimientos, refiriéndonos al aspecto técnico, y a situaciones de tipo político tanto interno como externo, refiriéndonos al aspecto de tipo económico, que de no considerarse, el análisis resultaría poco representativo.

De esta manera, el enfoque de tipo probabilista brinda la flexibilidad necesaria, requerida por las compañías para definir el grado de riesgo que pueden tolerar (aversión al riesgo) sin comprometer su bienestar y su patrimonio, ya que, la construcción de distribuciones de probabilidad de ocurrencia para las variables involucradas en el proceso, arrojan como resultado, obviamente, distribuciones de probabilidad de ocurrencia para los indicadores económico-financieros, los cuales al ser interpretados son un arma muy poderosa en la toma y justificación de las decisiones, debido a que muestran de forma explícita el intervalo de valores que pueden tomar los beneficios, con sus respectivas probabilidades de éxito.

Siendo así, a continuación estudiaremos las etapas del proceso de evaluación, que considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos.

-Definición de la unidad de inversión.

Al igual que en el proceso de evaluación determinística, el primer paso en la metodología con enfoque probabilista consiste en definir el conjunto de todos los elementos tanto físicos como normativos necesarios para generar valor (unidad de inversión).

-Análisis de mercado.

Este estudio tiene como objetivo garantizar la comercialización de los energéticos, además de prever una política adecuada de precios que puede garantizar la rentabilidad del negocio.

El análisis del mercado, al igual que en el proceso determinístico, requiere de inferencia estadística y modelos de simulación, solo que en esta, en lugar de crear valores puntuales para la política de precios, se construyen distintos escenarios, con la finalidad de representar la incertidumbre inherente a esta variable, consecuencia de políticas tanto internas como externas.

-Estudio técnico.

La tercera parte del proceso corresponde a un análisis profundo y objetivo por especialistas del tema que se trate y consiste en revisar que las especificaciones se ajusten a las necesidades reales de la producción o del producto que resulte del proyecto y que dichas especificaciones estén correctamente aplicadas; el resultado de este análisis es la elección de alguna opción que resuelve el problema, generando los máximos beneficios, cumpliendo con las condiciones presupuestales y operativas.

A diferencia con el otro proceso, este análisis aporta distintos escenarios con su respectiva probabilidad de éxito, normalmente tres escenarios, obviamente, los que se consideran más representativos, normalmente uno bajo (escenario más pesimista), uno alto (escenario optimista) y uno medio (escenario conservador), a fin de representar de manera más real la producción de hidrocarburos y la inversión que representa la tecnología que se ha elegido, además de los costos de operación y mantenimiento que la instalación de ésta significa.

-Análisis económico.

Tiene como objetivo ordenar y sistematizar la información de carácter monetaria, se determinan los costos totales y la inversión inicial que proporcionan las etapas anteriores y a diferencia con la evaluación determinística, se realiza el análisis de sensibilidad mediante el llamado diagrama de tornado, con la finalidad de definir las variables involucradas en el proceso que más impacto tienen en los resultados finales. Una vez que han sido definidas estas variables, el siguiente paso en el proceso es el de analizarlas más a fondo con la intención de disminuir el impacto que representan en los resultados y sólo así, se procede a la construcción de sus

respectivas distribuciones de probabilidad, con la intención de representar en forma más real el comportamiento de éstas. Por otro lado, las variables que resultaron poco influyentes en los resultados, seguramente no necesitarán de la construcción de distribuciones de probabilidad, por lo que la formulación de tres escenarios o el mismo escenario base, resultará suficiente para representar su comportamiento.

-Evaluación económica del proyecto.

Una vez que se ha realizado la construcción de las distribuciones de probabilidad que representan el posible comportamiento de las variables involucradas en el proceso, con sus respectivas probabilidades de ocurrencia, la parte final en la secuencia del análisis de factibilidad del proyecto consiste en generar la respectiva distribución de probabilidad para el VPN, y para cualquier otro criterio de evaluación del proyecto a partir de las distribuciones que representan a los parámetros de evaluación, mediante la Simulación de Monte Carlo, es decir:

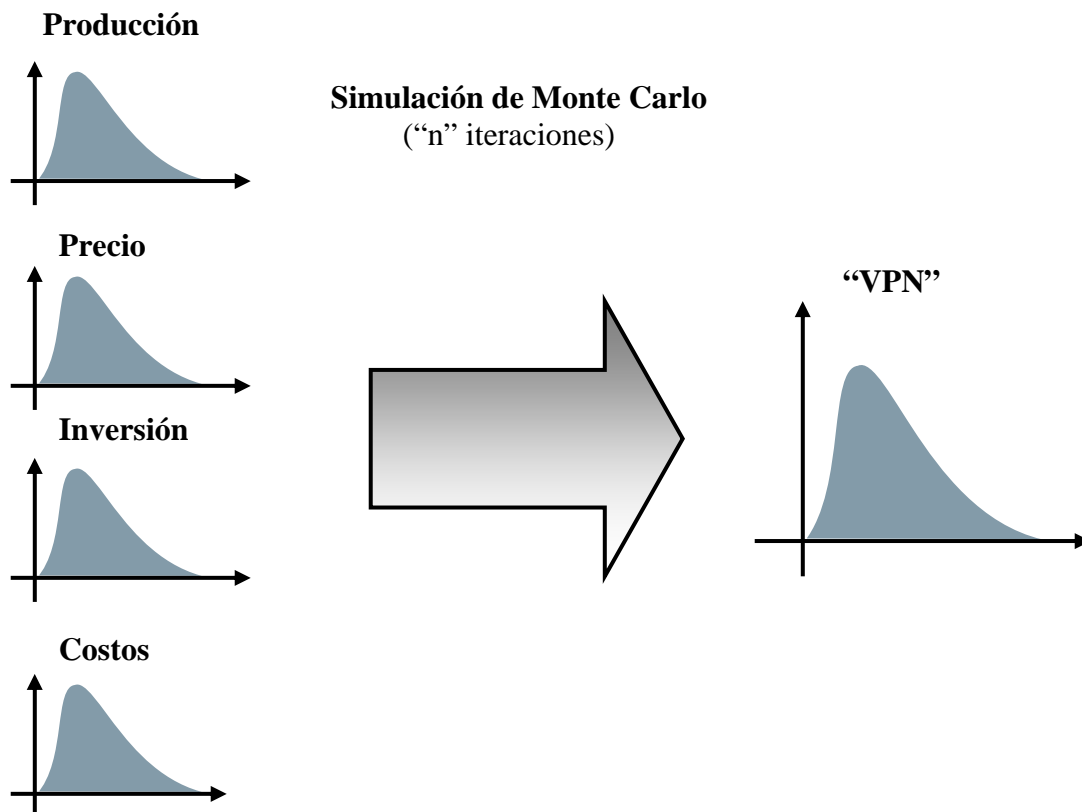


Figura 3.12 Evaluación económica con simulación de Monte Carlo.

3.6 Ejemplo de evaluación económica probabilista.

Un pozo situado en el activo Samaria al sureste del país no puede fluir naturalmente, ya que la P para llevar a los hidrocarburos hasta superficie es insuficiente, por lo que el Ingeniero recomienda instalar un sistema de bombeo mecánico para reestablecer la producción e incrementar la recuperación de reservas.

Realizar la evaluación económica probabilista del proyecto recomendado por el Ingeniero.

Solución:

Paso 1. Determinar el tipo de unidad de inversión.

-El sistema artificial propuesto es una unidad de inversión individual de explotación, que permite reestablecer la producción para incrementar la recuperación de reservas, por lo que se sugiere emplear el método del valor presente neto.

Paso 2. Análisis de mercado.

-De estudios realizados por expertos se sabe que existe un mercado muy demandante para este producto (hidrocarburos) y que la venta esta garantizada en un precio de 45 USD/bl para el escenario base, con una variación de un 20% y 10% para los escenarios alto y bajo respectivamente, durante los próximos 10 años, con las siguientes probabilidades de ocurrencia:

Probabilidad para el escenario alto (optimista) = 25%

Probabilidad para el escenario base (medio)= 50%

Probabilidad para el escenario bajo (pesimista)= 25%

Paso 3. Evaluación técnica.

-El estudio técnico realizado a la propuesta de instalar un sistema artificial de bombeo mecánico, demostró que la utilización de este equipo resuelve el problema de presión insuficiente en el pozo, permitiendo así, la recuperación adicional de reservas.

-En cuanto a los resultados del estudio técnico al aplicar esta tecnología, se define que el pozo producirá durante 15 años, calculando que para un escenario base la producción acumulada de hidrocarburos será de 34,500 bl con una probabilidad de ocurrencia de un 40%, para un escenario alto de 40,000 con una probabilidad del 30% y por último para un escenario bajo de 30,500 con una probabilidad de ocurrencia, también, del 30%.

Inversión:

-Respecto a la inversión, se determinó el costo del sistema artificial y el costo de la instalación (Inversión), para un escenario base con probabilidad del 40% en:

Costo del "SABM" = 500,000 USD

Costo de la instalación del "SABM" = 5,000 USD

Con una variación del 10% para los escenarios alto y bajo, con probabilidad de ocurrencia similar de un 30%.

Por lo tanto:

Inversión escenario alto = 555,500 USD con una probabilidad del 30%.

Inversión escenario base = 505,000 USD con una probabilidad del 40%.

Inversión escenario bajo = 454,500 USD con una probabilidad del 30%.

Costos:

-El análisis realizado por los expertos respecto a los gastos operativos adicionales por mantenimiento del "SABM" arrojó que el costo por producir un barril será de 7 dólares para el escenario base, 5 dólares para el bajo y 10 para el escenario alto, sin tener variaciones sustanciales con respecto del tiempo. A si mismo en lo concerniente a las probabilidades de los distintos escenarios se concluyó que el escenario base tiene una probabilidad de ocurrencia de un 40%, mientras que para los escenarios bajo y alto se tiene una probabilidad igual, de un 30%.

Por lo tanto:

Costos escenario alto = 15 USD/bl con una probabilidad del 30%.

Costos escenario base = 12 USD/bl con una probabilidad del 40%.

Costos escenario bajo = 10 USD/bl con una probabilidad del 30%.

Paso 4. Análisis económico financiero.

-En esta etapa del proceso, al igual que en la evaluación determinista, se ordena y clasifica la información de tipo monetaria con el objetivo de elaborar los cuadros analíticos que servirán como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto (Evaluación económica), con la diferencia de que en este estudio se incluye de forma integral dentro de los cálculos la incertidumbre y el riesgo mediante las tres categorías de análisis (sensibilidad, decisión y riesgo).

-Análisis de sensibilidad

Medición del impacto que presentan las variables sobre los resultados finales, a fin de estudiar más a fondo aquellas que resulten más influyentes y justificar la creación de nuevos escenarios y distribuciones de probabilidad que permitan disminuir y medir la incertidumbre y por ende, mediante este análisis descartar la creación de escenarios y distribuciones para las variables que no repercutan significativamente en los resultados.

A continuación se muestra el análisis de sensibilidad realizado por medio de un diagrama de tornado:

VPN=(Producción)(Precio)-(Costos+inversiones)				
Variable	Escenario		Combinación	millones de dólares
Producción	Alto	40.0 Mbl	*Pro A B	815,000
	Base	34.5 Mbl	Todo en base	633,500
	Bajo	30.5 Mbl	*Pro BB B	501,500
Precio	Alto	54.0 USD/bl	*Pre A B	944,000
	Base	45.0 USD/bl	Todo en base	633,500
	Bajo	40.5 USD/bl	*Pre BB B	478,250
Costos	Alto	15 USD/bl	*Cos A B	530,000
	Base	12 USD/bl	Todo en base	633,500
	Bajo	10 USD/bl	*Cos BB B	702,500
Inversión	Alto	555,500 USD	*Inv A B	583,000
	Base	505,000 USD	Todo en base	633,500
	Bajo	454,500 USD	*Inv BB B	684,000
*Pro A B: Producción en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Pro BB B: Producción en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				
*Pre A B: Precio en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Pre BB B: Precio en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				
*Cos A B: Costos en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Cos BB B: Costos en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				
*Inv A B: Inversión en escenario alto y todas las demás en escenario base.				
*Inv BB B: Inversión en escenario bajo y todas las demás en escenario base.				

Tabla 3.9 Escenarios que presentan las variables del proyecto.

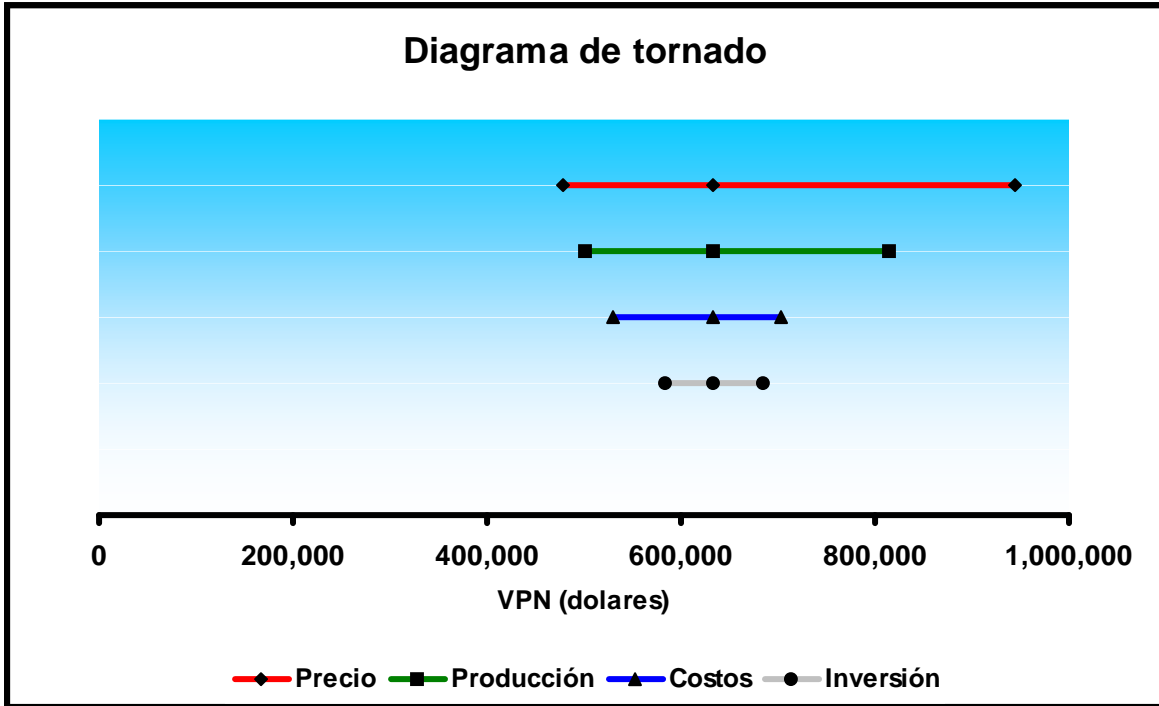


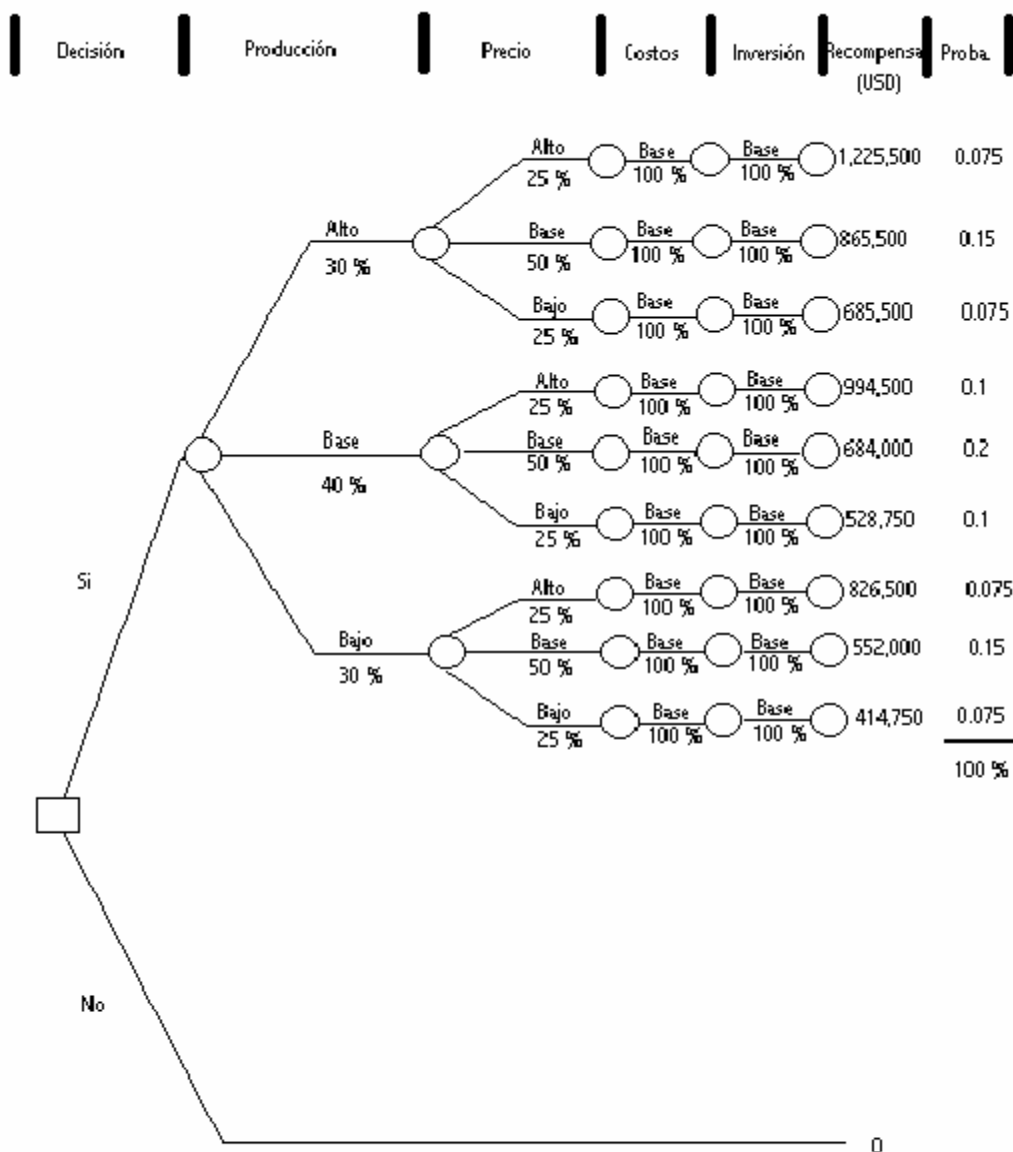
Figura 3.13 Grafico del Análisis de sensibilidad.

Tanto de la tabla como de la gráfica podemos notar que las variables que presentan mayor impacto, sobre el valor presente neto, son el precio, en primer lugar, seguido por la producción. Por esta razón se ha pedido a los ingenieros expertos complementar la serie de estudios realizados en primera instancia, con simulaciones de flujo multifásico en las líneas de producción a fin de tener una mayor certeza en los escenarios que se pretenden construir. A su vez se ha pedido a los analistas que repasen los posibles escenarios que se espera pueden presentarse en cuanto al precio de los hidrocarburos con el objetivo de realizar un análisis de decisión y de riesgo más representativo.

-Análisis de decisión.

De los nuevos estudios los expertos concluyen que los escenarios mostrados en un inicio para el precio de los hidrocarburos son los más adecuados, no encontrando razones de peso que pudieran llevar a cabo un cambio significativo en estos. A su vez, los ingenieros a cargo de las simulaciones en las líneas de producción concluyeron que no existirán pérdidas considerables de crudo por fricción y que los escenarios creados en primera instancia responden bien a lo que se espera.

Siendo así, el siguiente análisis de decisión fue obtenido mediante un diagrama de árbol presentando 3 escenarios para el precio, 3 para la producción y solamente uno para los costos y uno para la inversión:



Nota: se considera que el escenario base tiene una probabilidad de ocurrencia del 100% en cuanto a costos e inversión, debido a que el análisis de sensibilidad mostró que su impacto sobre los resultados finales no tiene mayor trascendencia.

Figura 3.14 Análisis de decisión.

Del diagrama de árbol calculado se puede observar que el tomar la decisión de ejecutar el proyecto siempre va a representar ganancias para la compañía, aun en el escenario más pesimista. Sin embargo, para el apruebo del proyecto, la compañía requiere un análisis de riesgo mediante la construcción de la correspondiente distribución de probabilidad para el VPN, con la intención de conocer el rango de posibles valores situados entre el P10 y el P90, lo cual dará el intervalo de confianza necesario (80%) para ejecutar la decisión correcta.

-Análisis de riesgo:

Para poder interpretar la información arrojada en el análisis de decisión se procedió a crear una distribución de probabilidad para el VPN a partir de las recompensas calculadas en el diagrama de árbol. El primer paso en el proceso fue ordenar las recompensas de menor a mayor con sus respectivas probabilidades de ocurrencia:

Recompensa (USD)	Probabilidad
0.00	0.000
414750.00	0.075
528750.00	0.100
552000.00	0.150
684000.00	0.200
685500.00	0.075
826500.00	0.075
865500.00	0.150
994500.00	0.100
1225500.00	0.075

Tabla 3.10 Recompensa y probabilidades que presenta el proyecto.

El segundo paso fue calcular la probabilidad acumulada y graficar esta junto con la recompensa, obteniendo así, la correspondiente distribución de probabilidad acumulada para el VPN del proyecto en cuestión:

Recompensa (USD)	Probabilidad acumulada
0.00	0.00
414750.00	0.08
528750.00	0.18
552000.00	0.33
684000.00	0.53
685500.00	0.60
826500.00	0.68
865500.00	0.83
994500.00	0.93
1225500.00	1.00

Tabla 3.11 Recompensa y probabilidad acumulada.

Análisis de riesgo

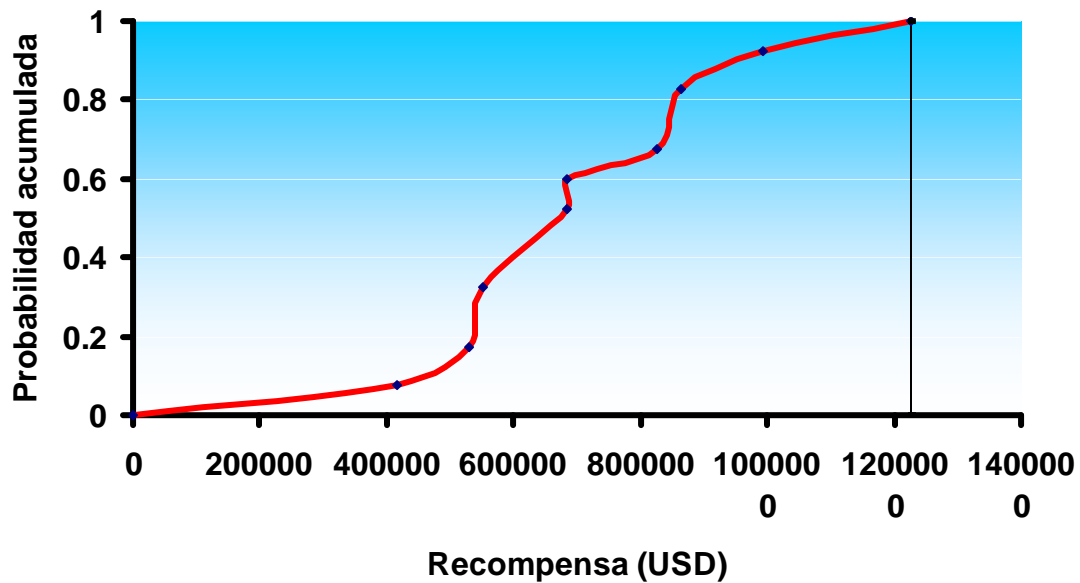


Figura 3.15 Distribución de probabilidad acumulada.

Paso 5. Evaluación económica:

La evaluación económica fundamentada en el análisis de decisión arroja que el proyecto bajo el peor de los escenarios es capaz de generar ganancias por **414,750 USD**. A si mismo, a partir de la distribución de probabilidad acumulada del proyecto, obtenida en el análisis de riesgo, se determino que el **P10** corresponde a **465,000 USD** y el **P90** a **947,500 USD**, lo cual crea un **intervalo de confianza del 80%** de que el valor del proyecto se sitúe entre los **465,000 USD** y los **947,500 USD**. Razón por la cual se sugiere que el proyecto sea aprobado.

3.7 Evaluación probabilista con el uso de software especializado.

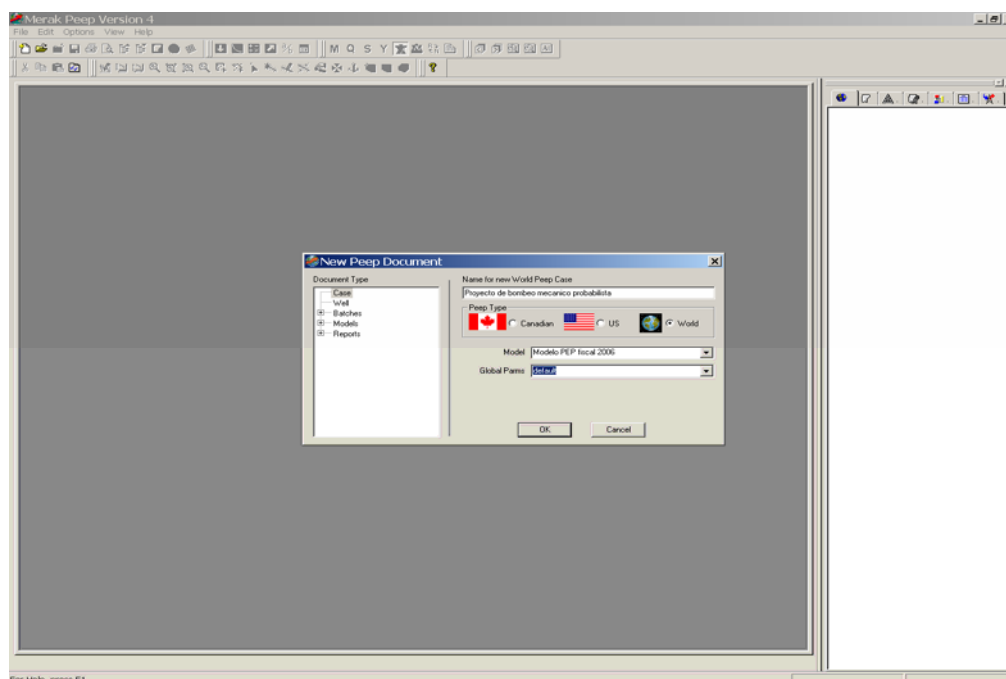
Al igual que en el capítulo anterior, hace unos momentos fuimos capaces de resolver manualmente un ejercicio de evaluación económica que incluía de manera integral en los cálculos, tanto el riesgo como la incertidumbre que presentan los proyectos. Sin embargo, es importante señalar que debido a la complejidad que representa, en este ejercicio no se consideró dentro de los cálculos ningún tipo de régimen fiscal; ni la variación del valor del dinero a través del tiempo (tasa de descuento). Razón por la cual, estrictamente hablando, no es posible decidir acerca de la rentabilidad de este proyecto en cuestión.

El software comercial que a continuación se utilizará es un programa de evaluación económica probabilista que permite realizar diversos análisis financieros, de forma rápida y sencilla a cualquier tasa de descuento y para cualquier régimen fiscal del mundo. Lo cual hace de ésta, una herramienta muy poderosa a la hora de valorar la capacidad de un proyecto para generar ganancias.

En este contexto, a continuación realizaremos paso a paso la evaluación económica probabilista del proyecto de bombeo mecánico (ejercicio anterior) mediante el uso de los módulos correspondientes al software mencionado.

Paso 1

La evaluación económica probabilista se inicia a partir de la creación del proyecto (caso) con distintos escenarios en el modulo llamado “Peep”.



Paso 2

Se introduce la información de la misma forma en que se hizo para la evaluación determinística; con la diferencia de que esta vez se realiza para cada escenario:

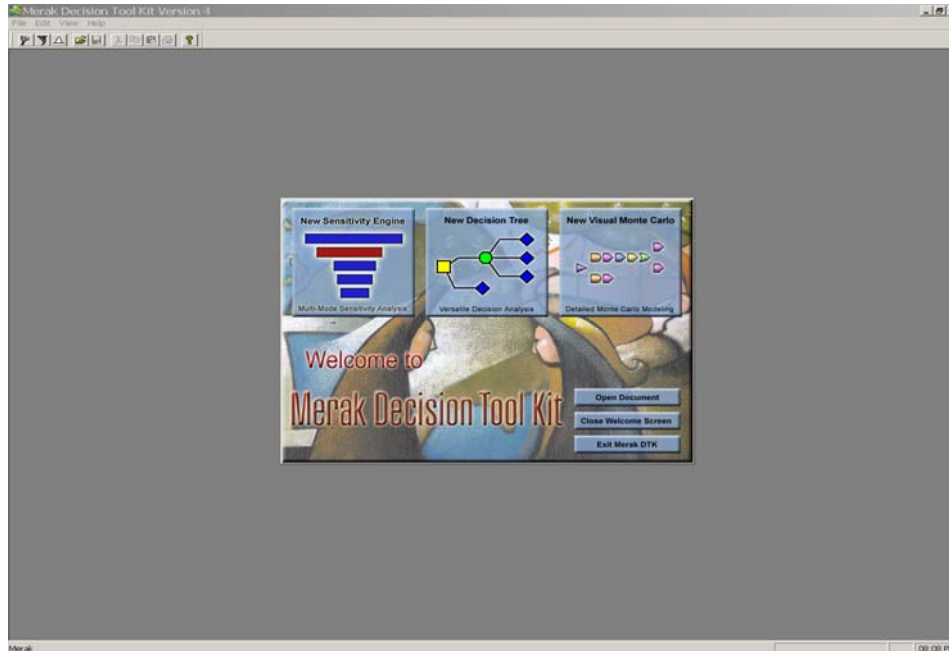
- Parms ⇒ Fecha de inicio y de descuento del proyecto.
- Product ⇒ Producción histórica o pronóstico de la misma.
- Price ⇒ Precio de los hidrocarburos.
- Opcost ⇒ Costos de producción.
- Capital ⇒ Inversiones.

The screenshot shows the Merak Peep Version 4 software interface. The main window displays a table with columns: Date, Oil Number of Wells, Oil Rig/Boil'd, Oil Volume MSTD (34.57), and Oil Density Degrees API. The table contains data for various dates from 2007 to 2040. A dialog box titled 'Select Oil scenario' is open, showing a list of scenarios: 'Base', 'Up', and 'Down'. The 'Base' scenario is selected. The dialog also has an 'Apply to all scenarios' checkbox and 'OK' and 'Cancel' buttons.

Date	Oil Number of Wells	Oil Rig/Boil'd	Oil Volume MSTD (34.57)	Oil Density Degrees API
2007(12)	1.00	11.93	4.35	34.97
2008(12)	1.00	10.47	3.83	34.97
2009(12)	1.00	9.24	3.37	34.97
2010(12)	1.00	8.13	2.97	34.97
2011(12)	1.00	7.15	2.61	34.97
2012(12)	1.00	6.29	2.30	34.97
2013(12)	1.00	5.54	2.02	34.97
2014(12)	1.00	4.89	1.78	34.97
2015(12)	1.00	4.29	1.57	34.97
2016(12)	1.00	3.77	1.39	34.97
2017(12)	1.00	3.32	1.21	34.97
2018(12)	1.00	2.92	1.07	34.97
2019(12)	1.00	2.57	0.94	34.97
2020(12)	1.00	2.26	0.83	34.97
2021(12)	1.00	1.99	0.73	34.97
2022(12)	1.00	1.75	0.64	34.97
2023(12)	1.00	1.54	0.56	34.97
2024(12)	1.00	1.35	0.50	34.97
2025(12)	1.00	1.19	0.44	34.97
2026(12)	1.00	1.05	0.38	34.97
2027(12)	1.00	0.93	0.34	34.97
2028(12)	1.00	0.81	0.30	34.97
2029(12)	1.00	0.72	0.26	34.97
2030(12)	0.88	0.56	0.20	34.97
2031(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2032(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2033(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2034(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2035(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2036(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2037(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2038(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2039(12)	0.00	0.00	0.00	34.97
2040(12)	0.00	0.00	0.00	34.97

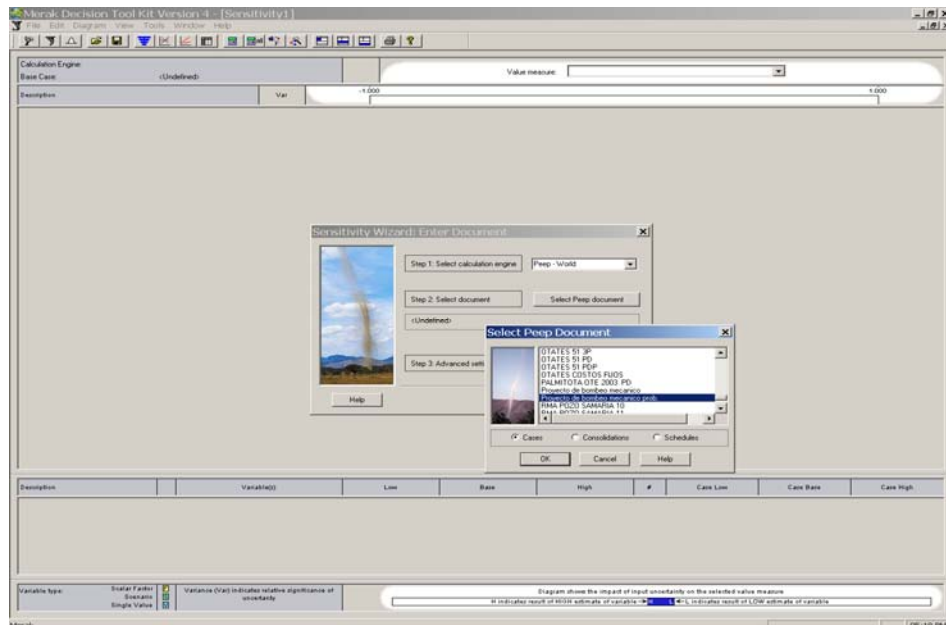
Paso 3

Selección del modulo diagrama de tornado en “Decision Tool Kit”, con el objetivo de realizar el análisis de sensibilidad.



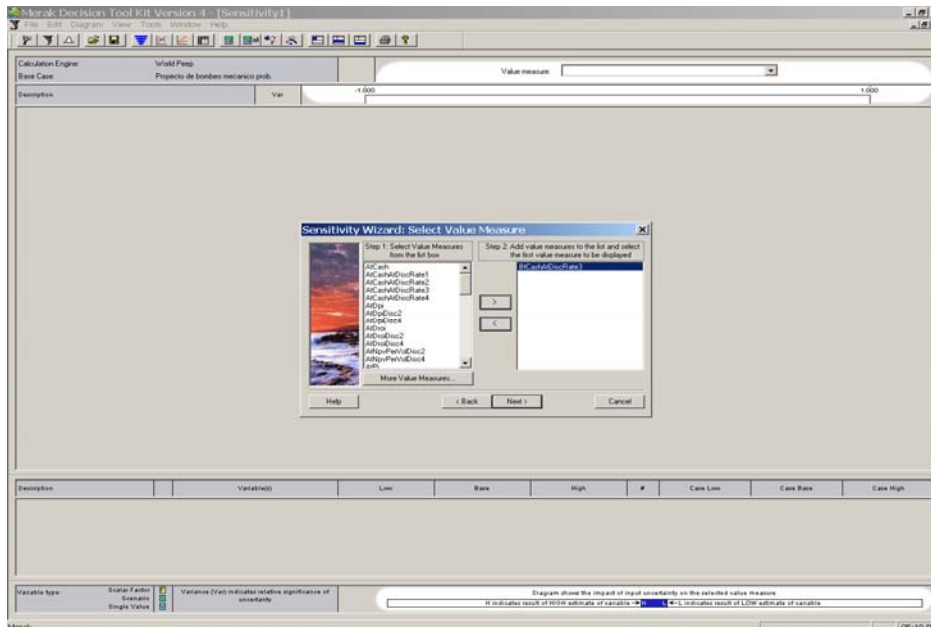
Paso 4

Selección del proyecto creado en Peep. En este caso “Proyecto de bombeo mecánico probabilista”.



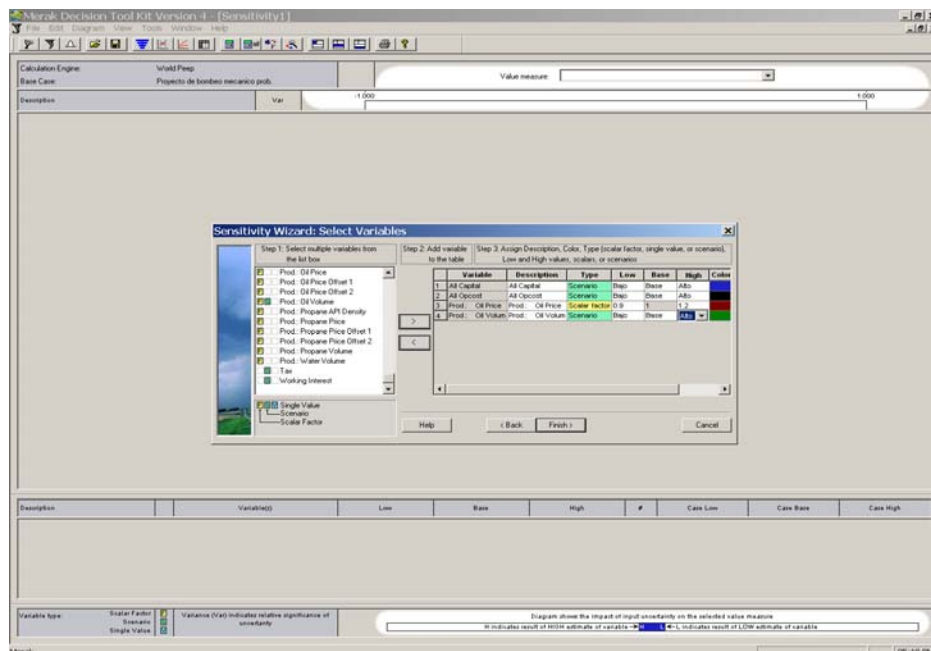
Paso 5

Selección de la medida de valor o indicador económico sobre el que se pretende efectuar la evaluación económica (flujo de efectivo antes o después de impuestos, flujo de efectivo a distintas tasas de descuento, etc.)



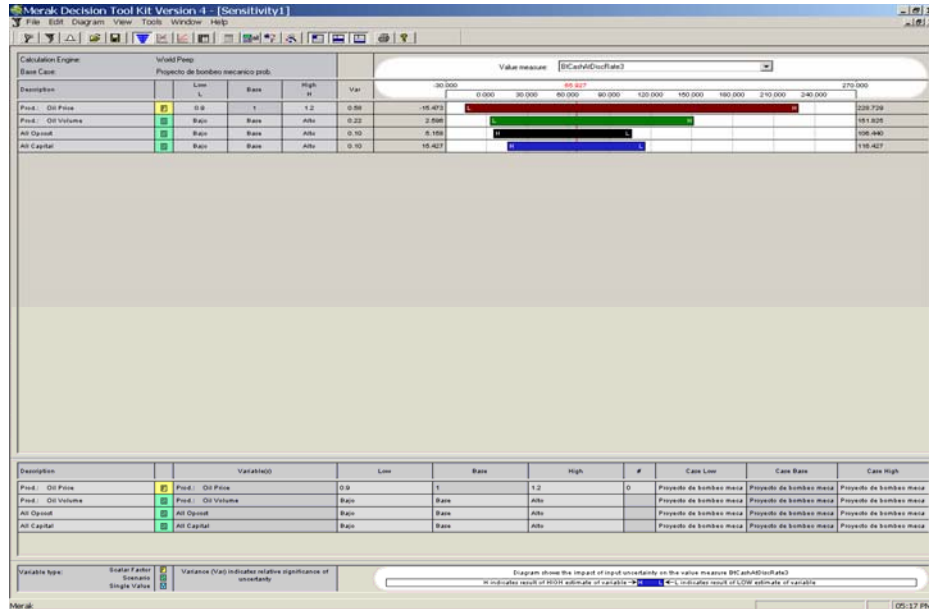
Paso 6

Selección de las variables involucradas en el proceso de evaluación (producción de aceite, producción de gas, precio, costos, inversiones, etc.)



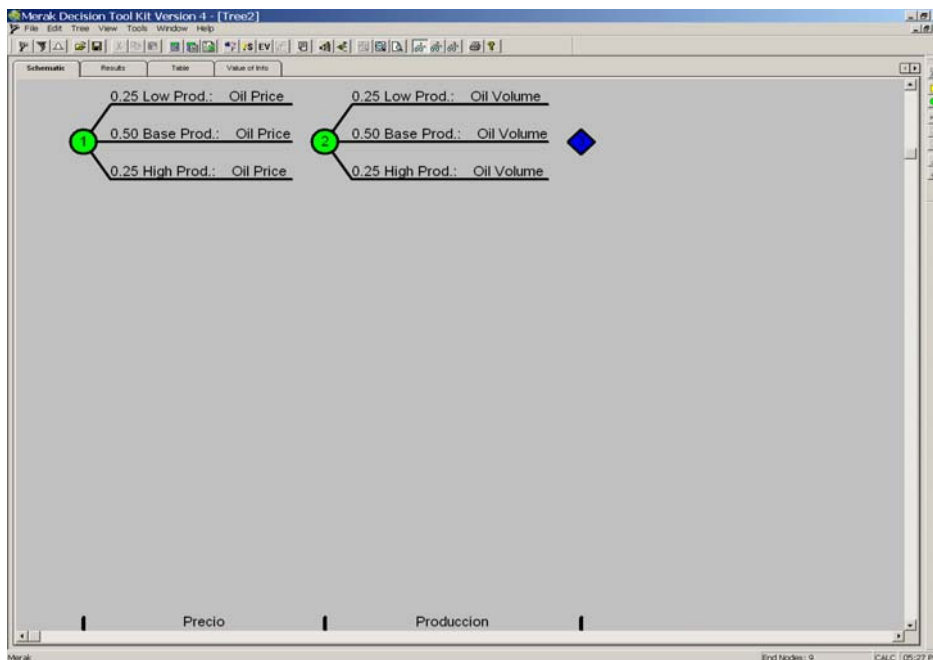
Paso 7

Calcular el diagrama de tornado apretando el botón “calculate” de la barra de herramientas.



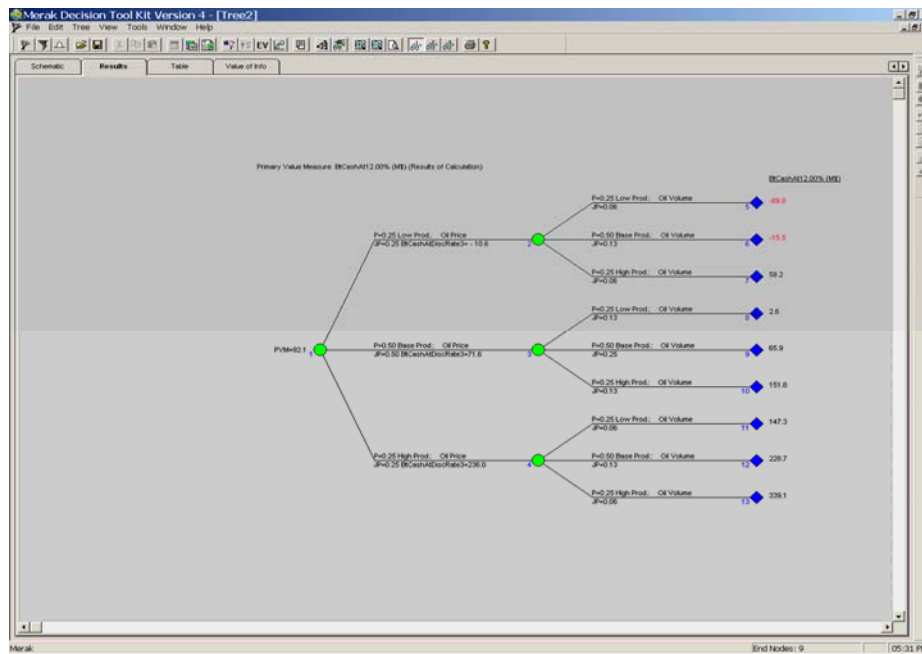
Paso 8

Análisis de decisión. Se construye el diagrama de árbol haciendo clic en el botón “Make tree” en la barra de herramientas, o bien haciendo clic en el menú “Tools” ⇒ “Make tree”.



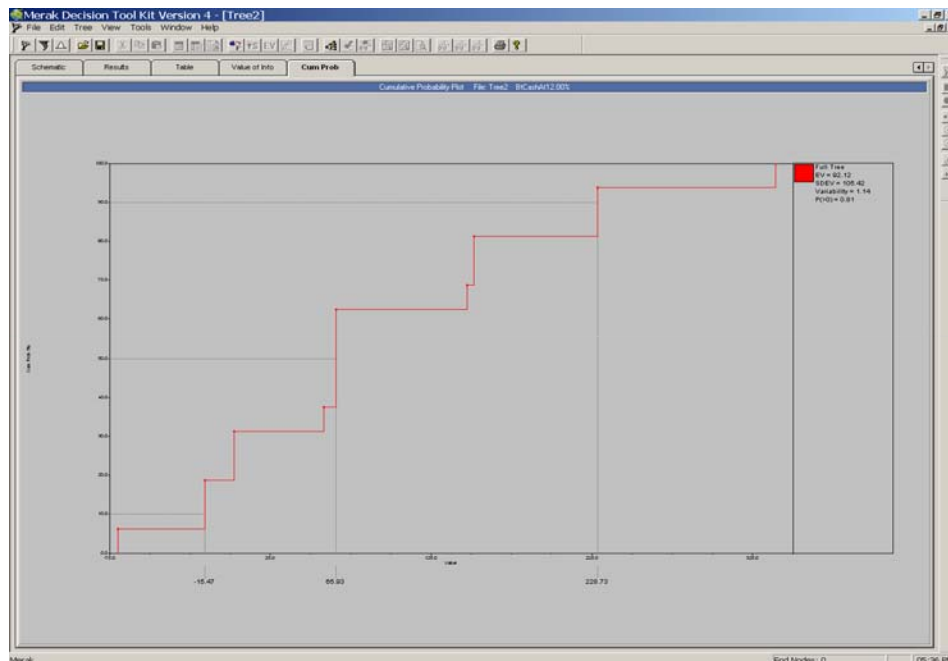
Paso 9

Calcular el árbol haciendo clic en el menú “Tree” ⇒ “Autocalc”.



Paso 10

Análisis de riesgo. Calcular el grafico de probabilidad acumulada haciendo clic en el botón “Cumulative Probability” en la barra de herramientas; o bien, haciendo clic en el menú “Tools” ⇒ “Cumulative Probability”.



Resultados de la evaluación con el software especializado.

Medida (central o dispersión)	VPN al 12% (USD)
Valor Esperado (media)	9212000.00
Desviacion Estandar	10542000.00
Percentil P10	-1547000.00
Percentil P50 (mediana)	6593000.00
Percentil P90	22873000.00

Tabla 3.12 Resultados de la evaluación con software.

Como podemos observar la evaluación económica con el software comercial, definida en el dominio del valor y riesgo, arroja que el proyecto bajo ciertas combinaciones de escenarios podría representar **perdidas importantes**. Sin embargo, la probabilidad existente de que el valor del proyecto supere las cero ganancias es del 81% ($(P>0)=81\%$). Razón por la cual se sugiere que el proyecto sea aprobado.

3.8 Comentarios acerca del uso del software.

A diferencia de la evaluación probabilista hecha de forma manual, en la que la consideración de algún régimen fiscal o la devaluación del dinero con el paso del tiempo es prácticamente imposible, el uso de los programas especializados permite realizar diversos análisis financieros, de forma rápida y sencilla a cualquier tasa de descuento y para cualquier régimen fiscal del mundo. Lo cual hace de ésta, una herramienta muy poderosa a la hora de valorar la capacidad de un proyecto para generar ganancias. Sin embargo, un simulador por más avanzado que sea no puede distinguir entre información de calidad e información incorrecta, “si entra basura, sale basura”, por lo que esta herramienta bajo ninguna circunstancia puede ni debe sustituir el buen juicio de un Ingeniero.

Capítulo 4

Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

La administración en portafolios de proyectos es una nueva concepción del negocio petrolero fundamentada en la planeación que impacta directamente en la disminución de los problemas potenciales en el rendimiento del negocio, acotando la brecha existente entre los objetivos y lo obtenido realmente, debido a que se trata de un proceso matemático financiero que busca realizar la integración de la cartera de negocios bajo múltiples parámetros de medición y de manera diversificada contemplando un conjunto mixto de proyectos (planes de producción, planes de desarrollo, planes de incorporación de reservas, planes de adquisición, entre otros).

La administración en portafolios es un proceso que a diferencia de la práctica común incluye de manera integral dentro de los cálculos al riesgo y la incertidumbre inherente de los proyectos, dando como resultado carteras de inversiones definidas en el dominio del valor y riesgo; lo cual permite a las gerencias y corporativos de las compañías obtener una ventaja competitiva.

De manera general, la administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación sigue cuatro pasos: primero, reunir y evaluar el conjunto de proyectos que podrían incluirse en una cartera.

Segundo paso, las estrategias de negocios se definen en términos de requisitos económicos, estratégicos y físicos de la cartera. Las limitaciones se pueden definir en términos de costo máximo de capital, producción mínima, mínimo incremento de las reservas, o cualquier otro parámetro de medición estratégico. Otros factores, tales como la disponibilidad de equipos de perforación, la distribución geográfica de los activos en la estrategia corporativa y las obligaciones contractuales, también pueden incluirse como limitaciones.

El tercer paso combinar y optimizar grupos de proyectos para crear carteras, luego comparar y analizar los resultados, con la finalidad de elegir aquella que sea más afín a los intereses de la compañía.

Y por último, el cuarto paso la realización del plan de trabajo, apruebo, ejecución y monitoreo.

El objetivo del siguiente capítulo es describir y analizar tanto el proceso como el flujo de trabajo involucrado en la administración de portafolios, así como los resultados que de ésta se derivan. Finalmente al término del mismo se realizará una aplicación de los conceptos estudiados a lo largo de los capítulos usando la base real de una compañía de exploración y producción. Para lo cual haremos uso de un software comercial especializado en la materia.

4.1 La planeación corporativa en la administración de portafolios.

Planear es sin duda una de las actividades más características del mundo contemporáneo, ésta se vuelve cada vez más necesaria ante la creciente interdependencia y rapidez que se observa en el acontecer de los fenómenos económicos, políticos, sociales y tecnológicos, esto define perfectamente la situación prevaleciente en la industria del aceite y gas. En el proceso de administración de portafolios la planeación resulta crucial en la obtención del éxito ya que ésta carga de guías a las compañías de exploración y producción para realizar decisiones a través de pronósticos y del análisis comprensivo de varios escenarios, que brindan las condiciones prevalecientes tanto interna como externamente.

La planeación, tradicionalmente, sigue siendo en esencia un ejercicio de “sentido común”, a diferencia de la administración de portafolios, en la que ésta se encuentra fundamentada en metodologías bien estructuradas a través de las cuales se pretende entender, en primer término, los aspectos cruciales de una realidad presente, para después proyectarla, diseñando escenarios de los cuales se busca estar preparado ante cualquier situación mediante alternativas y acciones correctivas.

En este contexto, dentro del proceso de la administración de portafolios, la planeación es la función que tiene por objeto fijar el curso concreto de acción que ha de seguirse, estableciendo los principios que habrá de orientarlo, la secuencia de operaciones para realizarlo y las determinaciones de tiempo y números necesarios para la asignación óptima de recursos. A diferencia, con la práctica tradicional, ésta más que un ejercicio de sentido común, es una metodología perfectamente bien organizada y esquematizada, basada en un análisis matemático financiero que incluye de manera integra dentro de los cálculos parámetros inciertos, permitiendo así obtener una ventaja competitiva.



Figura 4.1 Planeación corporativa.

4.2 Flujo de trabajo en la administración de portafolios.

La administración en portafolios de proyectos, como ya se ha mencionado, más que un ejercicio basado en la experiencia o en la intuición, es un proceso perfectamente bien definido, organizado y esquematizado; que se fundamenta en el análisis matemático financiero. Así mismo, debido a su concepción probabilista, la administración en portafolios permite modelar parámetros inherentes a los proyectos como el riesgo y la incertidumbre, lo cual carga de guías a las compañías de exploración y producción para realizar decisiones acertadas a través de pronósticos y del análisis comprensivo de varios escenarios que culminan en la elaboración de un completo plan de trabajo que incluye, entre otras cosas, las especificaciones en el control y monitoreo de los proyectos al mismo tiempo que brinda la flexibilidad requerida para integrar nuevas oportunidades de inversión; sin mencionar la posibilidad de enmendar en cualquier momento el camino en caso de presentarse alguna situación indeseable.

De esta manera, a continuación se presenta el flujo de trabajo involucrado en la administración de portafolios, seguida de un estudio a fondo de cada una de estas etapas para finalizar con una comparación entre la práctica convencional y esta nueva concepción del negocio petrolero.

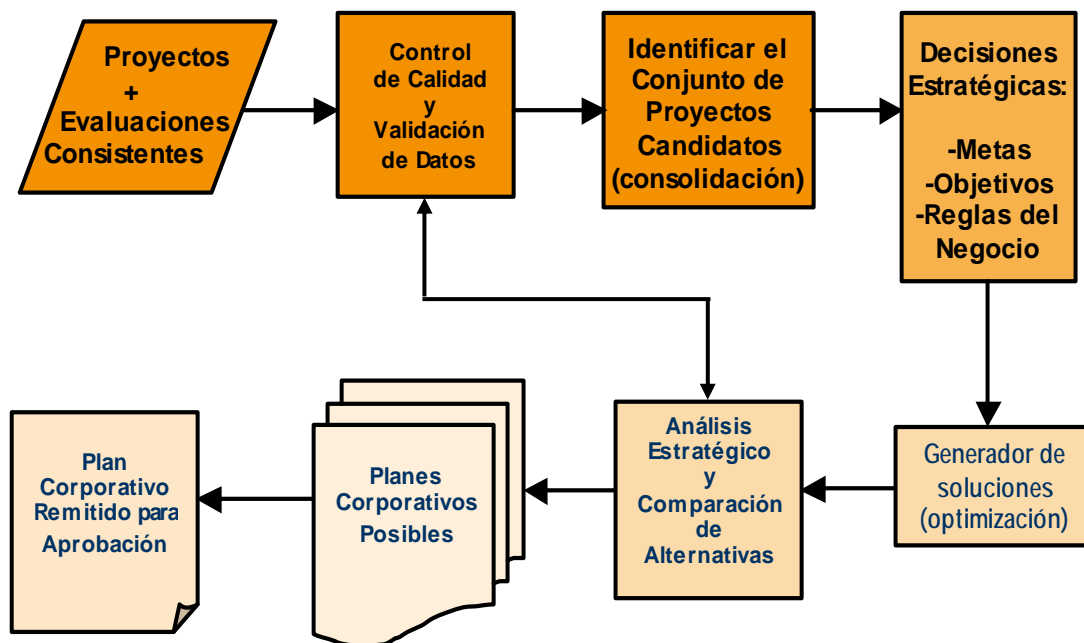


Figura 4.2 Proceso de la Administración en portafolios.

4.3 Evaluación económica.

La evaluación económica, de manera general, es el primer gran paso en la administración de portafolios definidos en el dominio del valor y riesgo, no en vano se le dedicaron dos capítulos completos en este trabajo, en ésta se define la capacidad de los proyectos candidatos para generar ganancias a partir de la correspondiente asignación de recursos. A diferencia del proceso tradicional, en esta nueva concepción se requiere que los resultados finales del análisis sean producto de una evaluación probabilística consistente, bajo un proceso estandarizado para todos y cada uno de los proyectos.

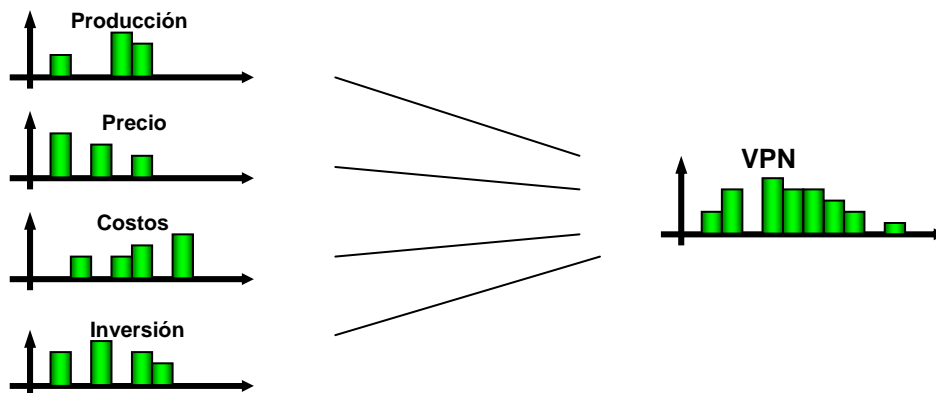


Figura 4.3 Evaluación Probabilista de proyectos.

4.4 Validación.

La validación es una técnica de análisis que tiene como objetivo definir si la información arrojada a través de la evaluación económica es o no valida, es decir, es un proceso en el cual se verifica que la información, las especificaciones y la aplicación del proceso de evaluación, sean correctas y verdaderas, a si como realizadas a todos los proyectos generados.

Este proceso puede darse a través del análisis de preguntas como:

¿Las premisas y estándares corporativos han sido aplicados consistentemente a todos los proyectos?

¿Ha sido cuantificada adecuadamente la incertidumbre en la evaluación de proyectos?

Siendo así, la validación es una técnica imprescindible en el proceso de planeación corporativa, ya que ésta va dirigida a verificar la veracidad de la información y del proceso de evaluación, disminuyendo sustancialmente el riesgo que se tiene de incluir un proyecto (en el plan de negocios) evaluado de forma deficiente.

4.5 Consolidación.

La consolidación es la etapa del proceso que consiste en identificar a los proyectos que son candidatos a formar parte en el plan de negocios de una compañía, es decir: en estas instancias, una vez que se ha demostrado que la información arrojada por la evaluación es verídica y que tanto las especificaciones como el proceso han sido aplicados de forma correcta para todos y cada uno de los proyectos resulta posible para los encargados de tomar decisiones, determinar que proyectos pueden ser incluidos en el plan de negocios y cuales no, con la confianza necesaria para saber que la decisión ha sido tomada bajo bases sólidas fundamentadas en el estudio y en el análisis.

Nombre del proyecto	Tipo de proyecto	Consolidado
Burgos Camargo	Incorporación de reservas	Si
Burgos Herreras	Incorporación de reservas	Si
Burgos Presa Falcón	Incorporación de reservas	Si
Burgos Reynosa	Incorporación de reservas	Si
Cazones	Explotación	Si
COATZA	Explotación	No
Comal_cobra_Conqui_pot1	Explotación	Si
Comalcalco	Explotación	Si
COT prog final	Explotación	Si
Delta del Bravo	Explotación	Si
Julivá	Explotación	Si
Lamprea	Explotación	Si
Lankahuasa	Incorporación de reservas	Si
Macuspana SS_2009 Enero	Explotación	Si
Macuspana_RecProsp_mar05	Explotación	No
Malpaso_2006-2020 c \$	Explotación	Si
Nuevo Negocio -2 Golfo de México Sur	Explotación	Si
Progreso-FINAL	Explotación	No
San José de las Rusias	Explotación	No
Sardina	Explotación	Si
Sihil Final	Explotación	Si
Simojovel_con_sismica_2006_2020_ok	Explotación	Si
Tinajas	Explotación	Si

Tabla 4.1 Proyectos consolidados.

4.6 Decisiones estratégicas.

Las decisiones estratégicas, como bien podemos intuir, son aquellas que concebidas por los corporativos y gerencias de las compañías tienen la finalidad de establecer los principios que habrán de orientar el curso de acción a seguirse, es decir, la concepción de las decisiones estratégicas corresponde a la etapa fundamental en el proceso de planeación ya que este es el momento en que las

gerencias de las compañías van a fijar tanto cualitativamente como cuantitativamente los objetivos que se pretenden lograr (maximizar el VPN, VPN/VPI, etc.), las restricciones que limitan el valor de la métrica (presupuesto, producción, etc.), y por supuesto, las reglas del negocio (prioridad y dependencia entre proyectos, etc.).



Figura 4.4 Decisiones estratégicas.

A continuación se presenta la clasificación y definición correspondiente, manejada por simplicidad en el ámbito petrolero, de los parámetros de decisión estratégica a partir de los cuales son centrados los esfuerzos por conformar un portafolio de proyectos.

4.6.1 Objetivos.

Los objetivos son aquellos que especificarán los parámetros económicos a ser optimizados, por ejemplo: maximización del VPN, maximización del VPN/VPI o minimización de costos, entre otros.

Flujo de fondos (nivel objetivo)

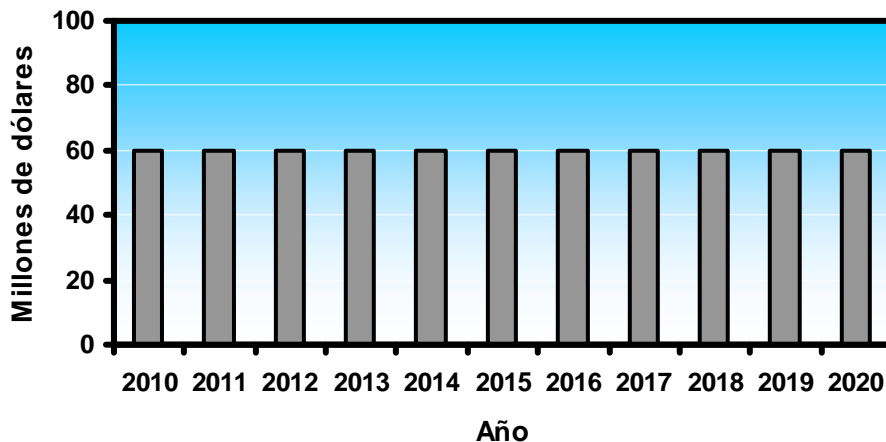


Figura 4.5 Gráfico de Flujo de fondos (niveles objetivo).

4.6.2 Restricciones o metas.

Las restricciones son aquellas que limitan una métrica del portafolio; como podrían ser cuotas de producción, limitaciones operacionales, el presupuesto, un mínimo de incorporación de reservas, etc.

Producción (nivel objetivo)

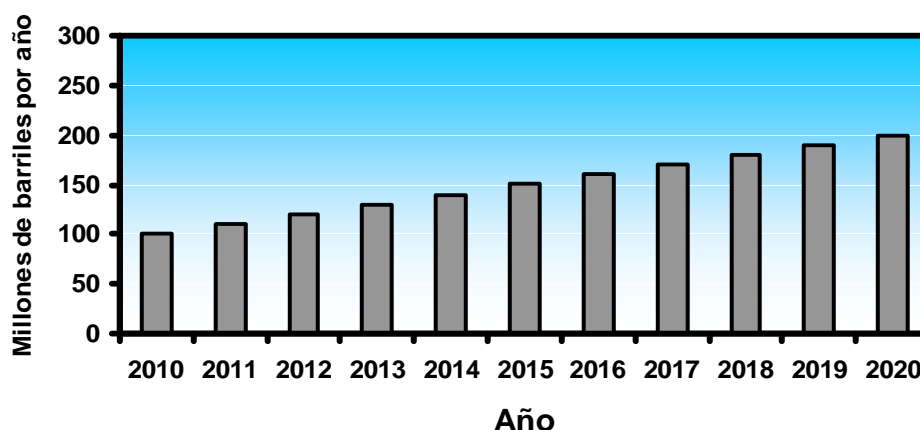


Figura 4.6 Gráfico de Producción (niveles objetivo).

4.6.3 Reglas del negocio.

Las reglas del negocio son las que darán como consecuencia la restricción o el acceso de un proyecto al plan de negocios, ya sea por cuestiones tanto políticas, sociales, económicas o técnicas, es decir, las reglas del negocio son fijadas con base en obligaciones contractuales, en cuanto a las cuestiones políticas, sociales y económicas; y con base en la dependencia de proyectos (el inicio de un proyecto depende del éxito de otro) y prioridades técnicas que de no ejecutarse a tiempo el proyecto podría dejar de ser costeable o perderse irremediabilmente.

Nombre del proyecto	Tipo de proyecto	Consolidado	Observaciones
Burgos Camargo	Incorporación de reservas	Si	Imposible desfasar
Burgos Herreras	Incorporación de reservas	Si	Imposible desfasar
Burgos Presa Falcón	Incorporación de reservas	Si	Imposible desfasar
Burgos Reynosa	Incorporación de reservas	Si	Imposible desfasar
Cazones	Explotación	Si	-----
COATZA	Explotación	No	-----
Comal_cobra_Conqui_pot1	Explotación	Si	-----
Comalcalco	Explotación	Si	-----
COT prog final	Explotación	Si	-----
Delta del Bravo	Explotación	Si	Imposible desfasar
Julivá	Explotación	Si	Imposible desfasar
Lamprea	Explotación	Si	Imposible desfasar
Lankahuasa	Incorporación de reservas	Si	Imposible desfasar
Macuspana SS_2009 Enero	Explotación	Si	Imposible desfasar

Tabla 4.2 Reglas del negocio.

Como podemos observar las decisiones estratégicas no dependen de una sola métrica de valor sino de todo un conjunto de parámetros normalmente dependientes entre ellos que deben ser considerados de manera simultánea al conformar un portafolio de proyectos. Sin embargo, la práctica común para las compañías de exploración y producción consiste en ordenar los proyectos, previamente evaluados, de forma descendente bajo una simple métrica de valor (normalmente el VPN) y posteriormente cortar la lista en el momento en el que el presupuesto o el límite de inversión ha sido alcanzado, si bien este método presenta como objetivo la maximización del VPN sujeta a la restricción del presupuesto esta dejando de considerar muchas otras restricciones como son proyectos de incorporación de reservas, que medidos bajo una simple métrica de valor en la mayoría de las ocasiones resultarían poco atractivos, o prioridades técnicas que de no ejecutarse a tiempo el proyecto podría dejar de ser costeable o perderse irremediablemente.

Así en cambio, la administración de portafolios busca conformar la cartera de proyectos mediante la integración de todos estos elementos fijados por las gerencias de las empresas. Sin embargo, regresando nuevamente a las complicaciones, las posibles combinaciones de proyectos que cumplen con las decisiones estratégicas pueden dar como resultado “n” portafolios posibles, por lo que en esta nueva concepción del negocio petrolero no basta solo con cumplir, es necesario cuantificar el rendimiento esperado y el riesgo de cada portafolio, ya que sería muy arriesgado hacer un plan de trabajo a partir de un portafolio del cual se desconoce el riesgo, debido a que este, en caso de fracasar podría exceder los límites y la tolerancia de la compañía poniendo en juego su patrimonio y su permanencia en el mercado.

4.7 Teoría de la cartera.

La administración de portafolios además de cuantificar el riesgo de cada portafolio muestra como se pueden combinar los activos, de manera tal, que éste quede minimizado para cualquier nivel de rendimiento esperado.

Este sistema de la cartera de inversiones se basa en el trabajo de Harry Markowitz que obtuvo el Premio Nóbel de Economía en 1990 por sus teorías sobre la evaluación de riesgos y recompensas en los mercados financieros. Markowitz quería probar la conveniencia de contar con una cartera diversificada de activos financieros, constituida por una mezcla de inversiones para maximizar el retorno y minimizar el riesgo. Los analistas del sector energético, se dieron cuenta rápidamente de que existía un paralelismo entre la bolsa de valores, en la cual se comercializan papeles y acciones, y la actividad petrolera en la cual las compañías poseen y comercializan carteras de activos reales, por ejemplo, vendiendo y comprando acciones de proyectos compartidos.

La Teoría de la cartera es capaz de minimizar el riesgo para cualquier nivel de rendimiento esperado ya que diversifica la inversión en varias oportunidades, es decir, supóngase que se deben invertir \$10 millones en proyectos de exploración y producción. Solo dos proyectos están disponibles, y cada uno de ellos requiere invertir la totalidad de los \$10 millones para obtener un 100% de interés. Uno de los proyectos es relativamente seguro, mientras que el otro es relativamente riesgoso. Las probabilidades de éxito son independientes.

Proyecto	Resultado	VPN millones de \$	Probabilidad independiente %
Seguro	Pozo seco	-10	40
	Éxito	50	60
Riesgoso	Pozo seco	-10	60
	Éxito	80	40
$VPNE_{seguro} = 60\% * \$50 + 40\% * (-10) = \26 millones			
$VPNE_{riesgoso} = 40\% * \$80 + 60\% * (-10) = \$26 \text{ millones}$			

Tabla 4.3 Características mostradas por los proyectos.

El valor presente neto esperado (VPNE) para cada uno, que es el VPN del resultado satisfactorio multiplicado por la probabilidad de que ocurra dicho resultado más el VPN del resultado no satisfactorio (pozo seco) y la probabilidad de que esto ocurra, es el mismo: \$26 millones.

En este momento se pueden agregar las complicaciones realistas. Si se pierde el dinero, la confianza de los accionistas se derrumba, por lo que existe un 40% de probabilidad de que esto ocurra con el proyecto seguro y un 60% con el proyecto riesgoso. Por otra parte, el VPNE en ambos casos es de \$26 millones; de manera que no existe forma de aumentarlo eligiendo el proyecto riesgoso en lugar del seguro.

Bajo estas circunstancias, el proyecto seguro constituye sin lugar a dudas la mejor opción. Sin embargo, el manejo en la cartera de inversiones nos dice que el riesgo puede ser minimizado a partir de la diversificación de la inversión. Intuitivamente, parecería una mala idea quitar algún porcentaje del proyecto seguro e invertirlo en el riesgoso. Pero, como se ha mencionado, la administración de portafolios basa sus decisiones en un análisis matemático bien fundamentado más que en la experiencia y en la intuición.

Al realizar la diversificación de la inversión en un 50% se tienen ahora cuatro nuevos escenarios:

Escenario	Seguro	Riesgoso	Probabilidad, %	Retorno, millones de \$	Resultado
1	Éxito	Éxito	$60 * 40 = 24$	$50\% * \$50 + 50\% * \$80 = \$65$	Se retiene la confianza
2	Éxito	Pozo seco	$60 * 60 = 36$	$50\% * \$50 + 50\% * (-\$10) = \$20$	Se retiene la confianza
3	Pozo seco	Éxito	$40 * 40 = 16$	$50\% * (-\$10) + 50\% * \$80 = \$35$	Se retiene la confianza
4	Pozo seco	Pozo seco	$40 * 60 = 24$	$50\% * (-\$10) + 50\% * (-\$10) = -\$10$	Se pierde la confianza
VPNE de la cartera diversificada = $24\% * \$65 + 36\% * \$20 + 16\% * \$35 + 24\% * (-\$10) = \$26$ millones					

Tabla 4.4 Diversificación de la inversión.

Si bien el VPNE sigue siendo de \$26 millones, ahora la única forma de perder dinero y por tanto poner en peligro la confianza de los inversionistas, consiste en perforar dos pozos secos (escenario 4) para lo cual la probabilidad combinada es del 24% (multiplicando $40\% * 60\%$). Esto reduce el riesgo de perder la confianza de los inversores casi a la mitad, comparado con la inversión del 100% en el proyecto seguro. Por lo tanto, si se traslada el dinero de un proyecto seguro a otro riesgoso, en realidad se reduce el riesgo, lo cual constituye un resultado contrario a la intuición, dado por el efecto de diversificación.

Resulta claro que el camino a seguir es la diversificación. No obstante dentro de la industria petrolera, muchos persisten en seguir haciendo otra cosa. Ellos clasifican los proyectos de exploración según el valor presente neto esperado. Aunque este método se basa en el sentido común, ignora los beneficios de la diversificación. En el ejemplo anterior, se habría optado por colocar la totalidad de los fondos en el proyecto seguro, lo que representa casi el doble de riesgo que la cartera de inversiones diversificada.

El ejemplo anterior se fundamenta en una suposición principal; que los proyectos son independientes. A menudo no lo son. Sus resultados pueden estar interrelacionados, lo cual se conoce más formalmente como estadísticamente dependientes. Por ejemplo, si ambos proyectos implican la perforación de pozos en la misma área de hidrocarburos, la falta de generación de hidrocarburos en esta área, haría malograr ambos proyectos. El ejemplo más simple de dependencia estadística es la correlación, la cual puede ser positiva o negativa. La correlación es positiva cuando un resultado determinado para un proyecto, aumenta las probabilidades de que se produzca un resultado en la misma dirección para el otro resultado, lo cual disminuye el efecto de la diversificación. Es negativa, cuando un resultado determinado para un proyecto disminuye la probabilidad de que se produzca un resultado en la misma dirección para el otro, con lo cual aumenta el efecto de la diversificación.

Aplicando este concepto en el ejemplo anterior, una correlación positiva sobre una separación por partes iguales entre las alternativas segura y riesgosa, significaría que si tiene éxito la opción segura, la opción riesgosa también tiene mayor probabilidad de ser exitosa, así mismo si el proyecto seguro fracasa, también es

más probable que fracasase el otro. Existe todavía un 40% de probabilidades de que el proyecto seguro fracase, pero en ese caso, la probabilidad de que el proyecto también fracase será mayor del 60%. Entonces, la probabilidad de perder la confianza de los inversionistas es ahora superior al 24%. Siguiendo la misma lógica, si la correlación es negativa, la probabilidad de perder la confianza de los inversionistas, disminuye por debajo del 24%.

El objetivo en el manejo de la cartera de inversiones, consiste en diversificar las inversiones en muchas oportunidades, mientras se buscan las correlaciones negativas y se evitan las positivas, es decir, la teoría de la cartera busca conformar portafolios con proyectos, en su mayoría, independientes entre sí; con la finalidad de disminuir el riesgo que conlleva el incluir proyectos que dependen del éxito de otros. Esta dependencia puede tener diversos orígenes, que incluyen, por ejemplo, el lugar y el precio. Los resultados económicos de dos sitios cercanos pueden estar correlacionados en forma positiva a través de similitudes geológicas, como producir de una misma formación o depender de una misma fuente de hidrocarburos. Por otra parte, dos sitios muy distanciados tendrían muy poca o ninguna correlación geológica, por lo cual estarían más diversificados.

Por otro lado, los precios del crudo tienden a ser similares en todo el mundo, de manera que los resultados económicos de los proyectos petroleros están correlacionados en forma positiva respecto de las fluctuaciones en los precios del crudo. Por el contrario, los precios del gas natural en diferentes localidades no tienden a seguir ni los precios del crudo, ni guardan relación entre ellos. Esto significa que, una cartera de inversiones que contenga un proyecto gasífero y un proyecto petrolero, tendrá menor correlación positiva y estará mejor diversificada que otra que contenga dos proyectos petroleros.

Finalmente la tesis central de la teoría de Markowitz señala que la cartera de inversiones como un todo, es mejor que cada uno de sus proyectos individuales y que no hay una cartera que sea la mejor sino una familia de carteras óptimas que logran el equilibrio entre el valor y el riesgo. Estableciendo que una cartera es eficiente si no hay otra cartera que tenga mayor valor, teniendo un riesgo igual o menor, y si no existe otra que tenga menor riesgo a igual o mayor valor. A los efectos de este ejemplo, el valor de una cartera se define como el Valor Esperado de ésta (Media de la distribución), y el riesgo puede ser definido como la desviación estándar de la distribución o como la desviación semi-estándar de la distribución, siendo esta última, medida de dispersión, la más utilizada en este análisis ya que esta solo considera los valores por debajo del valor esperado a diferencia de la desviación estándar la cual sobre estima el valor de la cartera al considerar, también, los valores situados en la parte superior.

En este contexto, si en un plano x vs. y graficáramos el valor esperado de cada cartera, que ha cumplido con las decisiones estratégicas, contra su riesgo, obtendríamos una grafica que muestra una colección de puntos en la que reconoceríamos una tendencia, normalmente definida como, a mayor riesgo mayor recompensa, la cual si analizamos, encontraríamos que las carteras que se

comportan de manera óptima se sitúan en la parte superior tendiendo a una forma curva denominada frontera de eficiencia. Para ejemplificar lo anteriormente descrito a continuación se presenta un esquema de valor contra riesgo:

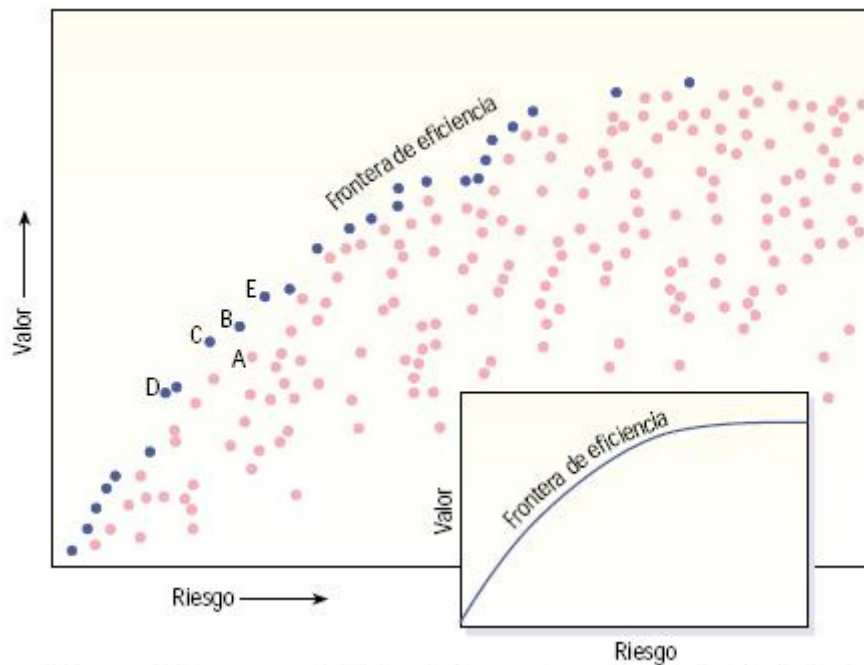


Figura 4.7 "Frontera de la eficiencia" (valor vs. riesgo).

Las carteras de la industria del petróleo y el gas, representadas en función del riesgo y el valor, delinean la frontera de eficiencia. Una cartera es eficiente si ninguna otra cartera tiene mayor valor por el mismo o menor riesgo, y si ninguna otra cartera tiene menor riesgo por el mismo o mayor valor. Las carteras B, C, D, E y todos los puntos rojos son eficientes, mientras que la cartera A y los demás puntos azules no lo son.

Una vez descubierto que existe más de un portafolio considerado como óptimo y que la elección de alguno es exclusiva responsabilidad de las gerencias de las compañías, La pregunta es: ¿como es posible conformar portafolios que satisfagan los objetivos, las restricciones, las reglas del negocio y que además cuantifiquen el riesgo y la incertidumbre asociada, en la evaluación de cada proyecto?. Bien, pues la respuesta a esta pregunta no es tarea fácil, ha sido formulada por varias compañías y consultores especializados, dando como consecuencia el desarrollo de nuevas técnicas y novedosos procedimientos, de optimización de portafolios, incluidos paquetes de computo que permiten examinar y ordenar miles de proyectos para compilar carteras candidatas, entre los que destacan la programación lineal y el algoritmo genético.

4.8 Optimización.

La optimización de la cartera de proyectos es el punto medular dentro del proceso de administración de portafolios, ya que esta acción es en si la que acota la brecha tan mencionada que existe entre el rendimiento del negocio y los objetivos buscados.

Producción

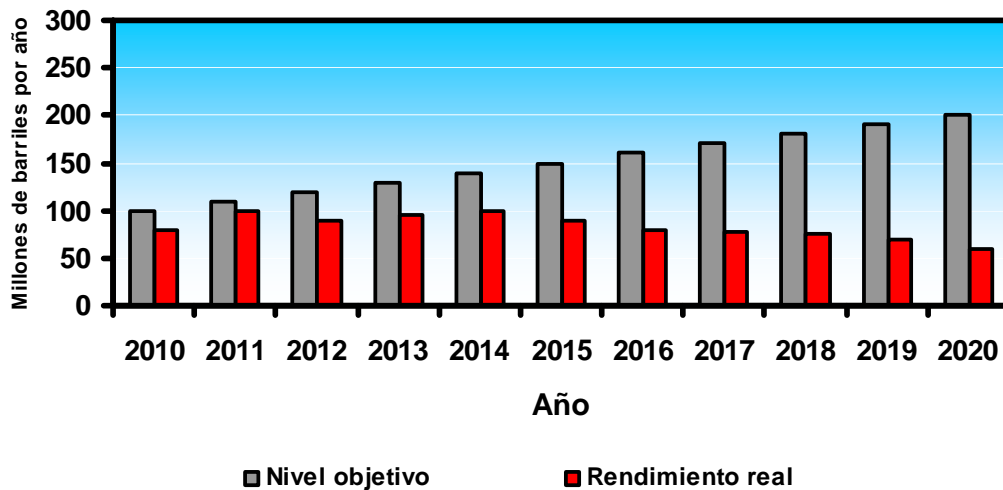


Figura 4.8 Gráfico de comparación entre niveles objetivo y rendimiento real.

Reservas

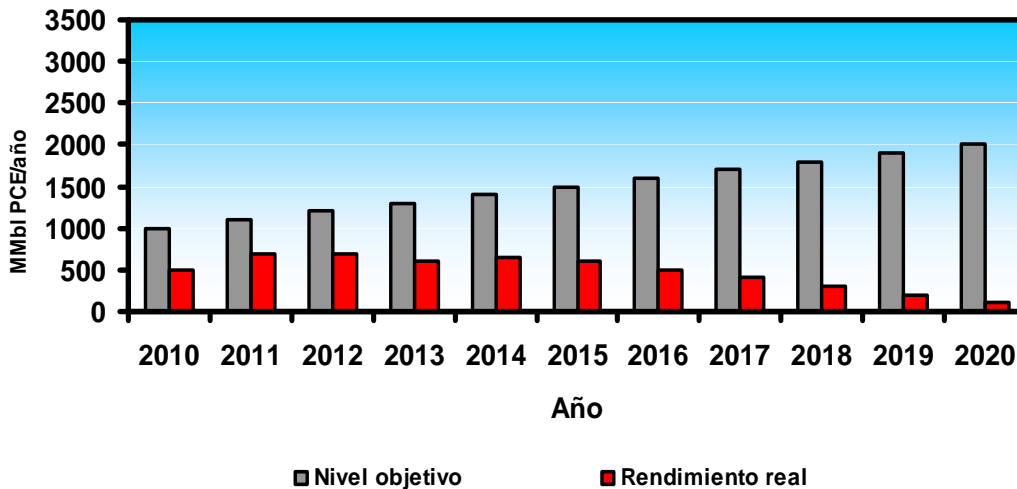


Figura 4.9 Gráfico de comparación entre niveles objetivo y rendimiento real.

Las graficas anteriores nos muestran algunos de los parámetros o estándares estratégicos de medición para una cartera genérica de activos de exploración y producción. Los niveles objetivo para tales parámetros se indican como barras en color gris. Las barras de color rojo representan el curso normal del negocio, o el nivel alcanzado por el negocio base, en un periodo de 10 años. La disparidad

entre los resultados del negocio base y los objetivos muestra donde el rendimiento de la compañía resulta insuficiente.

La optimización de portafolios es el proceso de búsqueda que mediante la combinación de los proyectos evaluados con incertidumbre hace todo lo posible por satisfacer los múltiples parámetros de medición pactados en las decisiones estratégicas, lo cual aumenta notablemente la probabilidad de alcanzar e incluso superar esos niveles fijados.

Producción

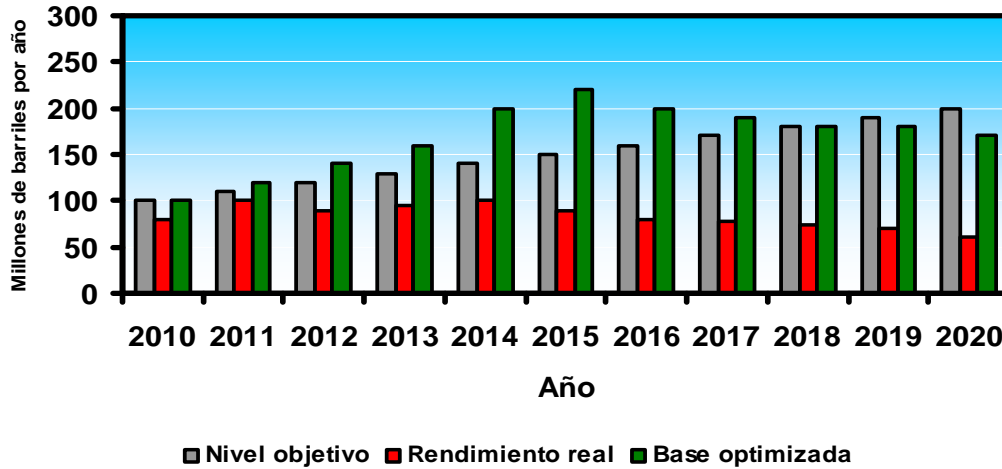


Figura 4.10 Comparación entre niveles objetivo, rendimiento real y cartera optimizada.

Reservas

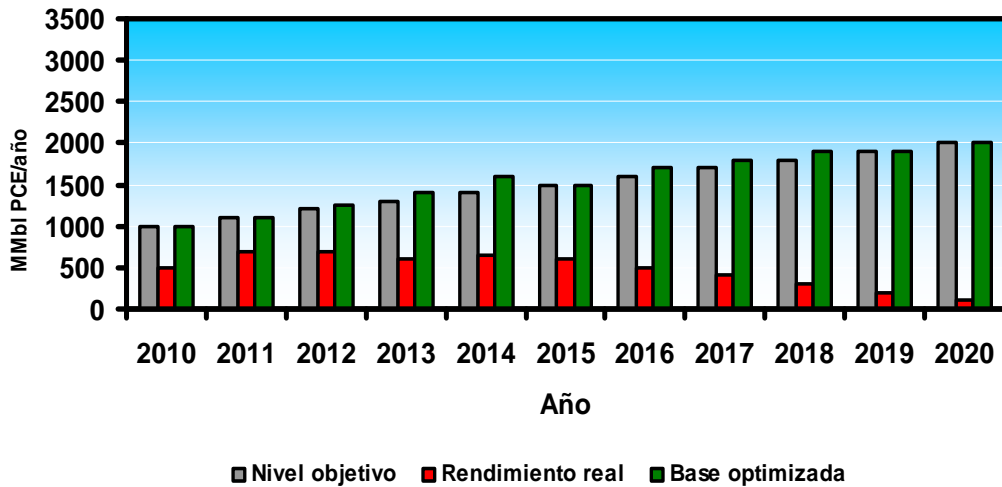


Figura 4.11 Comparación entre niveles objetivo, rendimiento real y cartera optimizada.

Las graficas anteriores nos muestran la perspectiva de la cartera optimizada. Las barras en color verde indican una solución que cumple con los objetivos estratégicos e incluso en algunos casos los supera, cerrando las brechas dejadas por el negocio base.

4.9 Métodos de optimización.

4.9.1 Ordenar y cortar (first-order rank and cut)

El algoritmo **ordenar y cortar**, es un método de optimización, tradicional, que consiste en ordenar a todos los proyectos candidatos por medio de una simple métrica (Valor Presente Neto, Relación beneficio-costos, etc.) y después elegir los proyectos en orden descendente, hasta el punto en el que el límite del portafolio es alcanzado (capital gastado o presupuesto). La metodología para la aplicación de este algoritmo es muy simple y por lo tanto muy utilizada, sin embargo su contribución en la serie de objetivos fijados por los corporativos y gerencias de las empresas resulta muy pobre, ya que si bien resulta posible incluir ciertas restricciones y reglas; como un mínimo de incorporación de reservas o dependencia entre proyectos, al hacer esto, el encontrar una solución óptima se convierte en un problema verdaderamente complejo, por lo que esta clase de conformación va a estar compuesta, en su mayoría, por proyectos de explotación, debido a que éstos son los que presentan mayor medida de valor, descuidando los proyectos de incorporación de reservas o de exploración, que si bien en un inicio son poco atractivos y riesgosos, posteriormente, éstos, se convierten en la base de los ingresos de las compañías petroleras.

Ejemplo:

Consideremos un típico problema en el que tenemos seis posibles proyectos que han demostrado tener la capacidad para generar ganancias, pero si recordamos, la puesta en marcha de los proyectos requiere de la asignación de un cierto capital, por lo que no todos pueden ser ejecutados, en este caso, solo los que se ajusten al presupuesto, que se tiene, de USD 350,000,000.

Los seis proyectos presentan los datos siguientes:

Nombre del proyecto	Capital invertido (MMUSD)	VPN (MMUSD)	Relación beneficio costo (B/C)
A	80	170	2.125
B	100	100	1
C	50	120	2.4
D	100	190	1.9
E	30	90	3
F	150	300	2

Tabla 4.5 Atributos económicos de los proyectos.

A partir de la tabla anterior crear dos portafolios, el primero maximizando el VPN y el segundo maximizando la B/C.

-Maximizando el VPN:

Nombre del proyecto	Capital invertido (MMUSD)	VPN (MMUSD)	Relación beneficio costo (B/C)
F	150	300	2
D	100	190	1.9
A	80	170	2.125
C	50	120	2.4
B	100	100	1
E	30	90	3

Tabla 4.6 Jerarquización de proyectos por VPN.

El portafolio queda conformado por los proyectos **F, D, A**. Dando como resultado un capital invertido de USD 330,000,000, un VPN de USD 660,000,000 y una B/C de 2.

-Maximizando la B/C:

Nombre del proyecto	Capital invertido (MMUSD)	VPN (MMUSD)	Relación beneficio costo (B/C)
E	30	90	3
C	50	120	2.4
A	80	170	2.125
F	150	300	2
D	100	190	1.9
B	100	100	1

Tabla 4.6 Jerarquización de proyectos por B/C.

El portafolio queda conformado por los proyectos **E, C, A, F**. Dando como resultado un capital invertido de USD 310,000,000, un VPN de USD 680,000,000 y una B/C de 2.2.

¿Cual es mejor? A simple vista podemos decir que el segundo es mejor portafolio que el primero, pero el segundo resulta imposible de obtener si el criterio a maximizar es el VPN. Por lo que a manera de conclusión la creación de portafolios, por el método de ordenar y cortar, depende enteramente del criterio de

evaluación, es decir, muchos otros portafolios pueden ser generados usando este simple procedimiento con otras medidas económicas que produjeran diferentes resultados.

Como podemos apreciar el método “ordenar y cortar” resulta muy limitado, y poco confiable, debido a que éste se encuentra fundamentado en medidas de valor, lo cual deja de lado otros parámetros fundamentales en la optimización, como son las estrategias de negocios fijadas por las compañías y las restricciones presentadas, sin mencionar los riesgos e incertidumbres inherentes del negocio, que si bien como se menciona, es posible incluirlas en el proceso, el encontrar una solución factible se vuelve muy difícil y compleja. Siendo así, en una industria como la petrolera en el que la conformación de una cartera, para una compañía pequeña, es del orden de unos 200 proyectos este método de optimización resulta absolutamente insuficiente y riesgoso, si lo que se esta buscando es conformar un portafolio de proyectos que genere los máximos beneficios con una visión integral a largo plazo con la mayor probabilidad de éxito.

4.9.2 Programación lineal (Linear program solvers).

La programación lineal (PL) es un conjunto de técnicas racionales de análisis y de resolución de problemas que tiene por objeto ayudar a los responsables en las decisiones sobre asuntos en los que intervienen un gran número de variables; es decir, es un procedimiento matemático empleado para determinar la asignación óptima de recursos escasos.

En este contexto, la PL es un procedimiento que encuentra su aplicación práctica en casi todas las facetas de los negocios, desde la publicidad hasta la planificación de la producción; Problemas de transporte, distribución, y planificación global de la producción son los objetos más comunes del análisis de PL. La industria petrolera parece ser el usuario más frecuente de la PL. Un gerente de procesamiento de datos de una importante empresa petrolera recientemente calculó que del 5% al 10% del tiempo de procesamiento informático de la empresa es destinado al procesamiento de modelos de PL y similares.

La programación lineal aborda una clase de problemas de programación donde tanto la función objetivo a optimizar como todas las relaciones entre las variables o restricciones correspondientes a los recursos son lineales. Este problema fue formulado y resuelto por primera vez a fines de la década del 40.

Hoy en día, esta teoría se aplica con éxito a problemas de presupuestos de capital, diseño de dietas, conservación de recursos, juegos de estrategias, predicción de crecimiento económico y sistemas de transporte.

Es importante dejar en claro desde el comienzo que el término "programación" tiene un significado distinto cuando se refiere a Programación Lineal que cuando

hablamos de Programación Informática. En el primer caso, significa planificar y organizar mientras que en el segundo caso, significa escribir las instrucciones para realizar cálculos. De hecho, el término "programación lineal" se acuñó antes de que la palabra programación se relacionara con el software de computación. A veces se evita esta confusión utilizando el término optimización lineal como sinónimo de programación lineal.

Cualquier problema de PL consta de una función objetivo, es decir, la función establecida que representa el objetivo a optimizar, y un conjunto de restricciones. En la mayoría de los casos, las restricciones provienen del entorno en el cual se trabaja para lograr su objetivo. Cuando se quiere lograr el objetivo deseado, uno se da cuenta de que el entorno fija ciertas restricciones (es decir, dificultades, limitaciones) para cumplir con lo deseado.

Cuando se formula un problema de toma de decisiones como un programa lineal, se deben verificar las siguientes condiciones:

- 1.-La función objetivo debe ser lineal. Vale decir que se debe verificar que todas las variables estén elevadas a la primera potencia y que sean sumadas o restadas (no divididas ni multiplicadas).
- 2.-El objetivo debe ser, ya sea la maximización o minimización de una función lineal. El objetivo debe representar la meta.
- 3.-Las restricciones también deben ser lineales. Así mismo, la restricción debe adoptar alguna de las siguientes formas (\leq , \geq , o $=$, es decir que las restricciones de PL siempre están cerradas)

Para la mayoría de los problemas de PL, se puede decir que existen dos tipos importantes de objetos: en primer lugar, los recursos limitados, tales como presupuesto, material disponible, o incluso, mano de obra; en segundo lugar, las actividades, tales como "producir aceite", y "producir gas natural". Cada actividad consume o probablemente contribuye cantidades adicionales de recursos. Debe haber una función objetivo, es decir, una manera de discriminar una mala de una buena o una mejor decisión. El problema es determinar la mejor combinación de niveles de actividades, que no utilice más recursos de los disponibles, por lo que para formular un problema de PL, se recomienda seguir los siguientes lineamientos generales después de leer con atención el enunciado del problema varias veces.

Todo programa lineal consta de cuatro partes: un conjunto de variables de decisión, los parámetros, la función objetivo y un conjunto de restricciones. Al formular un determinado problema de decisión en forma matemática, debe practicar la comprensión del problema (es decir, formular un Modelo Mental) leyendo detenidamente una y otra vez el enunciado del problema. Mientras trata de comprender el problema, fórmese las siguientes preguntas generales:

1. ¿Cuáles son las variables de decisión? Es decir, ¿cuáles con las entradas controlables? Defina las variables de decisión con precisión utilizando nombres descriptivos. Recuerde que las entradas controlables también se conocen como actividades controlables, variables de decisión y actividades de decisión.

2. ¿Cuáles son los parámetros? Vale decir ¿cuáles son las entradas no controlables? Por lo general, son los valores numéricos constantes dados. Defina los parámetros con precisión utilizando nombres descriptivos.

3. ¿Cuál es el objetivo? ¿Cuál es la función objetivo? Es decir, ¿qué quiere el dueño del problema? ¿De qué manera se relaciona el objetivo con las variables de decisión del dueño del problema? ¿Es un problema de maximización o minimización? El objetivo, siempre, debe representar la meta.

4. ¿Cuáles son las restricciones? Es decir, ¿qué requerimientos se deben cumplir? ¿Debería utilizar un tipo de restricción de desigualdad o igualdad? ¿Cuáles son las conexiones entre las variables? Escríbalas con palabras antes de volcarlas en forma matemática.

A continuación, se incluye un problema ilustrativo muy sencillo. Sin embargo, el abordaje del problema es igual para una gran variedad de problemas de toma de decisión, mientras que el tamaño o la complejidad pueden variar, es decir, este tipo de análisis se utiliza en casos donde intervienen cientos e incluso miles de variables, bajo la única condición que tanto la función objetivo como las restricciones permanezcan lineales.

Ejemplo ilustrativo:

Considere dos activos de producción con un precio por barril, x_1 y x_2 , de 40 y 50 dólares con un costo de producción 10 y 20 dólares respectivamente. Si la compañía dueña de estos activos ha determinado que la producción mensual de estos debe ser $5000 \leq P \leq 8000$ (bl/día), con un costo también mensual, no mayor a los 60,000 dólares; Maximizar el Ingreso mensual de la compañía para estos dos activos bajo las restricciones de producción y costos mencionadas, es decir determinar la producción óptima de cada activo a fin de maximizar los ingresos de la compañía respetando las restricciones.

Paso 1

-Determinación de las variables controlables:

Barriles provenientes de los dos activos x_1 y x_2

Paso 2

-Determinación de los parámetros:

Precio del barril proveniente del primer activo = 40 dólares

Precio del barril proveniente del segundo activo = 50 dólares

Paso 3

-Determinación de la función objetivo (¿Que es lo que se requiere?)

En este caso lo que se requiere es maximizar el Ingreso mensual de la compañía, por lo que la ecuación quedaría expresada de la siguiente manera:

$$M : \quad 40x_1 + 50x_2$$

Paso 4

-Determinar las restricciones (¿qué requerimientos se deben cumplir?)

Producción mínima y máxima ($5000 \leq P \leq 8000$)

Costo máximo (60,000 dólares)

Por lo tanto:

$$M : \quad 40x_1 + 50x_2$$

Sujeta a:

$$x_1 + x_2 \geq 5000$$

$$x_1 + x_2 \leq 8000$$

$$10x_1 + 20x_2 \leq 60000$$

Siendo así, se determinara por graficación cuantos barriles provenientes de cada activo se necesitan a fin de maximizar los Ingresos mensuales.

Para pensar en una interpretación geométrica de nuestro problema, se debe transformar las inecuaciones a ecuaciones, es decir:

$$x_1 + x_2 = 5000$$

$$x_1 + x_2 = 8000$$

$$10x_1 + 20x_2 = 60000$$

A fin de encontrar la solución, se trazan las gráficas de dichas ecuaciones, que no son otra cosa que líneas rectas, en los ejes cartesianos, tomando como eje de las Xs, los barriles provenientes del primer activo (x_1) y en el eje de las Ys, los barriles provenientes del segundo activo (x_2).

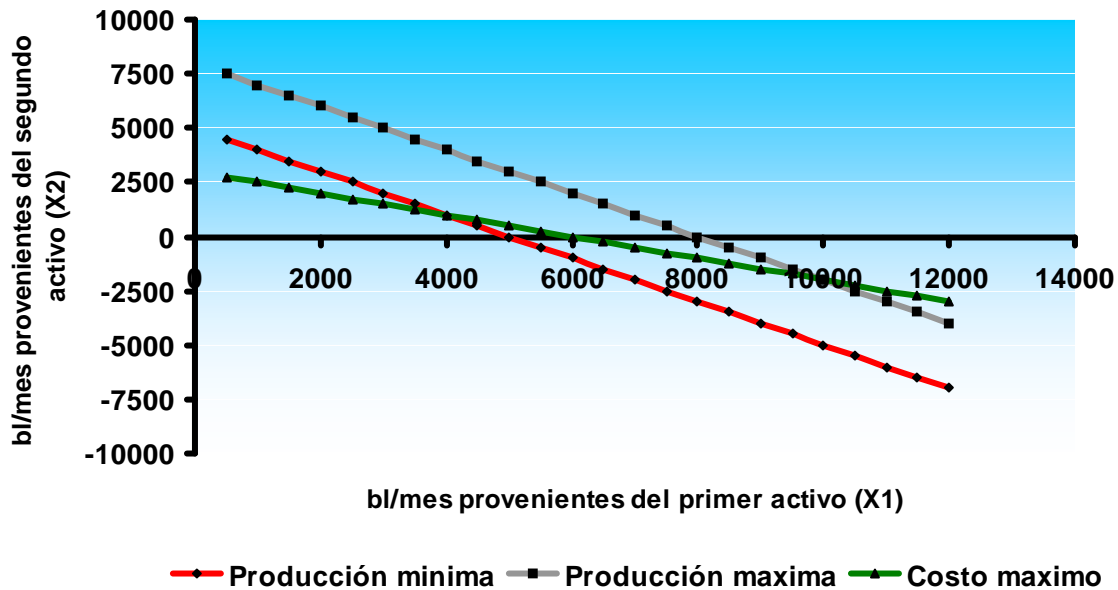


Figura 4.12 Solución grafica del problema.

De la grafica podemos observar que existen dos puntos de intersección:

Punto A: intersección de la ec. de producción mínima con la ec. de costo máximo

Punto B: intersección de la ec. de producción máxima con la ec. de costo máximo (sin interpretación en la realidad).

-Por lo tanto:

A (4000, 1000) y B (1000, -5000)

Si sustituimos los valores del punto **A** en la ecuación de Ingreso mensual (ec. objetivo) se tiene:

$$40x_1 + 50x_2$$

$$40\text{usd} / \text{bl}(4000\text{bl} / \text{mes}) + 50\text{usd} / \text{bl}(1000\text{bl} / \text{mes}) = 210,000\text{usd} / \text{mes}$$

De esta manera podemos apreciar que en este punto es donde se cumple la función objetivo (maximizar el Ingreso mensual); pero ¿se habrán cumplido las restricciones?

La solución a esta pregunta simplemente se obtiene sustituyendo el punto A en las ecuaciones de restricción y verificando que éstas se cumplan:

Restricciones:

$$x_1 + x_2 \geq 5000$$

$$x_1 + x_2 \leq 8000$$

$$10x_1 + 20x_2 \leq 60000$$

-Sustituyendo el punto **A** en la restricción de producción mínima:

$$4000bl / mes + 1000bl / mes = 5000bl / mes , \text{ por lo tanto } \mathbf{se\ cumple.}$$

-Sustituyendo el punto **A** en la restricción de producción máxima:

$4000bl / mes + 1000bl / mes = 5000bl / mes$, es menor que $8000bl / mes$, por lo tanto **el resultado cumple con esta restricción.**

-Por ultimo sustituyendo el punto **A** en la restricción de costo máximo se tiene:

$10usd / bl(4000bl / mes) + 20usd / bl(1000bl / mes) = 60000usd / mes$, que **esta en el límite de esta restricción** (cumple).

A manera de conclusión, respecto al método de programación lineal, podemos decir que sus ventajas recaen en la simplicidad y la habilidad con la que busca rápidamente soluciones “óptimas globales”. Y sus desventajas en que solamente es aplicable para problemas en los que tanto la función objetivo como las restricciones se comportan de manera lineal, lo cual en muchos, o mejor dicho en la mayoría de los problemas de optimización económica de la industria petrolera resulta insuficiente, ya que optimizar un conjunto de activos de proyectos que compiten entre si y al mismo tiempo satisfacer múltiples parámetros de medición, manteniendo una visión a largo plazo del desarrollo de la empresa, normalmente, da como resultado expresiones matemáticas altamente no lineales; por ejemplo: podría ser que en un proyecto, el aumentar o disminuir el ritmo de producción de hidrocarburos de como consecuencia un comportamiento cuadrático o exponencial de los costos operativos, por lo que el empleo de la programación lineal resultaría limitado e insuficiente. Sin embargo, gracias a numerosos estudios han sido desarrollados métodos de optimización más robustos y complejos que permiten encontrar la solución a problemas en los que intervienen un gran numero de variables, considerados como altamente no lineales.

4.9.3 Algoritmo Genético.

Como vimos con anterioridad la mayoría de los modelos de negocios en la industria petrolera no pueden ser expresados en forma lineal. Por lo que para este tipo de problemas, en los que se requiere optimizar un conjunto de activos de proyectos que compiten entre si y al mismo tiempo satisfacer múltiples parámetros de medición, resulta necesario emplear técnicas avanzadas de optimización. En este contexto, el método que ha demostrado arrojar los mejores resultados en cuanto a la optimización de modelos económicos altamente no lineales, es el llamado “Algoritmo genético”, el cual es una técnica de búsqueda basada en la teoría de la evolución. Esta técnica se basa en los mecanismos de selección que utiliza la naturaleza, de acuerdo a los cuales los individuos más aptos de una población son los que sobreviven, heredando sus atributos más deseables a sus descendientes.

Un algoritmo genético consiste en generar una función matemática o rutina de software que hace evolucionar una población de individuos (en este caso proyectos) sometiénola a acciones aleatorias semejantes a las que actúan en la evolución biológica (recombinación genética y mutaciones), así como también a una selección de acuerdo con algún criterio, en función del cual se decide cuales son los individuos más adaptados, que sobreviven generando descendencia (una nueva población con mejores atributos que la anterior), y cuales los menos aptos, que son descartados, impidiéndoles generar descendencia. Cabe destacar que si bien no se garantiza que el algoritmo genético encuentre la solución óptima, del problema, existe evidencia de que se encuentran soluciones de un nivel aceptable, ya que éste se trata de un método iterativo en el cual, si el algoritmo genético ha sido bien diseñado, la población convergerá hacia una solución óptima del problema. Así mismo el AG deberá detenerse cuando se alcance la solución óptima, pero ésta generalmente se desconoce, por lo que se deben utilizar otros criterios de detención. Normalmente se usan dos criterios: correr el AG un numero máximo de iteraciones (generaciones) o detenerlo cuando no haya cambios en la población.

La estructura de un algoritmo genético es universal, y aplicable a cualquier tipo de industria en un proceso de optimización, es decir, un algoritmo genético en cualquier área de trabajo debe contener los mismos elementos variando solamente en la función de adaptación, la selección y en el criterio de detención de éste, es decir: una población inicial de individuos, una función de adaptación y selección para la posterior combinación con el objetivo de crear una nueva población inicial con mejores atributos, además de un operador de mutación con la finalidad de evitar la convergencia prematura hacia una solución que podría no ser la óptima.

Para ejemplificar lo anteriormente descrito, a continuación se presenta un esquema general de un algoritmo genético junto con una breve descripción del proceso:

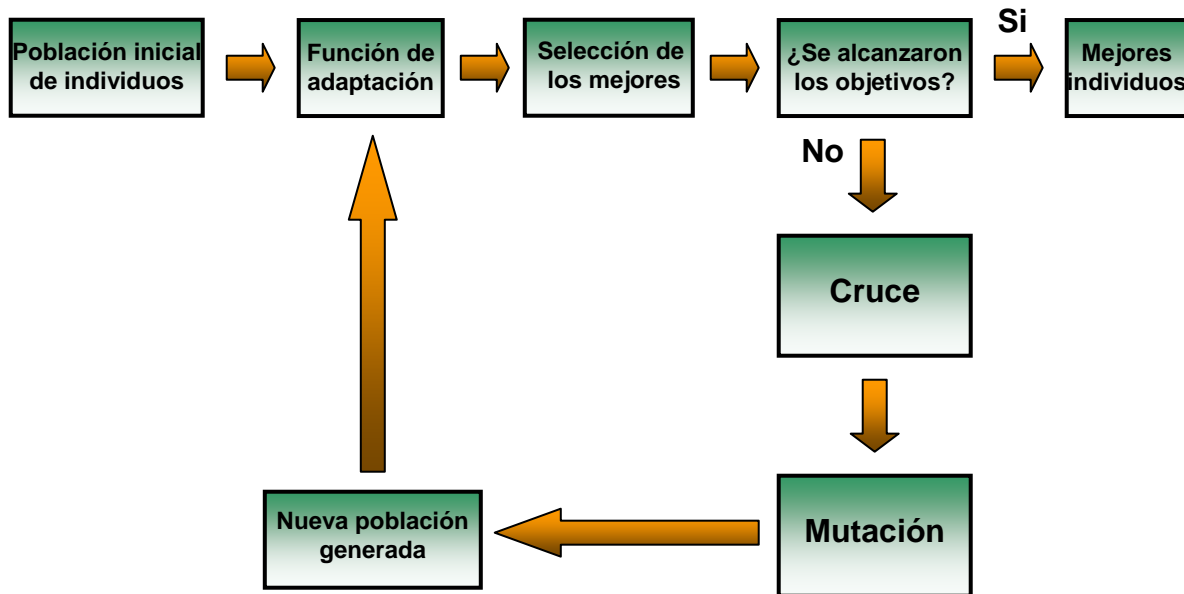


Figura 4.13 Esquema general de un algoritmo genético.

La ilustración anterior nos muestra el esquema general del proceso en el cual está fundamentado un algoritmo genético. Como podemos apreciar el primer elemento se encuentra definido por una entrada de individuos con características propias, los cuales serán evaluados por una función de adaptación que analizará sus atributos para la posterior selección de los mejores y la eliminación de los otros. El siguiente elemento en el proceso corresponde a la evaluación del criterio de detención, en este caso podría ser, parar cuando se alcance un objetivo o cuando se cumpla un número de iteraciones predeterminadas, si el criterio se ha alcanzado, en ese momento se tienen los mejores individuos o mejor dicho las soluciones óptimas al problema. Por otro lado, si el criterio de detención no ha sido alcanzado, entonces continuará el flujo de trabajo, dando paso a los llamados operadores de combinación, el primero de ellos es el operador de “cruce”, el cual se encarga de tomar las mejores características de los individuos seleccionados, como los mejores, y combinarlas a fin de obtener una nueva población con mayores cualidades que la anterior. Debido a que este proceso puede tender a la homogenización dando como consecuencia una solución prematura que resulte no ser la óptima, es necesario llamar al siguiente operador de cruce llamado “mutación”, el cual puede ser introducido de manera predeterminada al paso de un cierto número de iteraciones, o bajo algún otro criterio. La importancia de introducir una secuencia de mutación en la estructura del algoritmo genético radica en que este operador garantiza la no convergencia hacia una solución prematura del problema ya que realiza el reemplazo de alguna o algunas características de los nuevos individuos provenientes del operador de cruce, generando así una población de individuos totalmente nueva; la cual a su vez también será evaluada por la función de adaptación comenzando una vez más este proceso de tipo iterativo.

4.9.3.1 Aplicación del algoritmo genético en la optimización de carteras de proyectos.

Como ya se ha mencionado, la estructura de un algoritmo genético siempre debe contener los mismos elementos, lo que varía entre uno y otro haciéndolos diferentes, es la forma en que cada persona encargada de encontrar la solución concibe el problema. Siendo así, en este trabajo se realiza la propuesta de un algoritmo genético con una concepción muy similar a la programada en el software de optimización de portafolios que utilizaremos en la parte final de este trabajo.

Propuesta:

Una vez que los proyectos candidatos han sido evaluados probabilísticamente, el primer paso en esta propuesta consiste en conformar una población de individuos, que en este caso serán carteras de proyectos generadas a partir de las distribuciones de probabilidad de los proyectos por medio de la simulación de Monte Carlo, es decir:

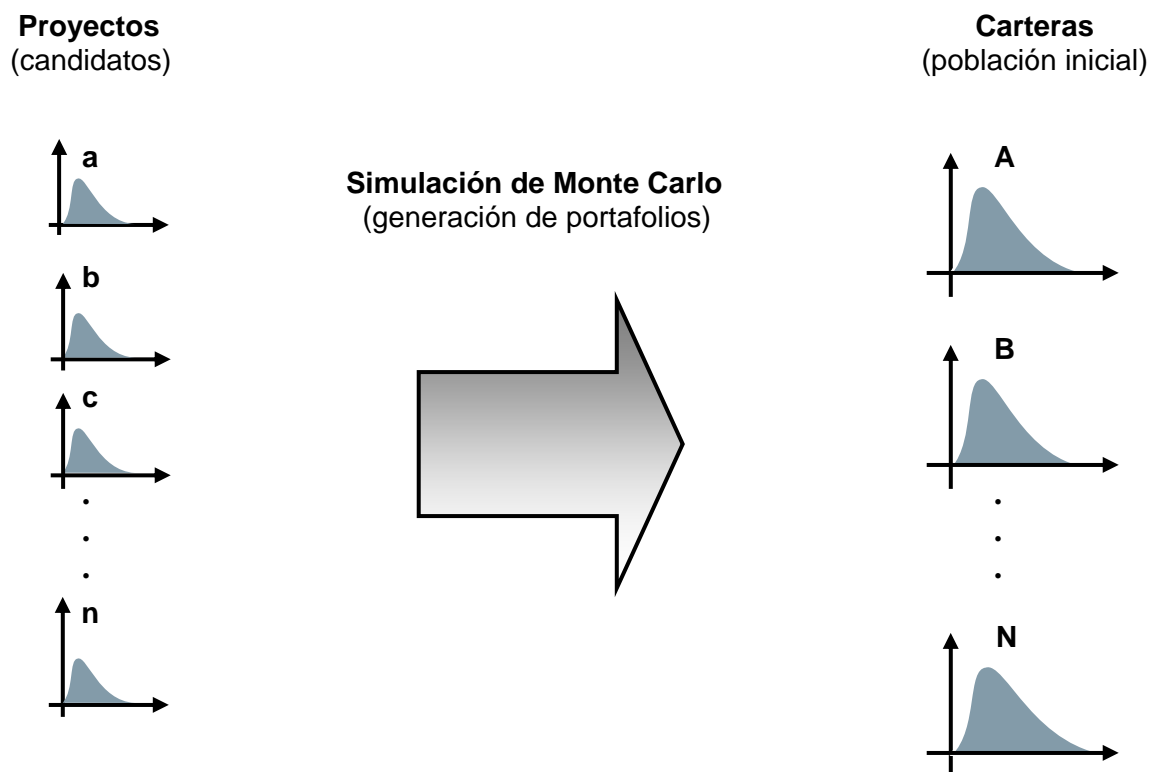


Figura 4.14 Generación de carteras por simulación de Monte Carlo.

Siguiendo con el proceso, una vez que se cuenta con la población inicial, ésta será evaluada por medio de una función de adaptación creada a partir de los objetivos, estrategias y restricciones, lo cual dará como consecuencia la valoración y ordenamiento de cada una de las carteras ya no solo por una métrica de valor, si no por todo el conjunto de requerimientos (VPN, incorporación de reservas, dependencia entre proyectos, etc.):

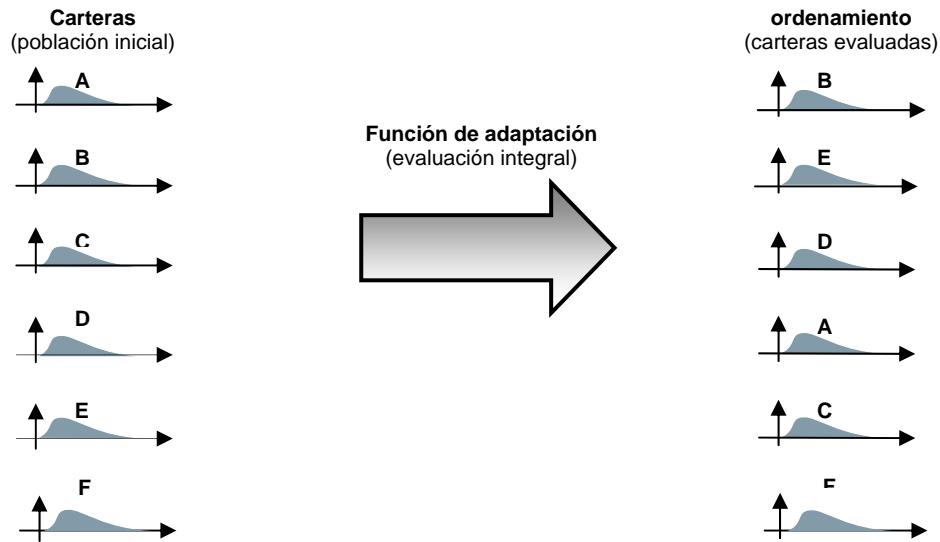


Figura 4.15 Evaluación de la población inicial.

Al termino del ranqueo efectuado por la función de adaptación la siguiente etapa del proceso corresponde a la selección de los portafolios mejor clasificados, esto se realiza tomando un cierto porcentaje de las carteras ordenadas, mandando al resto de los portafolios (los que no pasaron la selección) a una descomposición en proyectos que serán nuevamente acomodados en la lista de proyectos candidatos:

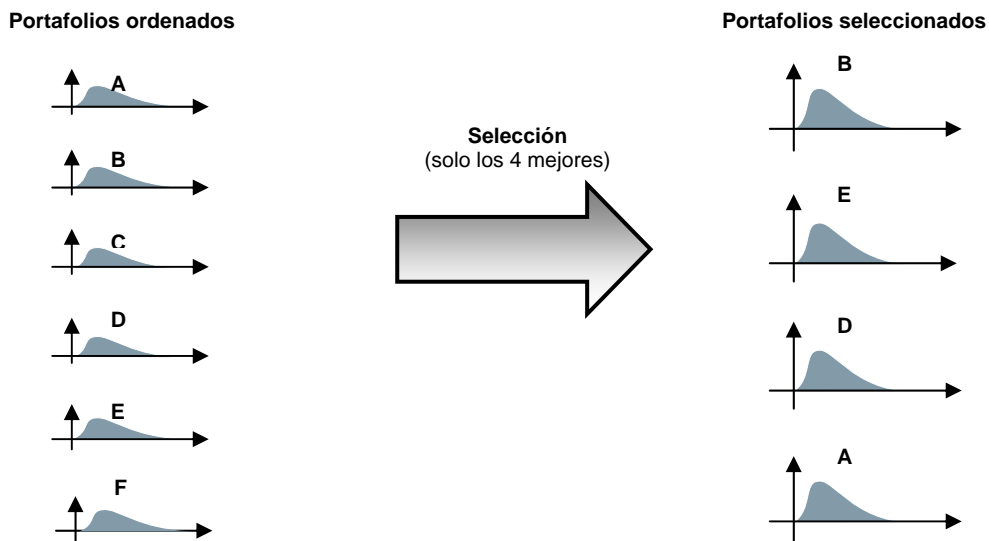


Figura 4.16 Selección de los mejores portafolios.

Una vez realizada la selección de los mejores portafolios, es necesario verificar si se alcanzó la solución óptima del problema, es decir, en este punto se pregunta si se alcanzaron los objetivos planteados o si se alcanzó el número predeterminado de iteraciones; si la respuesta es afirmativa, en ese momento para el proceso arrojando los mejores portafolios creados, cada uno con atributos bien definidos e independientes. Por el contrario si las metas establecidas no se han alcanzado o no se ha llegado al número de iteraciones fijadas, el proceso continuara hasta que la respuesta al cuestionamiento sea positiva:

Portafolios seleccionados

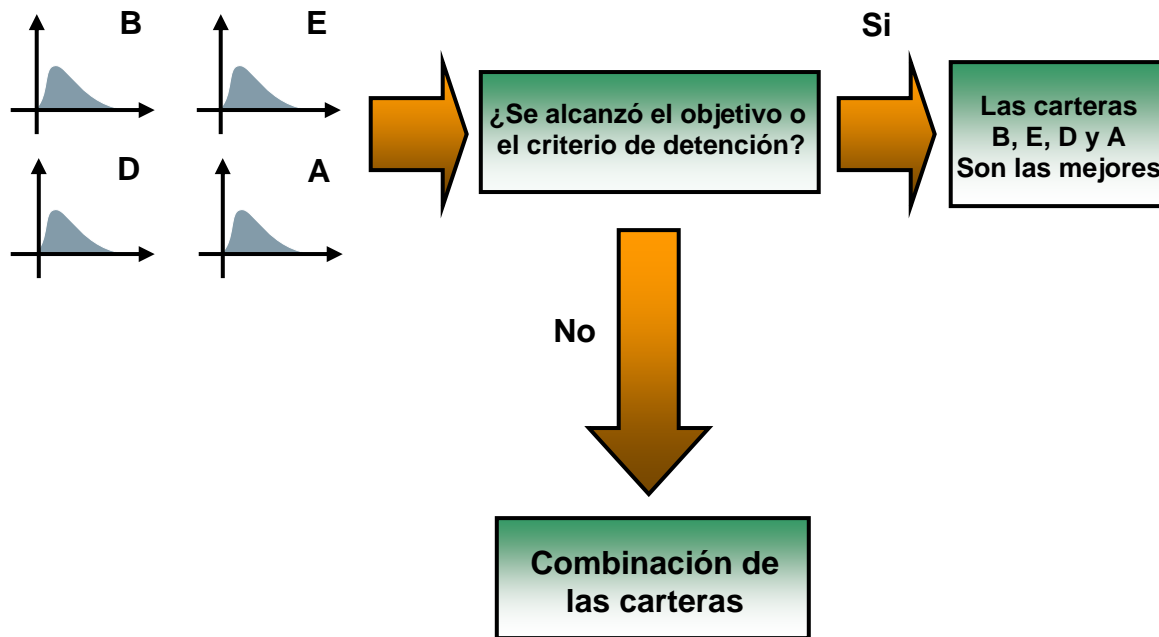


Figura 4.17 Algoritmo genético (criterio de detención).

Como podemos observar, del esquema anterior, si los objetivos o el criterio de detención no es alcanzado el proceso llama a los operadores de combinación. El primero de éstos, si recordamos, es el llamado operador de cruce el cual aplicado a nuestro problema consistirá en tomar aleatoriamente pares de portafolios para su posterior combinación:

Muestreo aleatorio:

-El portafolio **B** conformado por 5 proyectos ha sido seleccionado para ser cruzado con el portafolio **D**, conformado, también por 5 proyectos.

-El portafolio **E** conformado por 6 proyectos ha sido seleccionado para ser cruzado con el portafolio **A** el cual se encuentra integrado por 5 proyectos.

Debido a que los portafolios se encuentran creados por proyectos una representación de esto podría ser una cadena como la que se muestra abajo; donde, cada cuadrado representa un proyecto candidato.

Portafolio "x" conformado por 7 proyectos:



-Por lo tanto:

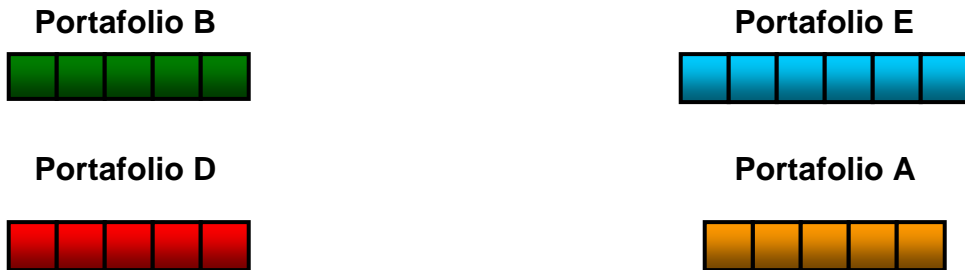


Figura 4.18 Representación de las carteras como eslabones de proyectos .

Siendo así, el cruce de los portafolios **B** y **D** será realizado tomando los tres primeros proyectos de **B** y los dos últimos de **D** para el primer descendiente (nueva cartera **BD**) y para el segundo (cartera **DB**) se tomarán los dos últimos proyectos de **B** y los tres primeros de **D**:

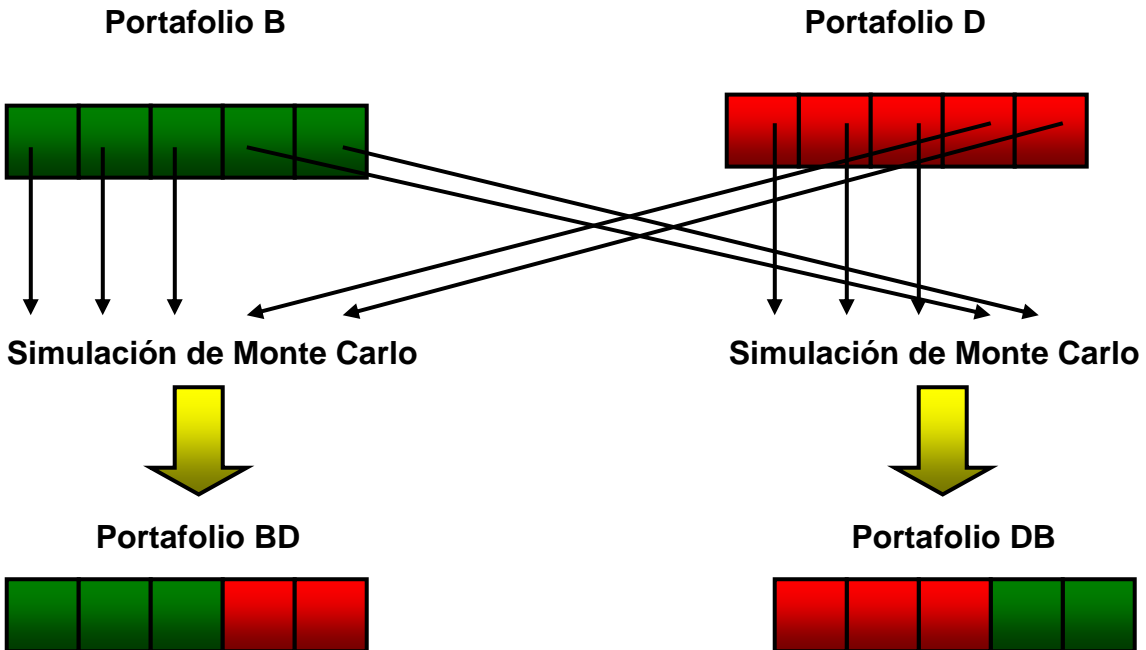


Figura 4.19 Operador de cruce.

Bajo la misma metodología los portafolios **EA** y **AE** son obtenidos, generándose así una nueva población con mejores atributos que la anterior, la cual iniciará nuevamente el ciclo de búsqueda:

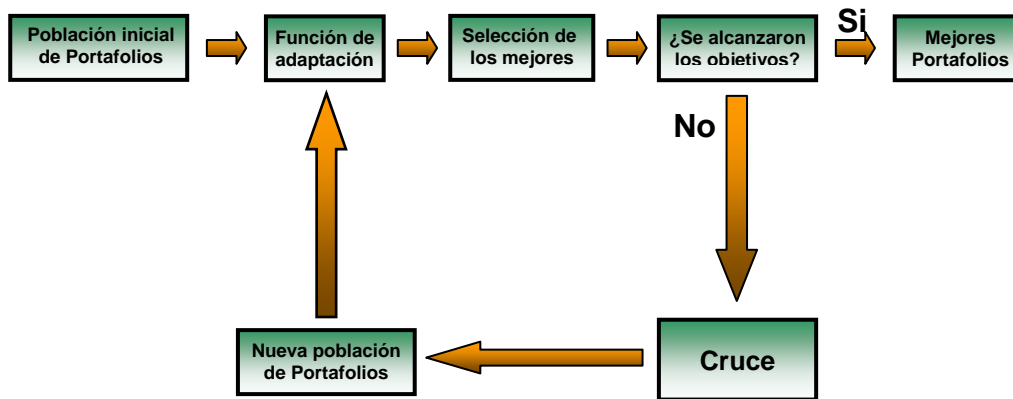


Figura 4.20 Algoritmo genético (operador de cruce).

Situados en este punto, el proceso de optimización casi se ha completado, solo haría falta incluir una pequeña subrutina que garantice la no convergencia hacia una solución prematura que resulte no ser la óptima. Esta subrutina como ya se ha mencionado, en la estructura del algoritmo genético, es el llamado operador de mutación.

Para esta propuesta el operador de mutación se activara cada cierto numero de iteraciones; por ejemplo cada 5, y éste funcionara sustituyendo alguno de los proyectos contenidos en las carteras provenientes del operador de cruce, por alguno tomado al azar de la lista de proyectos candidatos; garantizando así una población de individuos totalmente nueva sin riesgo de una convergencia prematura hacia una solución no óptima:

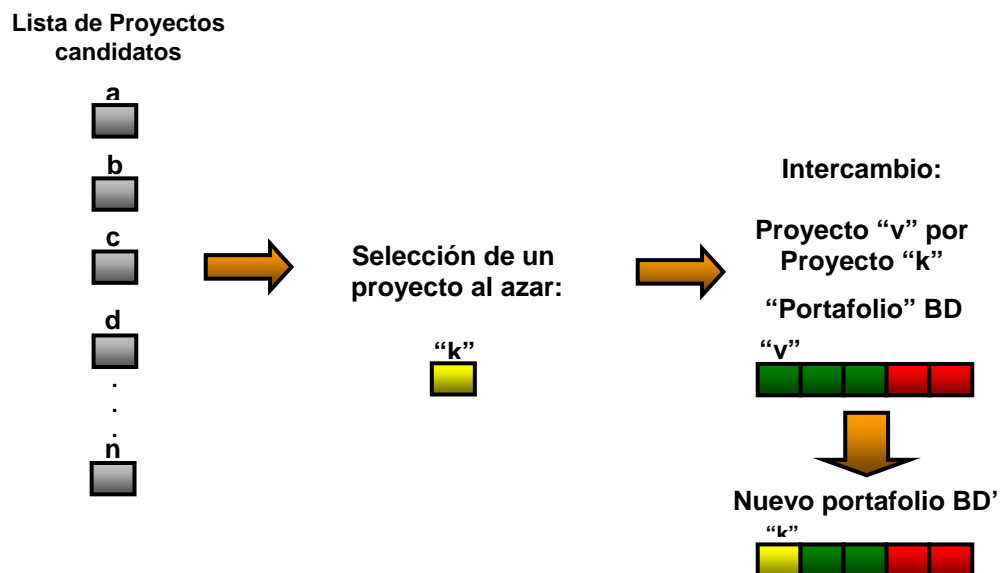


Figura 4.21 Mutación.

Bajo el mismo procedimiento se obtienen los portafolios **DB'**, **EA'** y **AE'**, los cuales garantizan una población de individuos totalmente nueva que comenzaran una vez más el proceso iterativo.

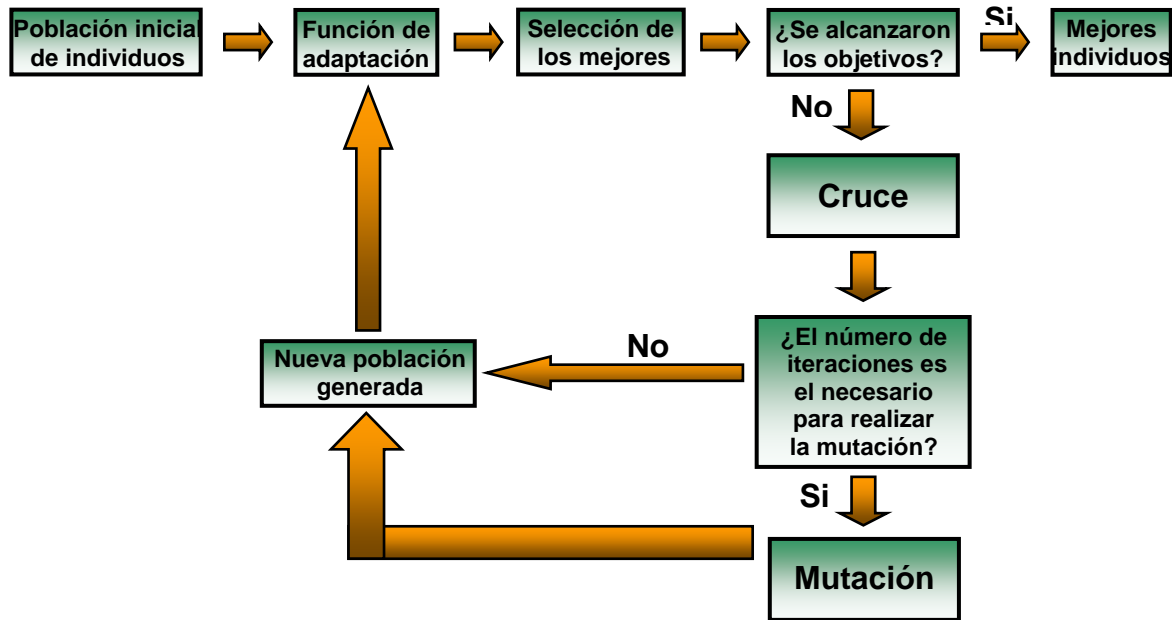


Figura 4.22 Algoritmo genético completo.

Finalmente, con base en la teoría de la cartera de Markowitz, los métodos de optimización no muestran un solo portafolio que cumple con las decisiones estratégicas, si no toda una familia de éstos:

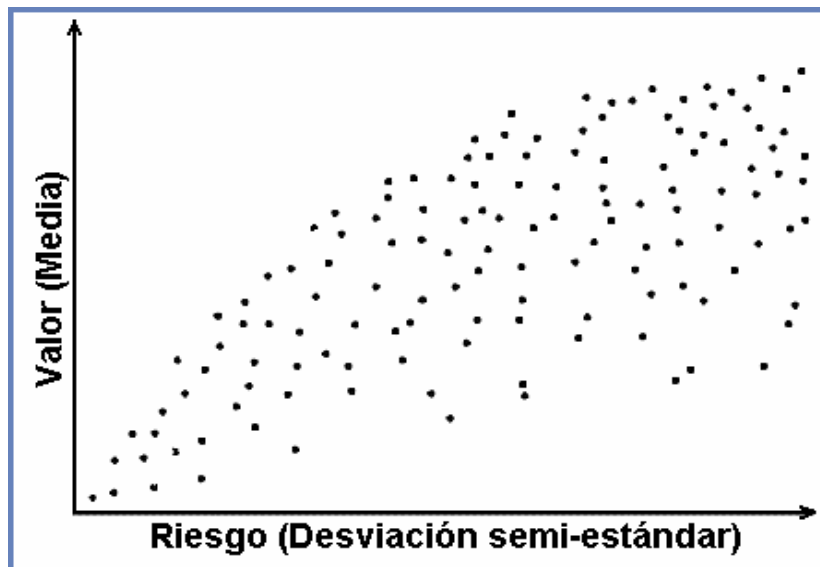


Figura 4.23 Carteras definidas en el dominio del valor y riesgo.

La grafica anterior nos muestra el valor en función del riesgo que presentan los portafolios obtenidos a través de un proceso de optimización por medio de un algoritmo genético. Sin embargo, para hacer una discriminación entre los mejores resulta imprescindible, en primera instancia, analizarlos en la frontera de la eficiencia lo cual dará como resultado un conjunto de portafolios denominado como óptimo.

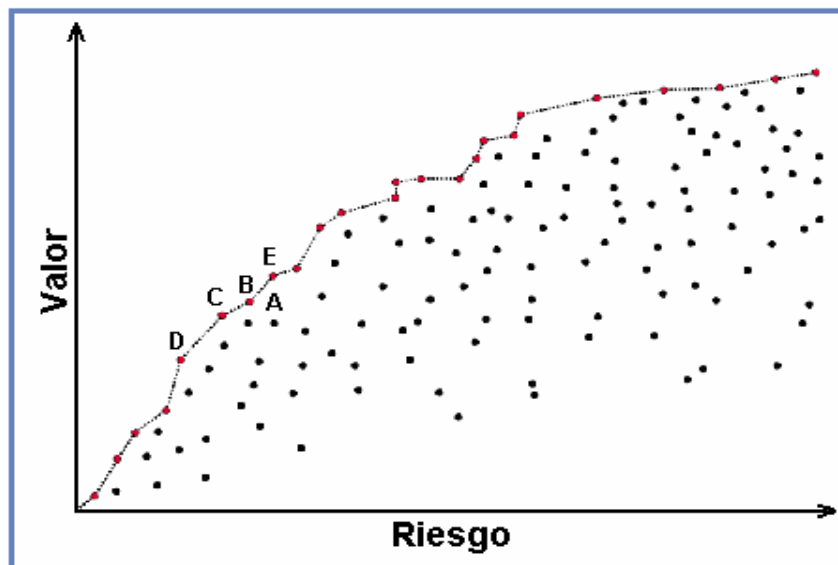


Figura 4.24 Portafolios situados en la frontera de la eficiencia.

Las carteras B, C, D, E y todos los puntos rojos son eficientes (óptimos), mientras que la cartera A y los demás puntos azules no lo son. Pero regresando a las complicaciones, no todos los portafolios considerados como óptimos lo son así para las empresas de exploración y producción, ya que si bien son los mejores y ninguno de éstos es mejor que otro, no todos cumplen con las expectativas y necesidades de la compañía, es decir, no todos los portafolios considerados óptimos son factibles en su ejecución puesto que cada uno de éstos presenta cierto nivel de riesgo, además de un aporte distinto en la serie de objetivos, por lo que en la administración de portafolios éstos deben ser analizados minuciosamente por especialistas dentro de los corporativos y gerencias para así poder discriminar entre aquellos que para la empresa representan las mejores alternativas.

4.10 Análisis estratégico (Análisis de los portafolios).

Continuando con el flujo de trabajo en el proceso de la planeación corporativa, una vez concluido el proceso de optimización, la selección de una cartera óptima para una compañía, entendiéndose por ésta aquella que cumple con las decisiones estratégicas fijadas, las expectativas y necesidades, depende en gran medida de la definición de riesgo que se adopte, es decir, para algunas compañías el riesgo tal vez se encuentre definido como la posibilidad de perder dinero, mientras que para otra sea no obtener lo esperado, en otras palabras, que aunque la compañía presente ganancias el no obtener el valor esperado o un valor dentro de un rango específico resulta riesgoso. En consecuencia, en la nueva concepción del manejo de la cartera, los corporativos y gerencias de las empresas, a diferencia de la práctica tradicional, centran su tiempo y sus esfuerzos en realizar un análisis estratégico de los portafolios situados en la frontera de la eficiencia, en el que estudian el comportamiento de éstos sobre la base de la información cuantitativa en términos de su aporte a la estrategia de negocios bajo varias definiciones de riesgo para comprender mejor la calidad de una cartera, y en definitiva, tomar decisiones inteligentes acerca de que plan corporativo aprobar.

En este contexto, para una empresa de exploración y producción, el análisis estratégico de los portafolios situados en la frontera de la eficiencia comienza por definir su propio concepto de riesgo y su grado de aversión o tolerancia a éste, ya que cada una de las carteras muestra una determinada recompensa a un cierto nivel de riesgo que puede o no ser tolerado.

4.11 Aversión al riesgo.

En un estudio llevado a cabo por la escuela de Minas de Colorado, se examinó el comportamiento con respecto al riesgo de 40 de las principales compañías petroleras establecidas en EUA durante un periodo de 15 años, desde 1981 hasta 1995. Los investigadores tomaron como punto de partida el hecho de que, cuando los responsables de tomar decisiones evalúan una potencial inversión, tienen en cuenta no solo los riesgos implícitos sino también el capital de la compañía que se expone a la posibilidad de pérdida. Los especialistas han asumido por lo general, que el grado de aversión al riesgo disminuye a medida que aumenta la riqueza, y que a medida que una compañía se enriquece, se encuentra mejor preparada para afrontar proyectos más riesgosos y de mayor envergadura, es decir, Si una compañía pequeña recibe una oferta de realizar un proyecto riesgoso con la perspectiva de obtener ganancias considerables, o de no tener éxito y afrontar una pérdida que absorbería una parte importante de su capital, lo más probable es que ésta rechace la propuesta. Por el contrario, una compañía más grande, para la cual la pérdida no representaría una porción tan significativa de sus recursos, podría aceptar ese mismo proyecto sin mayor problema.

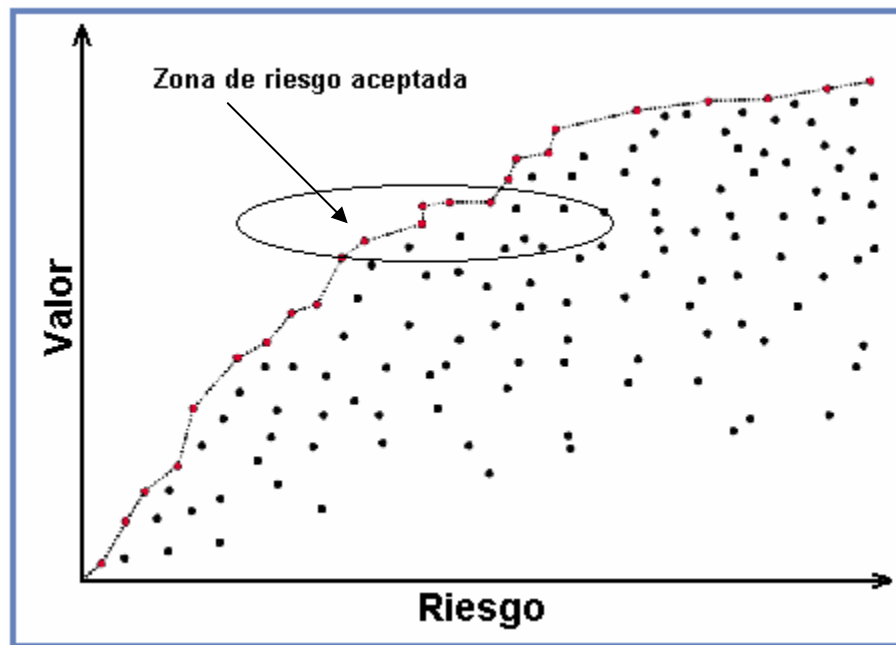


Figura 4.25 Zona de riesgo aceptada.

El Gráfico anterior nos muestra una zona hipotética de riesgo aceptada por una compañía. Las carteras ubicados en la frontera de eficiencia dentro de esta zona de riesgo tolerada se manifiestan como fuertes candidatas, el siguiente paso en el análisis será comparar el comportamiento que presentan estos portafolios con los niveles objetivo .

4.12 Comparación de los portafolios con los niveles objetivo.

Una vez que la compañía ha sido capaz de dar su propia definición de riesgo y su grado de aversión a éste, resulta posible para los expertos analizar de forma integral el aporte que tiene cada portafolio en la estrategia de negocios, con la probabilidad de lograrlo.

En el análisis estratégico de las carteras situadas en la frontera de la eficiencia los expertos pretenden cuantificar el aporte que tiene cada una de éstas en los objetivos, restricciones y reglas del negocio fijadas a corto, mediano y largo plazo, incluyendo de forma integral, en el estudio, el riesgo de no obtener lo esperado. A grandes rasgos, en el análisis estratégico se comparan los niveles objetivo fijados (producción, reservas, capital, flujos de fondo neto, etc.) con las características mostradas por los portafolios optimizados; para así discriminar entre aquellos portafolios que para la empresa representan las mejores alternativas.

Cartera A (Produccion*)

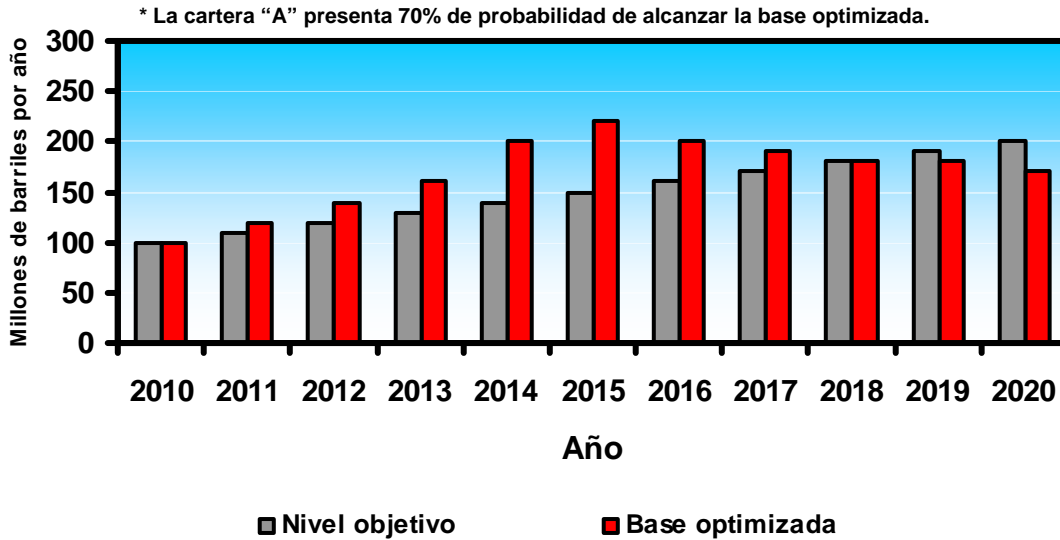


Figura 4.26 Comparación entre los niveles objetivo y la base optimizada.

Cartera B (Producción*)

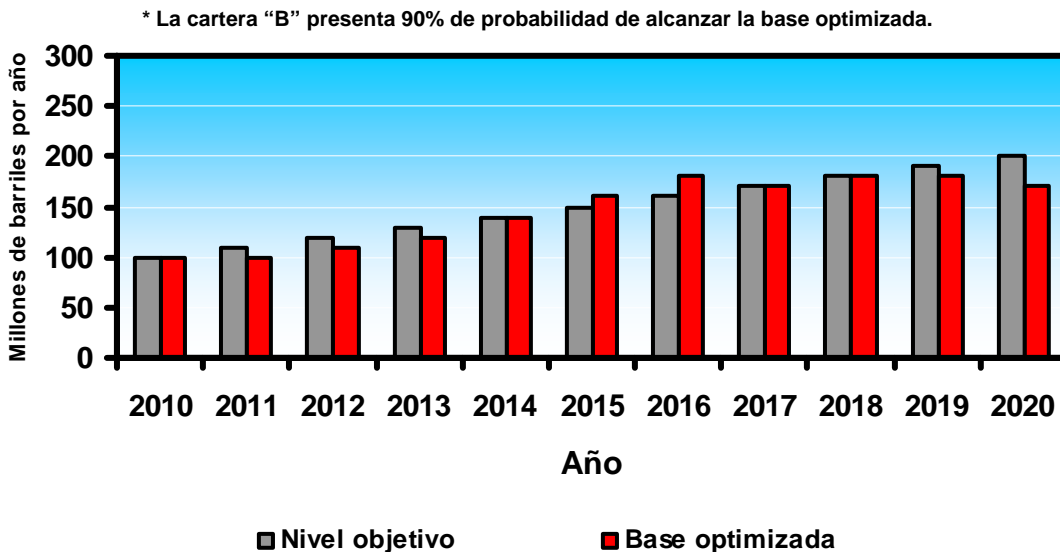


Figura 4.27 Comparación entre los niveles objetivo y la base optimizada.

Los gráficos mostrados arriba denotan el aporte en cuanto a la producción de aceite que presentan dos portafolios distintos (A y B). El portafolio A supera por mucho el nivel objetivo, sin embargo presenta una probabilidad del 70% de alcanzar esta base optimizada. Por otro lado, el portafolio B no supera el nivel objetivo, sin embargo presenta un buen comportamiento con una probabilidad mayor que la del portafolio A (90%). **¿Cuál elegir?**

4.13 Teoría de las preferencias.

En este trabajo se ha dicho en muchas ocasiones, tanto de manera implícita como explícita, que la administración de portafolios es un proceso basado más en el análisis matemático-financiero que en la intuición y la subjetividad individual. Sin embargo, aunque se utilicen computadoras o herramientas de decisión, como el flujo de fondos descontado (VPN) o el análisis de Monte Carlo, en última instancia, la decisión la debe tomar un individuo o un grupo de personas. La subjetividad complica el proceso de toma de decisiones, dado que el perfil psicológico del individuo puede incidir sobre las mismas, por ejemplo: dentro de la misma organización, un gerente puede estar a favor de los proyectos riesgosos, mientras que otro que ocupa una posición similar, puede tener un perfil más conservador. En la industria petrolera, el riesgo constituye una parte importante en la línea de razonamiento de los ejecutivos, por lo cual es fundamental comprender las preferencias del individuo o del grupo y sus actitudes con respecto al riesgo y a la aceptación de los mismos.

En 1738, el matemático Daniel Bernoulli publicó un trabajo en el cual destacaba que existía una extensa aversión al riesgo. Casi 250 años más tarde, Daniel Kahneman y Amos Tversky presentaron un ejemplo simple para ilustrar esta característica de aversión al riesgo. Una persona tiene la posibilidad de elegir entre dos opciones: la primera representa una ganancia segura de \$80, mientras que la segunda es un proyecto más riesgoso en el cual existe un 85% de probabilidades de ganar \$100 y un 15% de no ganar nada. Según Kahneman y Tversky, la gente prefiere la ganancia segura antes que correr el riesgo, a pesar de que ésta supone una mayor "expectativa monetaria". Con el resultado seguro se tiene la certeza de ganar \$80, mientras que con la opción más riesgosa, la expectativa monetaria sería de 85\$ ($\$100 * 0.85$ más $\$0 * 0.15$). La elección refleja una aversión al riesgo, ya que se prefieren los \$80 seguros, frente a la posibilidad de optar por el resultado más riesgoso.

Posteriormente, el matemático John Von Neumann y el economista Oskar Morgenstern, ampliaron la teoría de las preferencias con varios axiomas resumidos en el siguiente postulado:

Los responsables de tomar decisiones, por lo general tienen aversión al riesgo y les disgusta más sufrir una pérdida, de lo que disfrutan al obtener una ganancia del mismo valor. Además, experimentan mayor satisfacción a partir de un aumento en las ganancias proveniente de una inversión pequeña, que un aumento equivalente derivado de una inversión de mayor envergadura, es decir, la satisfacción asociada con la ganancia de \$4000 es por lo general menor que el disgusto provocado por la pérdida de la misma cantidad, a si mismo, se tiende a sentir más satisfacción por ganar \$10 al aumentar de \$10 a \$20; de lo que se experimenta por ganar \$10 pasando de \$1500 a \$1510.

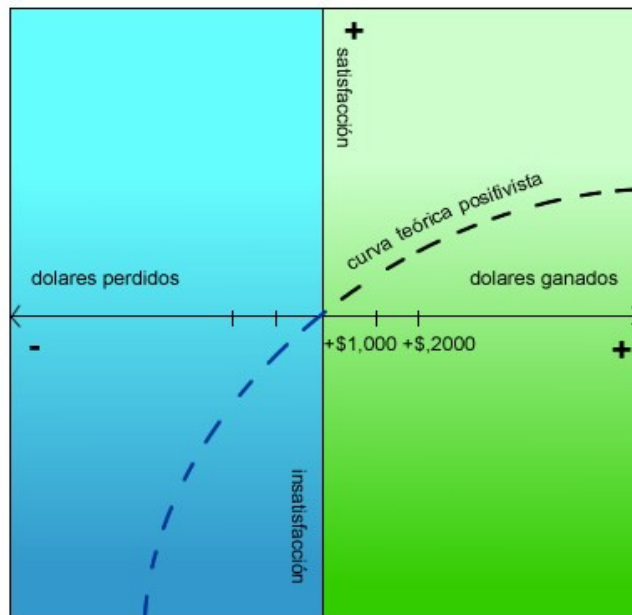


Figura 4.28 Curva teórica de las preferencias de un individuo.

La ilustración anterior es una curva típica que podría describir como se sintió un individuo por ganar o perder dinero. Por lo general, la satisfacción asociada con ganar una cantidad determinada, es menor que el disgusto provocado por la pérdida de la misma cantidad.

Como podemos observar, el gran aporte de Neumann y Morgenstern a la teoría de las preferencias consiste en la representación gráfica de estos postulados, ya que esto permite trazar una curva típica para cualquier individuo o compañía, denotando así los diferentes tipos de actitud frente al riesgo y a la toma de decisiones.

En este contexto, después de haber analizado la teoría de las preferencias podemos decir con seguridad que no existe respuesta única a la pregunta **¿qué portafolio elegir A o B?** ésta varía en función del perfil de cada persona. Sin embargo, el trazado de las curvas de las preferencias permite concientizar a los responsables de tomar decisiones lo que implica su estilo y personalidad.

4.14 Planes corporativos posibles.

Una vez que la gerencia de la empresa ha encontrado el portafolio que presenta mayor afinidad con sus intereses y preferencias, los planeadores y gerentes se sitúan en una nueva etapa dentro del proceso que consiste en crear el plan de trabajo. En ésta se especifica el curso concreto de acción que ha de seguirse, la secuencia de operaciones, las determinaciones de tiempo y números necesarios para alcanzar el éxito.

Esta parte del proceso va más allá del análisis estratégico de los portafolios y la comparación de alternativas puesto que la conformación de un plan de trabajo contempla a la misma ejecución en si. Éste debe incluir, entre otras cosas, las especificaciones en el control y monitoreo de los proyectos al mismo tiempo que brinda la flexibilidad requerida para integrar nuevas oportunidades de inversión; sin mencionar la posibilidad de enmendar en cualquier momento el camino en caso de presentarse alguna situación indeseable.

Cabe destacar que en esta etapa del proceso los planeadores y gerentes realizan distintos planes corporativos que compiten entre si mediante el análisis de su comportamiento ante distintos escenarios y circunstancias simuladas con el objetivo de remitir un solo plan corporativo para su apruebo final.



Figura 4.29 Planes corporativos.

4.15 Plan corporativo remitido para aprobación.

Finalmente, una vez que se ha identificado el mejor plan corporativo de trabajo, en la ultima parte del proceso los corporativos y gerencias de las empresas deben tomar la decisión más difícil que se puede realizar, la de aprobar o reprobar, la puesta en marcha del plan remitido.

En el ámbito petrolero al igual que en cualquier otro las decisiones más difíciles de tomar casi siempre son aquellas que tienen que ver con la asignación de un cierto monto ya que siempre se corre el riesgo de no recuperarlo. Por lo que no obstante este plan de trabajo aun siendo producto de un análisis minucioso y de un proceso

bien estructurado, no se encuentra exento de una revisión final por parte del corporativo y de la gerencia de la empresa. En esta revisión, en primera instancia se pretende verificar que el plan realmente se encuentre bien estructurado y que sea acorde con los intereses de la empresa, en otras palabras, que el curso de acción concreto ha de seguirse estableciendo la secuencia de operaciones, las determinaciones de tiempo y números necesarios para alcanzar los objetivos, metas y reglas pactadas; para posteriormente verificar la validez de la información presentada en el plan corporativo mediante un análisis del proceso y especificaciones que dieron como resultado su concepción.

De esta manera, cuando se ha corroborado que el plan de trabajo cumple de manera por demás aceptable con las expectativas, requisitos y disposiciones de la empresa, y que además la información mostrada es verídica y realista, producto de un proceso y especificaciones aplicadas correctamente, es posible para los encargados de tomar la decisión, dar un fallo positivo a favor del apruebo final del plan corporativo y asignación de presupuesto para su posterior ejecución y monitoreo, dando así por concluido el proceso de administración de portafolios.



Figura 4.30 Plan corporativo remitido para aprobación.

4.16 Aplicación de la administración en portafolios de proyectos a una base real mediante la aplicación de software especializado.

Con el objetivo de validar y consolidar lo expuesto en esta tesis, a continuación se realizará la compilación de una cartera de negocios bajo esta nueva concepción, a partir de información real, perteneciente a una compañía de Exploración y Producción. Para lo cual haremos uso de un software comercial especializado en la materia. Cabe destacar que por cuestiones de tipo administrativas los nombres de los proyectos han sido cambiados.

En este contexto, el software comercial que a continuación se utiliza, es un programa de evaluación económica petrolera que permite examinar y ordenar de manera probabilística miles de proyectos para compilar mediante diversos optimizadores, como la programación lineal o el algoritmo genético, carteras definidas en el dominio del valor y el riesgo; al mismo tiempo que ofrece herramientas gráficas, tabulares y de manejo de datos para realizar los análisis. Lo cual hace de ésta una herramienta muy poderosa en la planeación del negocio petrolero.

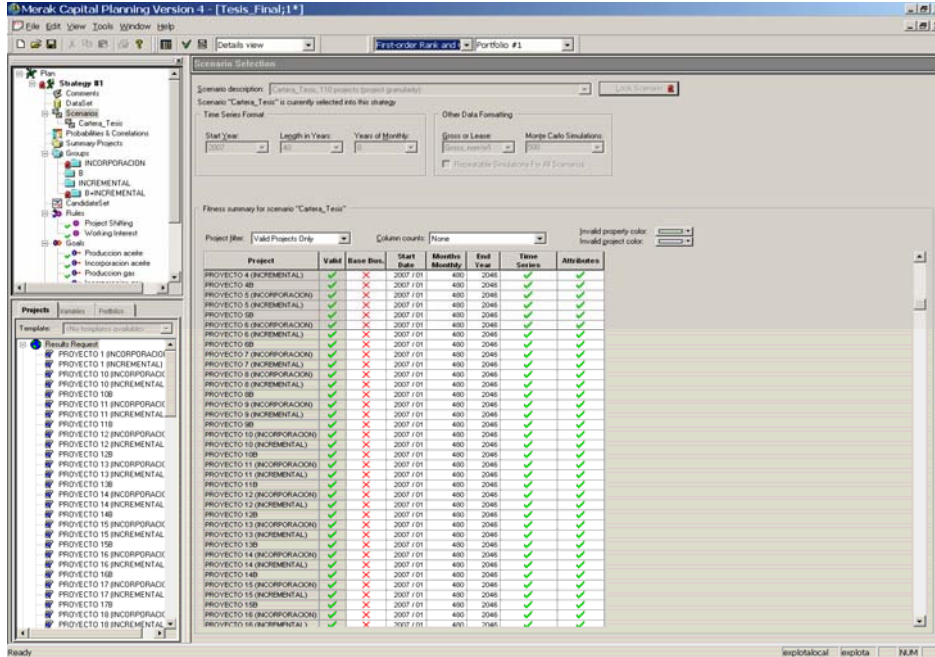
PASO 1

Crear las oportunidades de inversión con los escenarios mas representativos dentro del modulo llamado Peep. Para esta aplicación se considerará una incertidumbre de +- 20% , en todas las variables, respecto al escenario base.

Oil	Date	Oil Number of Wells	Oil Rate Bbl/d	Oil Value M\$ TB (4,000,000)	Oil Density Degrees API
Gas1	2007(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
Cond	2008(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
Prop	2008(12)	0.00	3,459.56	1,262.74	0.00
Blz	2010(12)	0.00	4,644.40	1,476.21	0.00
Eth	2011(12)	0.00	2,296.00	838.07	0.00
C Gas	2012(12)	0.00	1,266.19	463.42	0.00
C Nk	2012(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
Val	2015(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
Ref	2016(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2017(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2018(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2019(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2020(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2021(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2022(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2023(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2024(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2025(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2026(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2027(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2028(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2029(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2030(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2031(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2032(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2033(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2034(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2035(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2036(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2037(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2038(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2039(12)	0.00	0.00	0.00	0.00
	2040(12)	0.00	0.00	0.00	0.00

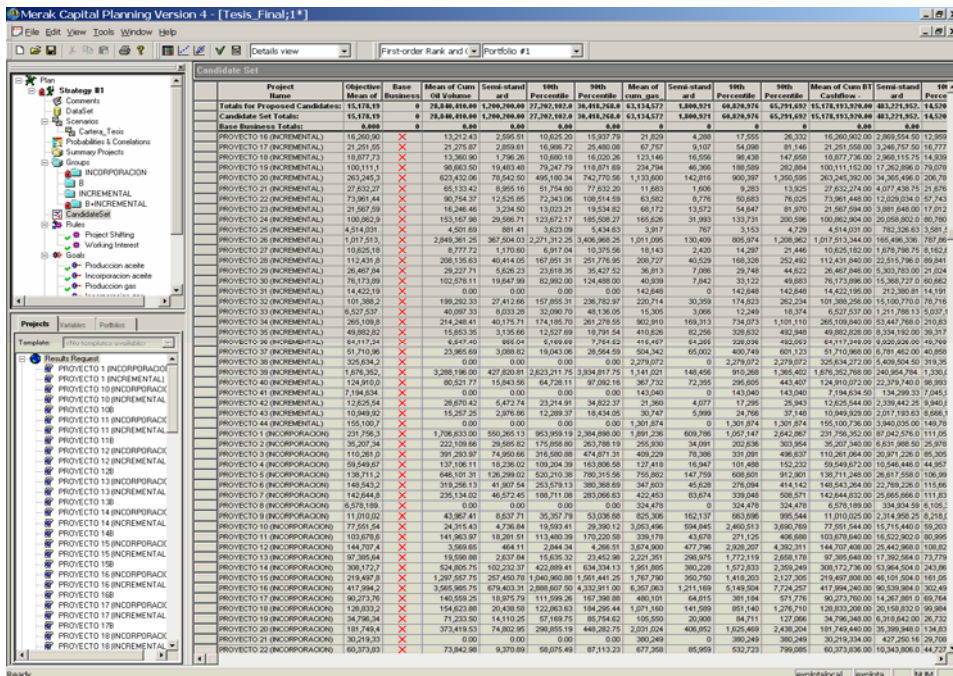
PASO 2

Cargar los proyectos en el modulo llamado "capital planning" dentro del menú "Escenarios".



PASO 3

Realizar la evaluación probabilista de los atributos de los proyectos (producción, inversión, VPN, etc.) en el menú "Candidate set".



PASO 4

Introducir las reglas del negocio dentro del menú “Rules”. En este caso los proyectos que se encuentran actualmente en operación es imposible eliminarlos, sustituirlos o desfasarlos, por lo que siempre deberán aparecer en los portafolios.

Project Name	Base Business	Start Date	Shift Type	Absolute Shift	Earliest Year	Latest Year	Evolver Shift	Shift Increment
PROYECTO 18 (INCORPORACION)	1	2007/01	Home	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 19 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 20 (INCORPORACION)	1	2007/01	Home	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 21 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 22 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 23 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 24 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 25 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 26 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 27 (INCORPORACION)	1	2007/01	Relative	2007	2008	0	1	1
PROYECTO 28	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 29	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 30	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 31	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 32	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 33	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 34	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 35	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 36	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 37	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 38	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 39	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 40	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 41	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 42	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 43	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 44	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 45	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 46	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 47	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 48	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 49	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 50	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 51	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 52	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 53	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 54	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 55	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 56	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 57	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 58	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 59	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 60	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 61	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 62	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 63	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 64	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 65	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 66	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 67	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 68	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 69	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 70	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 71	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 72	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 73	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 74	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 75	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 76	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 77	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 78	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 79	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 80	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 81	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 82	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 83	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 84	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 85	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 86	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 87	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 88	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 89	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 90	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 91	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 92	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 93	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 94	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 95	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 96	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 97	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 98	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 99	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0
PROYECTO 100	1	2007/01	Home	2007	2007	0	0	0

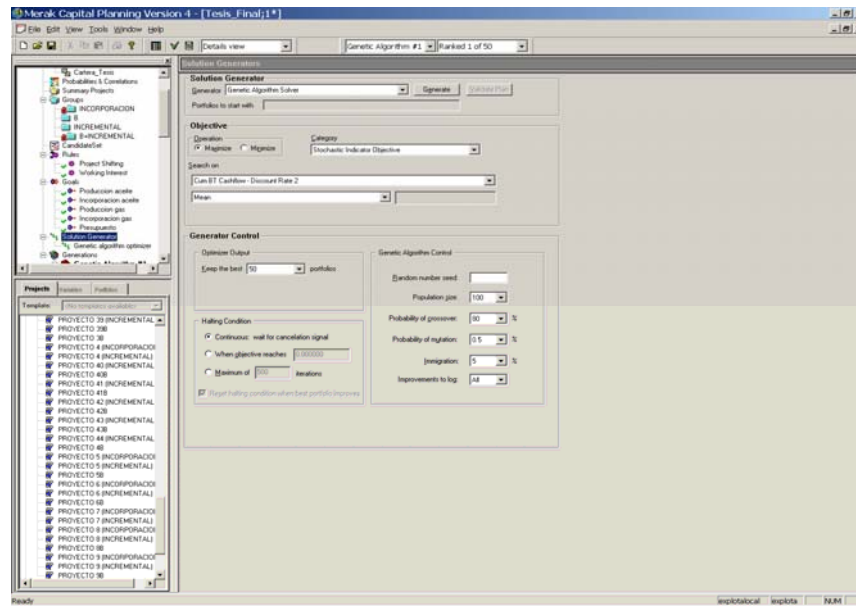
PASO 5

Introducir las metas pactadas dentro del menú “Goals”. En este caso se busca una producción de 2.7 MMb/d de aceite y una producción de 5 MMPC/d de gas sujetas a una restitución de reservas del 60% con un presupuesto de 90,000 MMpesos/año.

Year	Amount	Enabled
2007	9000000.000	✓
2008	9000000.000	✓
2009	9000000.000	✓
2010	9000000.000	✓
2011	9000000.000	✓
2012	9000000.000	✓
2013	9000000.000	✓
2014	9000000.000	✓
2015	9000000.000	✓
2016	9000000.000	✓
2017	9000000.000	✓
2018	9000000.000	✓
2019	9000000.000	✓
2020	9000000.000	✓
2021	9000000.000	✓
2022	9000000.000	✓
2023	9000000.000	✓
2024	9000000.000	✓
2025	9000000.000	✓
2026	9000000.000	✓
2027	9000000.000	✓
2028	9000000.000	✓
2029	9000000.000	✓
2030	9000000.000	✓
2031	9000000.000	✓
2032	9000000.000	✓
2033	9000000.000	✓
2034	9000000.000	✓
2035	9000000.000	✓
2036	9000000.000	✓
2037	9000000.000	✓
2038	9000000.000	✓
2039	9000000.000	✓
2040	9000000.000	✓
2041	9000000.000	✓
2042	9000000.000	✓
2043	9000000.000	✓
2044	9000000.000	✓
2045	9000000.000	✓
2046	9000000.000	✓

PASO 6

Generar la solución dentro del menú “Solution Generator” eligiendo el método de optimización e indicador a maximizar, para esta aplicación se eligió como optimizador al Algoritmo Genético y como indicador a maximizar al VPN acumulado a una tasa de descuento del 12%.

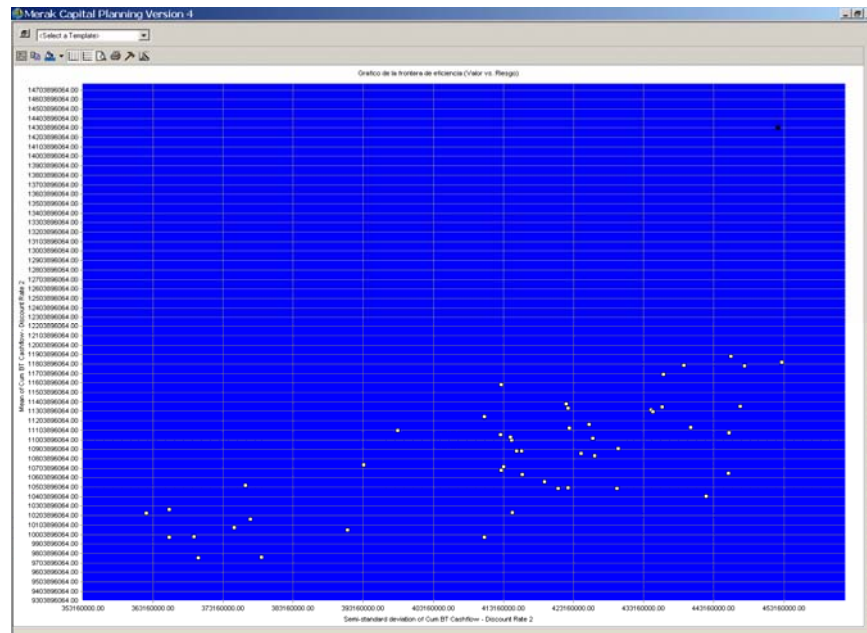


-Resultados:

Después de realizar 3000 iteraciones se obtuvieron los mejores 50 portafolios, con las siguientes especificaciones:

Portfolio Name	Projects	Mean of cum. discounted cash flow	Feasibility
Ranked 1 of 50	69	14,338,713,730.000	42.00%
Ranked 2 of 50	69	11,783,037,352.000	46.00%
Ranked 3 of 50	69	11,693,955,872.000	46.16%
Ranked 4 of 50	69	11,619,609,792.000	46.99%
Ranked 5 of 50	64	11,399,076,206.000	47.62%
Ranked 6 of 50	70	11,132,407,808.000	47.98%
Ranked 7 of 50	67	11,087,238,800.000	47.69%
Ranked 8 of 50	69	11,786,295,168.000	47.67%
Ranked 9 of 50	69	11,316,169,800.000	47.68%
Ranked 10 of 50	70	10,986,417,488.000	47.62%
Ranked 11 of 50	68	10,867,490,448.000	47.57%
Ranked 12 of 50	69	11,336,712,416.000	47.45%
Ranked 13 of 50	62	11,187,463,424.000	47.39%
Ranked 14 of 50	64	10,936,732,048.000	47.27%
Ranked 15 of 50	77	10,738,779,136.000	47.27%
Ranked 16 of 50	68	11,246,705,368.000	47.25%
Ranked 17 of 50	66	11,054,769,600.000	47.18%
Ranked 18 of 50	63	11,029,394,160.000	47.13%
Ranked 19 of 50	66	9,975,017,472.000	47.14%
Ranked 20 of 50	69	9,769,898,438.000	47.08%
Ranked 21 of 50	67	11,002,726,488.000	47.07%
Ranked 22 of 50	68	11,162,491,536.000	47.03%
Ranked 23 of 50	62	9,386,269,852.000	46.91%
Ranked 24 of 50	67	11,297,152,840.000	47.00%
Ranked 25 of 50	69	10,646,919,272.000	46.99%
Ranked 26 of 50	65	10,622,126,206.000	46.96%
Ranked 27 of 50	69	11,379,965,952.000	46.92%
Ranked 28 of 50	65	10,837,746,696.000	46.92%
Ranked 29 of 50	65	10,719,054,060.000	46.91%
Ranked 30 of 50	67	11,023,498,064.000	46.91%
Ranked 31 of 50	67	10,498,966,876.000	46.89%
Ranked 32 of 50	67	10,446,954,272.000	46.89%
Ranked 33 of 50	63	11,006,228,616.000	46.89%
Ranked 34 of 50	69	10,492,863,680.000	46.79%
Ranked 35 of 50	62	10,246,271,744.000	46.76%
Ranked 36 of 50	66	10,959,098,912.000	46.76%
Ranked 37 of 50	64	11,236,345,206.000	46.74%
Ranked 38 of 50	65	9,767,549,736.000	46.74%
Ranked 39 of 50	63	9,975,017,472.000	46.73%
Ranked 40 of 50	64	10,693,954,104.000	46.69%
Ranked 41 of 50	64	10,226,261,016.000	46.69%
Ranked 42 of 50	70	10,232,964,792.000	46.66%
Ranked 43 of 50	65	10,369,145,088.000	46.66%
Ranked 44 of 50	70	11,589,291,008.000	46.64%
Ranked 45 of 50	68	10,971,496,336.000	46.64%
Ranked 46 of 50	69	11,296,732,800.000	46.62%
Ranked 47 of 50	64	10,187,896,848.000	46.62%
Ranked 48 of 50	63	10,646,263,776.000	46.62%
Ranked 49 of 50	67	10,054,111,232.000	46.62%
Ranked 50 of 50	63	10,489,871,712.000	46.61%

Los cuales al ser analizados en un Gráfico de Valor vs. Riesgo muestran el siguiente comportamiento:



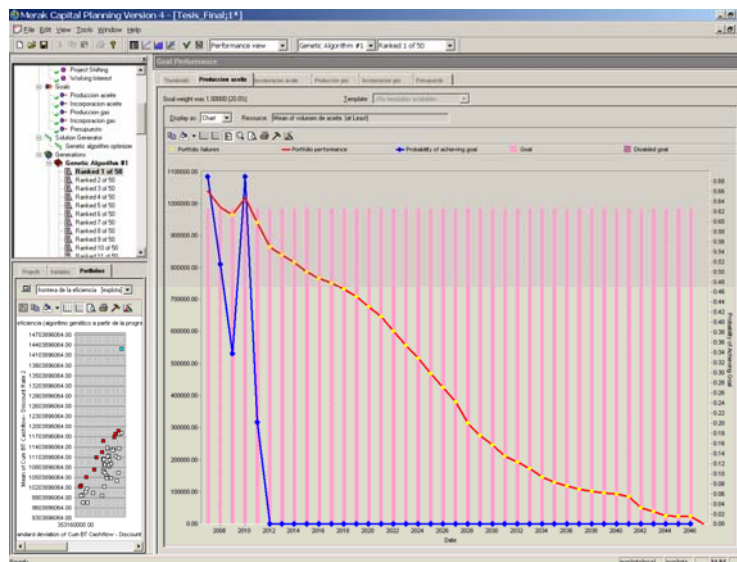
De este Gráfico de frontera de eficiencia destaca un portafolio en color negro, este es el portafolio mejor calificado, y presenta un valor esperado para el VPN a una tasa del 12 % de 14,306,718,720 Mpesos con una semi-desviación estándar de 452,308,416 Mpesos.

-Análisis del portafolio mejor calificado

La siguiente tabla muestra como quedo compilado el portafolio mejor calificado, además de su viabilidad de alcanzar los objetivos, en este caso (52.1%):

Project Name	Base	In	Working	End	Start	Mean of cash, DF Cash, DF Discount Rate 2	Selected by
PROYECTO 1 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	271,750,302.00	✓
PROYECTO 2 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	1	2008/1	1	180,047,212.00	✓
PROYECTO 3 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	1	2008/1	1	32,009,672.00	✓
PROYECTO 4 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	1	2008/1	1	192,273,528.00	✓
PROYECTO 5 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	37,817,848.00	✓
PROYECTO 6 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	10,025,174.00	✓
PROYECTO 7 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	62,841,824.00	✓
PROYECTO 8 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	32,272,728.00	✓
PROYECTO 9 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	24,916,128.00	✓
PROYECTO 10 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	32,226,804.00	✓
PROYECTO 11 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	32,306,000.00	✓
PROYECTO 12 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	13,829,328.00	✓
PROYECTO 13 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	8,485,712.00	✓
PROYECTO 14 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	12,877,120.00	✓
PROYECTO 15 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	221,073,040.00	✓
PROYECTO 16 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	5,881,172.00	✓
PROYECTO 17 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	20,827,272.00	✓
PROYECTO 18 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	11,812,024.00	✓
PROYECTO 19 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	644,868,474.00	✓
PROYECTO 20 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	17,823,816.00	✓
PROYECTO 21 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	77,881,844.00	✓
PROYECTO 22 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	602,148,240.00	✓
PROYECTO 23 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	84,283,120.00	✓
PROYECTO 24 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	72,268,640.00	✓
PROYECTO 25 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	77,286,712.00	✓
PROYECTO 26 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	121,882,184.00	✓
PROYECTO 27 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	71,815,680.00	✓
PROYECTO 28 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	87,385,844.00	✓
PROYECTO 29 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	1,626,848.12	✓
PROYECTO 30 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	200,157,524.00	✓
PROYECTO 31 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	67,767,740.00	✓
PROYECTO 32 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	104,478,060.00	✓
PROYECTO 33 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	198,248,440.00	✓
PROYECTO 34 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	81,141,776.00	✓
PROYECTO 35 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	15,587,740.00	✓
PROYECTO 36 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	417,846,240.00	✓
PROYECTO 37 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	16,280,360.00	✓
PROYECTO 38 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	162,293,200.00	✓
PROYECTO 39 (INCORPORACION)	1.00	2007/1	0	2007/1	0	82,987,040.00	✓

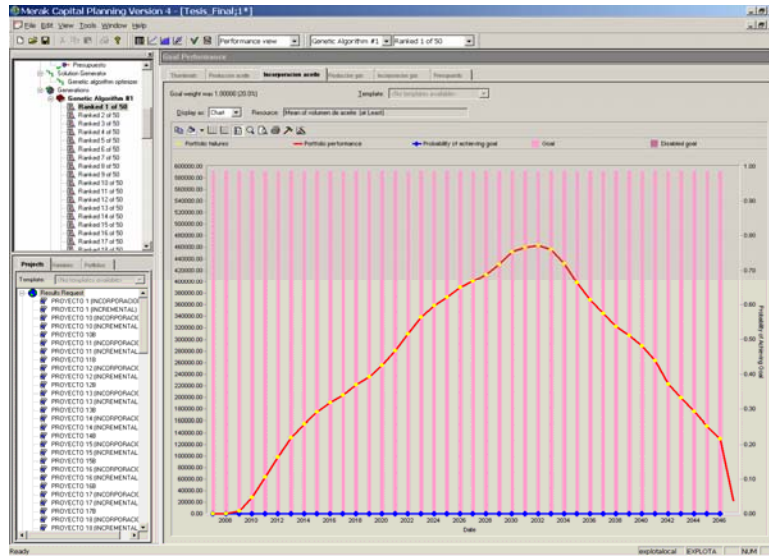
Producción de aceite:



De manera tabular:

Año	Producción objetivo (Mbl/año)	Media de la distribución para la producción de aceite (Mbl/año)	Desviación semi estandar para la producción de aceite (Mbl/año)	P10 (Mbl/año)	P90 (Mbl/año)	Probabilidad de alcanzar el objetivo (%)
2007	985500.000	1196557.625	86385.422	1077341.000	1312378.625	0.69
2008	985500.000	1174295.875	67248.617	1086482.125	1259601.125	0.52
2009	985500.000	1103302.500	57678.289	1024710.875	1181230.750	0.34
2010	985500.000	1012864.938	50001.645	947082.500	1078160.875	0.69
2011	985500.000	901767.125	42071.746	847178.688	955269.813	0.20
2012	985500.000	879392.000	40649.059	826128.813	931732.000	0.00
2013	985500.000	852081.625	39165.984	801803.063	902812.813	0.00
2014	985500.000	822333.750	38143.223	773939.000	870561.375	0.00
2015	985500.000	806293.875	37804.227	758295.500	854591.688	0.00
2016	985500.000	771737.563	36221.074	725228.250	818316.438	0.00
2017	985500.000	755707.438	35513.465	709275.875	799153.250	0.00
2018	985500.000	729989.938	34647.336	684192.813	773707.250	0.00
2019	985500.000	700681.188	34268.129	656610.375	744300.313	0.00
2020	985500.000	662298.313	33446.375	620131.563	705134.500	0.00
2021	985500.000	619824.688	32635.285	578979.563	661026.875	0.00
2022	985500.000	574341.125	30940.373	536093.000	614400.125	0.00
2023	985500.000	529166.688	28785.508	492867.844	565545.313	0.00
2024	985500.000	482529.969	26285.932	450104.406	516885.938	0.00
2025	985500.000	438198.125	24200.049	408273.469	470338.969	0.00
2026	985500.000	398277.500	22575.326	370559.125	427993.844	0.00
2027	985500.000	319876.094	18114.377	297113.406	344122.125	0.00
2028	985500.000	279979.375	15703.729	259871.234	301039.969	0.00
2029	985500.000	249355.563	13948.310	231503.734	267716.500	0.00
2030	985500.000	213757.797	12011.086	198622.344	229234.563	0.00
2031	985500.000	194194.656	11195.066	180178.750	208623.156	0.00
2032	985500.000	175532.625	10418.846	162229.719	189161.594	0.00
2033	985500.000	150092.859	9036.156	138230.313	162312.016	0.00
2034	985500.000	131559.938	8300.468	120545.320	143053.359	0.00
2035	985500.000	119636.781	7824.363	109136.523	130149.664	0.00
2036	985500.000	110882.570	7487.154	101022.523	121027.188	0.00
2037	985500.000	106237.711	7447.288	96423.375	116399.047	0.00
2038	985500.000	97789.500	7471.679	87826.711	108010.102	0.00
2039	985500.000	94702.711	7265.557	84951.000	104651.156	0.00
2040	985500.000	88982.938	6831.053	79646.227	98379.008	0.00
2041	985500.000	52763.445	3413.070	48077.871	56993.297	0.00
2042	985500.000	42071.145	3145.163	38093.195	46086.051	0.00
2043	985500.000	25280.012	2209.865	22281.242	28047.363	0.00
2044	985500.000	24792.537	2199.137	21765.480	27536.990	0.00
2045	985500.000	23995.549	2138.948	21057.754	26642.160	0.00
2046	985500.000	23562.607	2110.220	20648.672	26165.396	0.00

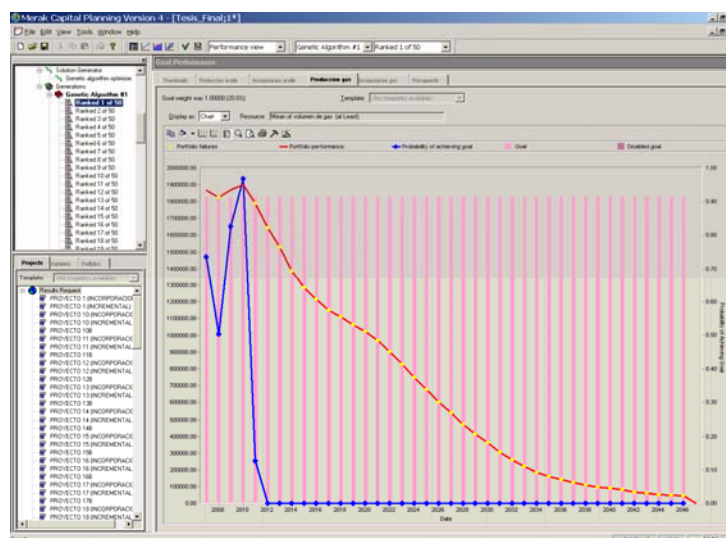
Restitución de las reservas de aceite:



De manera tabular:

Año	Restitución objetivo (Mbl/año)	Media de la distribución para la sustitución de reservas (Mbl/año)	Desviación semi estandar (Mbl/año)	P10 (Mbl/año)	P90 (Mbl/año)	Probabilidad de alcanzar el objetivo (%)
2007	591300	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
2008	591300	4954.370	440.288	4330.504	5532.073	0.00
2009	591300	27425.047	1941.147	24879.574	29873.242	0.00
2010	591300	59374.891	3555.853	54657.516	63757.961	0.00
2011	591300	94232.688	4778.255	87812.133	100303.000	0.00
2012	591300	127125.641	5977.638	118781.820	134592.297	0.00
2013	591300	149224.813	6658.900	139898.938	157793.203	0.00
2014	591300	167118.750	7152.556	157268.875	176624.531	0.00
2015	591300	184106.156	7816.719	173694.328	194242.953	0.00
2016	591300	197596.813	8123.783	187198.922	208395.813	0.00
2017	591300	209647.188	8863.127	198452.828	221572.109	0.00
2018	591300	220019.391	10680.342	206470.891	233390.734	0.00
2019	591300	233873.156	13764.481	215786.813	252412.422	0.00
2020	591300	261851.438	18680.891	237570.547	285808.750	0.00
2021	591300	294892.844	22874.615	265093.156	324161.250	0.00
2022	591300	328299.469	24994.223	295294.063	359550.188	0.00
2023	591300	346992.938	25530.438	312647.906	378503.781	0.00
2024	591300	364698.125	25754.252	330396.969	396563.188	0.00
2025	591300	378721.844	26161.555	343892.594	410853.125	0.00
2026	591300	376534.375	27496.342	339895.719	410837.625	0.00
2027	591300	381229.875	30767.256	338735.500	420466.906	0.00
2028	591300	398921.469	36229.516	348389.969	446114.156	0.00
2029	591300	424453.969	42161.215	366592.688	479934.500	0.00
2030	591300	439239.813	46662.453	376266.750	502461.125	0.00
2031	591300	448907.219	49904.078	381821.344	517581.844	0.00
2032	591300	456894.125	51147.477	387241.156	528437.688	0.00
2033	591300	447865.125	49901.566	379524.000	517997.094	0.00
2034	591300	420226.969	45930.828	356093.969	485760.625	0.00
2035	591300	386545.969	41324.895	327305.156	446358.313	0.00
2036	591300	356459.938	38216.441	301775.156	411778.500	0.00
2037	591300	329560.188	36080.035	278015.625	383087.625	0.00
2038	591300	312735.031	35083.211	262493.500	365435.094	0.00
2039	591300	298489.406	35827.746	247433.063	351464.438	0.00
2040	591300	278784.719	35361.406	228285.063	331396.250	0.00
2041	591300	254721.453	34357.887	205852.047	304972.094	0.00
2042	591300	215917.359	29976.064	173409.125	259193.031	0.00
2043	591300	193012.719	26825.107	154666.719	232048.203	0.00
2044	591300	170349.094	23402.129	136571.969	204791.844	0.00
2045	591300	146248.031	20049.227	117128.828	176022.281	0.00
2046	591300	126169.281	17238.771	100993.945	151908.172	0.00

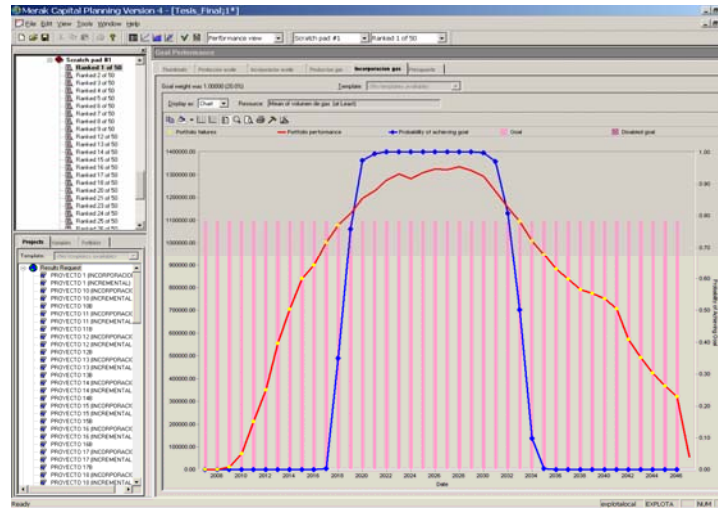
Producción de gas:



De manera tabular:

Año	Producción objetivo (MPC/año)	Media de la distribución para la producción de gas (MPC/año)	Desviación semi estandar para la producción de gas (MPC/año)	P10 (MPC/año)	P90 (MPC/año)	Probabilidad de alcanzar el objetivo (%)
2007	1825000	2041336.125	66410.133	1952351.500	2124198.500	0.74
2008	1825000	2050149.125	53792.539	1978720.500	2114469.750	0.50
2009	1825000	2031942.125	44555.289	1974631.625	2086091.375	0.83
2010	1825000	1950397.250	40581.293	1899368.000	2000502.375	0.97
2011	1825000	1782623.500	38660.469	1734491.125	1831537.375	0.13
2012	1825000	1645950.875	38938.355	1597173.500	1697818.125	0.00
2013	1825000	1505630.875	40355.188	1453693.250	1557850.500	0.00
2014	1825000	1385610.125	41443.543	1331792.125	1440357.250	0.00
2015	1825000	1300077.750	42144.266	1246526.125	1355703.375	0.00
2016	1825000	1219797.250	42077.316	1164880.500	1276041.500	0.00
2017	1825000	1153820.500	43836.340	1097391.750	1210148.500	0.00
2018	1825000	1114429.625	45788.375	1058153.625	1171812.750	0.00
2019	1825000	1050011.625	46100.090	991446.250	1110221.125	0.00
2020	1825000	1008400.438	47450.383	949372.750	1070795.000	0.00
2021	1825000	944324.188	47878.379	884104.938	1008211.938	0.00
2022	1825000	868118.250	46393.473	809444.563	930094.875	0.00
2023	1825000	781582.250	42660.742	727891.875	838137.000	0.00
2024	1825000	700451.563	38307.035	650288.313	752259.563	0.00
2025	1825000	629910.000	34933.879	583360.375	676730.875	0.00
2026	1825000	557569.813	31030.578	517246.000	599053.250	0.00
2027	1825000	484797.563	27272.010	450027.875	521454.875	0.00
2028	1825000	425798.094	23602.131	395988.781	456382.188	0.00
2029	1825000	371106.750	20149.881	344179.031	398251.188	0.00
2030	1825000	316681.688	16135.118	294126.625	339210.281	0.00
2031	1825000	272328.875	13393.230	253467.547	290593.875	0.00
2032	1825000	232202.859	11175.808	217355.000	246940.172	0.00
2033	1825000	195408.313	9422.593	183226.344	207450.063	0.00
2034	1825000	165916.578	8230.351	155253.656	176669.469	0.00
2035	1825000	147735.500	7437.202	138101.781	157409.875	0.00
2036	1825000	133538.672	6934.272	124279.547	142310.531	0.00
2037	1825000	122883.109	6551.028	114191.008	131292.813	0.00
2038	1825000	100711.820	5932.911	92742.109	108902.250	0.00
2039	1825000	95374.695	5665.722	87854.508	103271.594	0.00
2040	1825000	88912.320	5314.154	81773.641	96125.086	0.00
2041	1825000	70515.461	4440.489	64921.309	76308.875	0.00
2042	1825000	65112.109	4347.189	59699.008	70729.297	0.00
2043	1825000	55266.270	3916.007	50247.211	60323.250	0.00
2044	1825000	52713.047	3740.981	47903.590	57479.188	0.00
2045	1825000	48641.215	3494.574	44271.340	53129.992	0.00
2046	1825000	47267.422	3430.619	42965.590	51586.109	0.00

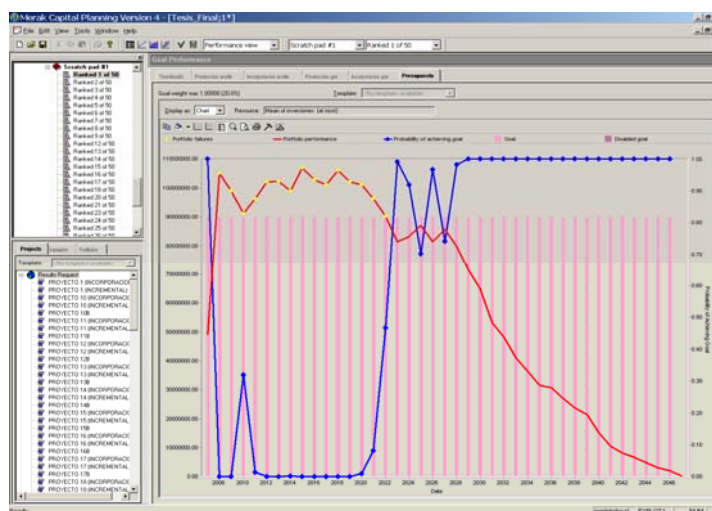
Restitución de las reservas de gas:



De manera tabular:

Año	Restitución objetivo (MPC/año)	Media de la distribución para la sustitución de reservas de gas (MPC/año)	Desviación semi estándar (MPC/año)	P10 (MPC/año)	P90 (MPC/año)	Probabilidad de alcanzar el objetivo (%)
2007	1095000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
2008	1095000	10836.830	762.941	9818.568	11799.241	0.00
2009	1095000	68217.258	4222.373	62736.594	73802.156	0.00
2010	1095000	202751.078	8715.731	191341.344	214110.563	0.00
2011	1095000	337222.531	11663.785	321862.469	352581.750	0.00
2012	1095000	534648.125	16212.553	512609.563	555693.188	0.00
2013	1095000	661560.563	19901.594	634475.188	686429.875	0.00
2014	1095000	787564.750	25113.146	753120.438	819248.500	0.00
2015	1095000	856700.125	31110.258	814381.000	894596.000	0.00
2016	1095000	930850.938	37445.945	881522.438	977469.563	0.00
2017	1095000	1016044.625	44153.449	957223.938	1069693.125	0.00
2018	1095000	1087518.750	49199.359	1023285.875	1144867.000	0.35
2019	1095000	1148095.250	52011.313	1080420.500	1209106.875	0.76
2020	1095000	1213041.875	54804.570	1144834.750	1278585.250	0.97
2021	1095000	1267549.250	56026.617	1194623.500	1337286.250	0.99
2022	1095000	1299142.375	56857.875	1226945.625	1370690.125	1.00
2023	1095000	1284989.500	56794.887	1211601.000	1357192.250	1.00
2024	1095000	1291679.375	56881.449	1217449.375	1364522.625	1.00
2025	1095000	1286144.375	57135.703	1210936.875	1357369.500	1.00
2026	1095000	1270944.750	58323.258	1195927.125	1343244.750	1.00
2027	1095000	1279949.625	61209.734	1201396.000	1359046.750	1.00
2028	1095000	1283621.000	66147.719	1198003.500	1369881.750	1.00
2029	1095000	1285003.000	69138.164	1192833.750	1375242.500	1.00
2030	1095000	1225065.500	70673.156	1131810.000	1314461.500	1.00
2031	1095000	1170321.125	71722.578	1075254.750	1261419.125	1.00
2032	1095000	1101570.125	70446.633	1007744.938	1191732.000	0.97
2033	1095000	1021067.125	68283.109	928673.313	1107042.250	0.81
2034	1095000	960368.563	65850.047	871171.125	1043830.250	0.50
2035	1095000	903394.500	64108.184	815665.938	983874.063	0.10
2036	1095000	843504.813	62000.465	757227.500	923114.563	0.00
2037	1095000	795699.750	60074.086	711365.375	873563.313	0.00
2038	1095000	762149.813	59663.480	678761.438	839059.375	0.00
2039	1095000	752885.313	60506.039	667780.625	831486.813	0.00
2040	1095000	729758.750	61025.301	644199.813	809510.875	0.00
2041	1095000	684560.625	59527.324	600997.625	763215.750	0.00
2042	1095000	553805.813	47847.805	488602.406	617031.000	0.00
2043	1095000	478265.375	42240.719	419820.094	533013.188	0.00
2044	1095000	412273.156	36963.926	360441.281	461024.250	0.00
2045	1095000	356846.063	32639.324	310393.375	401563.094	0.00
2046	1095000	311401.188	29200.932	269837.875	352415.938	0.00

Presupuesto:



De manera tabular:

Año	Presupuesto (Mpesos/año)	Media de la distribución para la inversión (Mpesos/año)	Desviación semi estandar para la inversión (Mpesos/año)	P10 (Mpesos/año)	P90 (Mpesos/año)	Probabilidad de alcanzar el objetivo (%)
2007	9000000	49173272.000	1785613.250	46788068.000	51531388.000	1.00
2008	9000000	105099128.000	4338462.000	99412928.000	110738232.000	0.00
2009	9000000	98927216.000	3219345.500	94781936.000	103093696.000	0.00
2010	9000000	91183712.000	2600664.250	87557680.000	94513384.000	0.32
2011	9000000	96283424.000	3026609.500	92156968.000	100371984.000	0.01
2012	9000000	102146912.000	3076647.000	97958952.000	106341160.000	0.00
2013	9000000	102353560.000	3217870.750	98265104.000	106537760.000	0.00
2014	9000000	99007152.000	3140636.000	95038552.000	103294560.000	0.00
2015	9000000	106873352.000	3207618.000	102876696.000	111178072.000	0.00
2016	9000000	102840952.000	3356723.000	98703216.000	107194168.000	0.00
2017	9000000	101110536.000	3844735.250	96126760.000	105838584.000	0.00
2018	9000000	106152224.000	4260475.000	100897928.000	111372008.000	0.00
2019	9000000	102059448.000	4020241.000	97301440.000	107054160.000	0.00
2020	9000000	101110008.000	4454558.500	95448752.000	106642120.000	0.01
2021	9000000	96347776.000	4516510.500	90637584.000	101893472.000	0.08
2022	9000000	90176248.000	4591556.000	84116448.000	95785984.000	0.47
2023	9000000	81358624.000	4335970.000	75618656.000	86669856.000	0.99
2024	9000000	83310816.000	4992807.500	76640736.000	89562016.000	0.92
2025	9000000	86974480.000	5279925.500	79874112.000	93758080.000	0.70
2026	9000000	81403848.000	5197800.000	74586104.000	87865472.000	0.97
2027	9000000	85803984.000	5796217.000	78446080.000	92934752.000	0.74
2028	9000000	79716648.000	5692196.000	72593776.000	86619072.000	0.98
2029	9000000	71421720.000	5200904.000	65054648.000	77711632.000	1.00
2030	9000000	64780344.000	4806623.000	58575892.000	70786592.000	1.00
2031	9000000	53236884.000	3988457.250	47938048.000	58262804.000	1.00
2032	9000000	48306116.000	3999210.500	42787032.000	53400536.000	1.00
2033	9000000	41014636.000	3549077.750	36202636.000	45506204.000	1.00
2034	9000000	36333308.000	3398840.500	31759422.000	40706396.000	1.00
2035	9000000	31576666.000	2948473.250	27506168.000	35439168.000	1.00
2036	9000000	30693370.000	2944457.500	26636648.000	34536244.000	1.00
2037	9000000	27082374.000	2540263.000	23606948.000	30491624.000	1.00
2038	9000000	23725512.000	2431532.250	20412048.000	26929976.000	1.00
2039	9000000	21438174.000	2242195.250	18354256.000	24400306.000	1.00
2040	9000000	15153990.000	1512046.625	13082356.000	17146346.000	1.00
2041	9000000	10588567.000	1103428.625	9059472.000	12063325.000	1.00
2042	9000000	8130437.500	870580.563	6921668.500	9272924.000	1.00
2043	9000000	6675734.500	788254.625	5598174.500	7712517.000	1.00
2044	9000000	4845652.500	575693.938	4058051.250	5621308.500	1.00
2045	9000000	3024293.250	332528.188	2567909.000	3477324.250	1.00
2046	9000000	1995093.125	191466.469	1735229.125	2251467.750	1.00
2047	9000000	181523.828	12800.252	163782.422	198031.172	1.00

Como podemos observar, los resultados mostrados no fueron tan satisfactorios como se hubiera esperado (alcanzar o superar los objetivos), bueno, pues esto se debe a que los objetivos y metas acordadas se encuentran muy por encima de las posibilidades que presentan los proyectos identificados, por lo que la compañía a la cual pertenece esta base tendrá que visualizar mas y mejores oportunidades de inversión, además de ser mas realista mas a la hora de fijar sus objetivos. Sin embargo, la gran diferencia mostrada en este trabajo es la concepción de tipo probabilista, la cual a estas alturas del negocio petrolero será la que marque la diferencia entre el éxito y el fracaso debido a que ésta permitirá a las compañías estar preparadas ante cualquier escenario que pudiera presentarse y tomar así las decisiones bajo bases mas sólidas.

4.17 Comentarios acerca del uso del software.

El uso de software especializado nos permitió fácilmente examinar y ordenar de forma probabilística varios proyectos, así como compilar y analizar, en un ambiente muy amigable, un gran número de carteras definidas en el dominio del valor y riesgo, lo cual hace de ésta una herramienta muy poderosa en la administración de portafolios. Sin embargo, los resultados no fueron tan satisfactorios debido a que los objetivos y metas se encontraban muy por encima de las posibilidades de los proyectos identificados. Por lo que se concluye que un simulador por más avanzado que sea no puede ni debe sustituir el buen juicio de un ingeniero, sin mencionar que las metas y objetivos deben ser congruentes y realistas, puesto que de no ser así, por más que se busque nunca se encontrará una solución factible.

Conclusiones y recomendaciones.

-Para una compañía de exploración y producción resulta de carácter prioritario además de estratégico, la determinación y clasificación de las reservas de hidrocarburos con las que cuenta, ya que con base en éstas las compañías pueden respaldar su valor, ante los inversionistas y socios, como empresas petroleras capaces de generar ganancias, obteniendo así, el acceso a créditos y a financiamientos para la puesta en marcha de sus proyectos, así mismo se debe hacer notar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo en el cual estas cambian constantemente en su clasificación, a medida que se cuenta con mayor y mejor información.

-En la industria petrolera, de igual manera que en la parte técnica, en la parte administrativa existen numerosas herramientas y metodologías de análisis y evaluación de riesgos, muy poderosas, que de ser utilizadas correctamente permiten eficientar y aligerar el proceso de toma de decisiones.

-La evaluación adecuada de los riesgos e incertidumbres del negocio petrolero representa una ventaja competitiva para las compañías, ya que esto les permite estar preparadas ante cualquier escenario que pudiera presentarse, por más adverso que este fuera.

-La administración en portafolios impacta directamente en la disminución de los problemas potenciales en el rendimiento del negocio, acotando la brecha existente entre los objetivos y lo obtenido realmente, ya que es un proceso que busca la integración de la cartera de negocios bajo múltiples parámetros de medición. Sin embargo, las metas y objetivos siempre deben de ser congruentes y realistas, ya que de no ser así por más que se busque una solución factible, esta nunca se va a encontrar.

-Conformar una cartera de inversiones diversificadas con variedad de proyectos significa disminuir el riesgo de ésta en un gran porcentaje, lo cual debe ser visto como una oportunidad de incluir de manera integral oportunidades de exploración y de incorporación de reservas, que si bien son proyectos que presentan altos niveles de incertidumbre, de resultar exitosos permitirán a las compañías alcanzar esos tan anhelados “niveles objetivo”.

-No existe una cartera óptima, sino toda una familia de éstas, por lo que la selección de alguna depende en gran medida de la definición de riesgo que se adopte, es decir, una compañía debe buscar su propio equilibrio entre valor y riesgo, por lo que es importante estudiar varias definiciones de riesgo para comprender mejor la calidad de una cartera y, en definitiva, tomar decisiones acertadas de que proyectos emprender.

-La concepción de carteras definidas en el dominio del valor y riesgo es un proceso basado más en el análisis matemático-financiero que en la intuición y la subjetividad individual. Sin embargo, aunque se utilicen computadoras o herramientas de decisión, como el flujo de fondos descontado (VPN) o el análisis de Monte Carlo, en última instancia, la decisión la debe tomar un individuo o un grupo de personas, por lo que se recomienda a los responsables de tomar decisiones tener en cuenta, a la hora de hacer su trabajo, lo que implica su estilo y personalidad propia.

-El uso y aplicación de software especializado simplifica y reduce tiempos y costos en la evaluación total tanto técnica como económica, desde la información de un pozo hasta la integración de una cartera total de proyectos. Sin embargo, un simulador por más avanzado que sea no puede distinguir entre información considerada de calidad e información que no lo es así, "si entra basura, sale basura", por lo que ésta es solo una herramienta que bajo ninguna circunstancia puede ni debe sustituir el buen juicio de un Ingeniero.

Bibliografía.

PEMEX Exploración y Producción, “Las Reservas de los Hidrocarburos de México”, evaluación al 1 de enero de 2007.

Reserves Definitions Committee, “Guidelines for Application of Petroleum Reserves Definitions”, Society of Petroleum Evaluation Engineers, 1987.

Jonkman R., Bos C. F., Breunese J., Morgan D. y Spencer J., “Best Practices and Methods in Hydrocarbon Resource Estimation, Production and Emissions Forecasting, Uncertainty Evaluation and Decision Making”, Artículo de la SPE 65114, presentado en la conferencia europea del petróleo de la SPE, Paris, Francia, Octubre 24-25, 2000.

Uren Lester., “Ingeniería de Producción de Petróleo”, Mc Graw Hill, Mexico, 1965.

Garaicochea F., “Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos”, UNAM, México, 1972.

Hernández M., “Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos”, UNAM, México, 1984.

Urbina G., “Evaluación de Proyectos”, Mc Graw-Hill, México, 2001.

Sapag N. y Sapag R., “Fundamentos de Preparación y Evaluación de Proyectos, Mc Graw-Hill, 1985.

Newman G. D., “Engineering Economic Analysis” 2a. ed., Mc Graw-Hill, San Jose, California, 1983.

Merak, “Peep” manual de usuario.

Walpole R. y Myers R., “Probabilidad y Estadística para Ingenieros”, 3a. ed., Interamericana, Mexico, 1991.

Hájek J. y Dupak Vaclav., “Probability in Science and Engineering”, Academic Press, New York, 1967.

Bailey W., Couet, B., Lamb, F. y Rose, P., “Riesgos Medidos”, Oil Field Review, Invierno del 2000, Volumen 12, Número 3.

Lopez G., Neri U., “Análisis de Riesgos en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.

Ball B. y Savage S., “Holistic vs. Hole-Istic E&P Strategies”, Journal of Petroleum Technology, Número 9, Septiembre de 1999.

Newendorp P., “Decision Analysis for Petroleum Exploration”, Tulsa Oklahoma, EUA, Penn Well Publishing Company, 1996.

Merak, “Decision Tool Kit” manual de usuario.

George S., “Planeación Estratégica”, CECSA- Compañía Editorial Continental, México, 1983.

Coopersmith E., Dean G., Mc Vean J. y Storaune G., “La toma de Decisiones en la Industria del Petróleo y el Gas”, Oil Field Review, Primavera del 2001, Volumen 12, Número 4.

Adams T., Albers J., Back M. y Howell III J., “Manejo de la Cartera de Activos Para el Crecimiento Estratégico”, Oil Field Review, primavera del 2001, Volumen 12, Número 4.

Howell J. III, Anderson R., Boulanger A., y Bents B., “Managing E&P Assets From a Portfolio Perspective”, Oil & Gas Journal, Número 48, Noviembre 30.

Mc Vean J., “The Significance of Risk Definition of Portfolio Selection”, Artículo de la SPE 62966, presentado en la conferencia técnica y exhibición anual de la SPE del año 2000, Dallas, Texas, EUA, Octubre 1-4, 2000.

Markowitz H., “Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments”, 2a. ed., Black well Publishing Co., Oxford, Inglaterra, 1991.

Hillermeier C., “Nonlinear Multiobjective Optimization”, Birkhauser Verlag, Alemania, 2001.

Russell S. y Norvig P., “Inteligencia Artificial: un Enfoque Moderno”, Prentice Hall, México, 1996.

Goldberg D., “Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning”, Addison-Wesley, USA, 1989.

Merak, “Capital Planning” manual de usuario.