

5
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES
ACATLAN

MODELO PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS
PETROLEROS APLICANDO TECNICAS DE ANALISIS
DE RIESGOS EN PEMEX EXPLORACION Y
PRODUCCION.

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

LICENCIADO EN MATEMATICAS APLICADAS
Y COMPUTACION

P R E S E N T A :

GABRIELA CAMACHO PEREZ

EN LA MODALIDAD DE:
MEMORIAS DE DESEMPEÑO PROFESIONAL

ASESOR:

MA. DEL CARMEN VILLAR PATIÑO



FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

PETROLEOS MEXICANOS

PRODUCCION, EXPLORACION Y DISTRIBUCION DE PETROLEO Y SUS DERIVADOS

AV. MARINA NACIONAL, NO. 329
MEXICO 17, D. F.

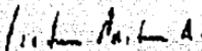
APDOB. 63-142 AT. 53-145
DAREM "PEMEX"

Actuaría Laura María Rivera Becerra
Jefe de la Carrera de Matemáticas Aplicadas y Computación
P R E S E N T E

Conforma al procedimiento establecido para el registro de proyectos de investigación de tesis profesionales, le manifiesto a Ud. que el proyecto: **Modelo para la Evaluación de Proyectos Petroleros Aplicando Técnicas de Análisis de Riesgo en PEMEX Exploración y Producción**, actualmente está siendo desarrollado en la Dependencia a mi cargo por la Srta. Gabriela Camacho Pérez, egresada de la Licenciatura de Matemáticas Aplicadas y Computación, como parte de sus actividades profesionales en la Subgerencia de Análisis Económico, con el cual pretende obtener el registro de dicho tema en la modalidad de **Memorias de Desempeño Profesional** motivo por el cual, y no habiendo inconveniente de mi parte, le solicito tenga a bien se registre el tema del proyecto de investigación antes señalado.

Agradezco de antemano la atención que se sirva brindar a la presente.

Atentamente,



Ing. Gustavo Pastrana Angeles
Gerente de Planeación Estratégica

AL COMPARTIR EN ESTE OFICIO CITESE LA DEPENDENCIA QUE LO GIRO, ASÍ COMO EL NÚMERO Y FECHA DEL MENSAJE.

FALLA DE ORIGEN

Dedicada a mis padres:

Gloria Pérez Rodríguez y Luis Camacho Buendía.

Por haber hecho de mí lo que soy,
por mostrarme lo valiosa que es la vida y
lo importante que es luchar por ella.

Como egresada de la UNAM y de la carrera de Matemáticas Aplicadas y Computación me gustaría que este trabajo sea más que nada de una muestra de que las matemáticas no son necesariamente complejas y que un trabajo por sencillo que parezca adquiere importancia por los aportes que brinda a nuestra sociedad y por la utilidad que se le puede dar.

De igual manera para mí en lo personal este trabajo es un logro al que ha contribuido una gran cantidad de gente familia, amigos que siempre me han acompañado.

Quiero agradecer a mis hermanos Claudia, Luis y Carlos por haber soportado mi carácter todo este tiempo. A mi asesora de la escuela Mari Carmen Villar por su atención paciencia y gran apoyo que me brindo en todo momento.

A los maestros Lucio Pérez y Maricarmen González Videgaray por las valiosas aportaciones que hicieron para la terminación de este trabajo.

Gracias a toda la gente que de alguna u otra manera contribuyó para la realización y conclusión de este trabajo: Alejandro, Norma, Juan, Ramiro y Mario. A los maestros que a lo largo de mi vida motivaron el gusto por lo que he hecho Javier U, Norma H, Gerardo, Carmen V, Noel y a mis amigas de la carrera Mariana y Carolina.

En forma muy particular al Gerente de Planeación Estratégica agradeciendo de antemano la autorización y apoyo para la realización de este trabajo.

Con especial agradecimiento a la Mat. Irma Glinz Férrez e Ing. Javier Calderón Navarro a quienes no tengo palabras con que agradecer la oportunidad que me dieron para trabajar con ellos, por haber sido el soporte de este trabajo y por haberme apoyado animicamente para terminarlo.

G.C.D.

agosto de 1995

GLOSARIO DE TERMINOS DE INGENIERIA PETROLERA

Cierre anticlinal. Distancia que se utiliza para determinar el área máxima posible sobre la que el fluido puede estar contenido en la estructura.

Diagenesis. Procesos que afectan a un sedimento mientras está sobre o cerca de la superficie terrestre, a baja temperatura y presión.

Dolomitización. Proceso por el que una roca originariamente de carbonato de calcio se convierte total o parcialmente en carbonato cálcico magnésico.

Domo. Pliege.

Plano de estratificación. Es una superficie paralela a la superficie de posición, que puede tener o no una expresión física clara.

Estrato. capa.

Estructura. Término que se utiliza para describir la relación total en una masa de roca.

Falla. Rotura a lo largo de la cual se puede observar un desplazamiento.

Fractura. Rotura a lo largo de una dirección o direcciones.

Geofísica. La parte de las ciencias de la tierra que estudia todos los fenómenos físicos relevantes relacionados con la estructura, condiciones físicas y la historia evolutiva de la tierra.

Litología. Características generales de los sedimentos.

Permeabilidad. La permeabilidad de una formación es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. La permeabilidad de una roca está afectada por el tamaño, el número y distribución de poros por la que se transporta el fluido.

Porosidad. La porosidad de una roca es una medida de la cantidad del espacio interno que es capaz de almacenar fluidos. Se define como la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos en la roca y el volumen total de esta.

$$\phi = \frac{\text{Volumen .de. espacios. vacios}}{\text{Volumen .total. de. la. roca}}$$

Saturación. Es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno con fluido; su expresión es:

$$S = \frac{\text{Volumen .del. fluido}}{\text{Volumen .del. poro}}$$

Tirante de Agua. Distancia que existen entre la superficie y el fondo marino.

Trama. Estructura donde puede almacenarse petróleo o gas.

Trampa. Es una característica geológica que permite que el petróleo en migración se acumule y conserve durante un cierto periodo de tiempo.

Yacimiento. Mena que se puede explotar en beneficio económico.

LISTA DE SIMBOLOS

+	mas
-	menos
*	multiplicación
/	división
$\sqrt{\quad}$	radical
e	exponencial
=	igual
<	menor que
>	mayor que
\geq	mayor igual que
\leq	menor igual que
\neq	diferente de
$f(x)$	función de densidad de probabilidad
\ln	logaritmo natural
\int	integral
Σ	sumatoria
\cup	union
\cap	intersección
∞	infinito
π	pi
β	beta
α	alfa
$x!$	factorial de x
%	porcentaje
km^2	kilometros cuadrados
m	metros
pie^3	pie cúbico
$P(E)$	probabilidad del evento E
$P(A B)$	probabilidad de A dado B
σ^2	desviación estandar
\bar{v}	media

LISTA DE TABLAS, CUADROS, GRAFICAS Y FIGURAS

Tabla 4.1 Frecuencia para las edades de una población.

Tabla 4.2 Cálculo del Valor Monetario Esperado.

Tabla 5.1 Niveles de probabilidad asociados al pozo exploratorio Noyin 1.

Tabla 5.2 Estimación mínima, más probable y máxima para el cálculo de la reserva del proyecto Noyin Brecha.

Tabla 5.3 Pronóstico de producción para una plataforma fija aligerada con cuatro pozos.

Tabla 5.4 Perfiles de producción de aceite y gas durante 15 años.

Tabla 5.5 Producción acumulada anual de gas y aceite por tamaño de reserva.

Tabla 5.6 Programa de Inversiones bajo riesgo.

Tabla 5.7 Programa de Inversiones incremental (millones de nuevos pesos).

Tabla 6.1 Resumen de resultados.

Cuadro 5.1 Cálculos para obtener el número de pozos a partir de un tamaño de reserva.

Cuadro 5.2 Movimiento de Equipos para la reserva mínima.

Cuadro 5.4 Movimiento de equipos para la reserva máxima incremental.

Cuadro 5.3 Movimiento de equipos para la reserva media incremental.

Cuadro 5.5 Valor monetario esperado (millones de nuevos pesos).

Cuadro 5.6 Indicadores económicos y análisis de sensibilidad (antes de impuestos).

Figura 2.1 Entrampamiento a nivel de poro.

Figura 2.2 Sistema de perforación de un pozo petrolero.

Figura 3.1 Elementos relevantes de un proyecto petrolero vistos en forma aislada.

Figura 4.1 Distribución Normal.

Figura 4.2 Distribución Lognormal.

Figura 4.3 Distribución beta.

Figura 4.4 Distribución uniforme.

Figura 4.5 Distribución triangular.

Figura 4.6 Diagrama para la construcción de un modelo de simulación.

Figura 4.7 Tiempo de vida de un proyecto petrolero.

Figura 4.8 Horizonte de estudio de un proyecto petrolero.

Figura 4.9 Declinación en la explotación de hidrocarburos.

Figura 4.10 Proyecto de Inversión.

Figura 4.11 Alternativas del VME para la alternativa 1 y alternativa 2.

Figura 5.1 Representación del flujo de la información del sistema.

Figura 5.2 Representación del árbol de decisiones del proyecto Noyin Brecha.

Figura 5.3 Localización geográfica del campo Noyin Brecha.

Figura 5.4 Árbol de probabilidades.

Figura 5.5 Cálculo del Valor monetario esperado.

Gráfica 5.1 Función de distribución de probabilidad.

Gráfica 5.2 Función de distribución acumulada.

Gráfica 5.3 Perfil de producción de aceite a nivel incremental.

Gráfica 5.4 Perfil de producción de gas a nivel incremental.

RESUMEN

La asignación de recursos para la producción de hidrocarburos y la consecuente obtención de beneficios económicos, es siempre el principal objetivo de cualquier proyecto petrolero. Para lograr este objetivo es necesario realizar un estudio detallado que incluya una de las etapas más importantes de un proyecto: la evaluación. La etapa de evaluación tiene vital importancia en la determinación de la rentabilidad de la inversión.

El Modelo para la Evaluación de Proyectos Petroleros Aplicando Técnicas de Análisis de Riesgo en Pemex Exploración y Producción, incorpora el riesgo asociado a la estimación de un tamaño de reserva probable en existencia, mediante el análisis estadístico y probabilístico de la información. La cuantificación del riesgo se realiza con la utilización de algunas técnicas como la simulación que permite determinar una función de distribución de probabilidad asociada a un tamaño de reserva.

La definición de escenarios que permitan manejar el tamaño de reserva estimado a diferentes niveles de riesgo, para un tamaño de reserva mínimo, medio o máximo, facilita la realización de una evaluación económica.

Las evaluaciones económicas se llevan a cabo a nivel incremental, es decir se analizan cada uno de los desarrollos de reserva propuestos para cada uno de los escenarios existentes en forma independiente, no así el análisis de riesgo que se considera dependiente.

Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad que permite obtener los puntos críticos (en los que no se gana ni se pierde dinero) de las más importantes variables independientes de proyectos tales como costos (inversión) y precio de los hidrocarburos.

Uno de los principales aportes de este modelo es la definición de las políticas de desarrollo de explotación (perfil de producción y programa de inversiones) a partir de un tamaño de reserva estimado.

1. INTRODUCCION

El manejo de situaciones riesgosas en la realización de evaluaciones económicas vislumbra diferentes actitudes frente al riesgo, originadas por los diferentes escenarios que rodean al medio ambiente y los factores que modifican cualquier situación incierta. Estos factores muchas veces no pueden ser cuantificados en forma directa y se tiene la necesidad de recurrir a modelos matemáticos que puedan apegarse lo más posible a la realidad.

Como parte de mi desempeño profesional me he encontrado con problemas de estas características, que me han permitido aplicar los conocimientos tanto matemáticos como computacionales adquiridos durante la carrera de Licenciatura de Matemáticas Aplicadas y Computación. Estas aplicaciones las he llevado a cabo en PEMEX, una de las empresas más importantes y ricas del mundo. Que en la actualidad cuenta con la séptima más grande reserva de petróleo, probada a nivel mundial*.

A través del tiempo PEMEX ha incorporado dentro de sí a un gran número de áreas del conocimiento humano encaminadas todas a un beneficio común "reducir costos e incrementar la productividad".

En virtud de la aleatoriedad y el riesgo existente en la exploración y la producción petrolera. El presente trabajo pretende mostrar una metodología de tipo probabilístico para la evaluación de proyectos petroleros, basada en la utilización de herramientas ya existentes y en la incorporación de nuevos conceptos que permitan utilizar los recursos con que se cuentan para hacerlos más eficientes en tiempo y en rendimientos. De igual manera se pretende impulsar el desarrollo de investigaciones de tipo matemático que incorporen nuevos métodos para este tipo de proyectos.

Para su desarrollo, los proyectos petroleros requieren de la movilización de una gran cantidad de recursos, tales como infraestructura y personal, que se conjuntan para la realización de una serie de estudios previos, encaminados a la obtención de una gran cantidad de información que sirve como fundamento a un proyecto petrolero. La metodología utilizada para la realización de estos estudios no es de interés para el desarrollo de este trabajo y por lo tanto se dará por hecho que la información obtenida a través de estos es confiable.

La interpretación y manipulación matemática de la información hace que el perfil profesional que requiere un trabajo de este tipo sea esencialmente matemático, fundamentado en conocimientos de probabilidad, estadística, simulación, análisis de decisiones, análisis financiero y computación, así como en algunos conceptos de

* Fuente: Statistical Review of World Energy, 1994

ingeniería petrolera. Todos estos requisitos a excepción de la ingeniería petrolera los debe cumplir un egresado de la Licenciatura de Matemáticas Aplicadas y Computación con preespecialidad en Simulación y Análisis de Decisiones. Como egresada de esta carrera considero que este trabajo es una muy interesante y completa aplicación, que además resulta propia para el desarrollo de un trabajo de titulación.

Como este proyecto pretende dar solución a un problema específico en el contexto real y obedece en su desarrollo a una metodología de trabajo, en la cual se aplicaron los conocimientos adquiridos durante la licenciatura que cursé, decidí presentarlo dentro de la modalidad de memorias de desempeño profesional, ya que además, el periodo de tiempo que tengo laborando dentro de la Subgerencia de Análisis Económico de PEMEX Exploración y Producción es el estipulado por la ENEP Acatlán para registrar este tipo de trabajos.

Un trabajo presentado dentro de la modalidad de memorias de desempeño profesional debe ser básicamente una reseña con aportaciones metodológicas en base a una experiencia laboral y conocimientos teóricos adquiridos durante la licenciatura. Se compone de seis partes principales contextualización, problema y objetivos, diagnóstico y análisis del problema, propuesta de solución y por último una sección de conclusiones y recomendaciones. La contextualización se enfoca en la descripción de un proyecto petrolero, las etapas que lo componen y se mencionan algunos aspectos que hacen que un proyecto sea de alto riesgo. En la definición del problema y los objetivos se realiza una justificación del problema atendiendo a su origen y se menciona la finalidad que tiene el trabajo. En el diagnóstico y análisis del problema se introducen algunos conceptos matemáticos y técnicas que permitan modelar matemáticamente el problema. La parte correspondiente a la propuesta de solución proporciona la aplicación de la metodología desarrollada a un problema real. Finalmente se realiza un análisis de resultados, se concluye la importancia del trabajo y se dan algunas posibles recomendaciones para posteriores trabajos.

2. CONTEXTUALIZACION

2.1 CARACTERISTICAS DE UN PROYECTO PETROLERO

El fundamento de un proyecto petrolero se centra básicamente en el proceso de exploración y producción del petróleo, el cual desde su inicio se torna complejo por la gran dificultad que presenta la realización de estudios que permitan estimar y cuantificar las características del subsuelo. Para comprenderlo es importante conocer la forma en que el petróleo se encuentra en la tierra y la serie de estudios necesarios para determinar la existencia o ausencia del hidrocarburo en una zona.

El petróleo aparece bajo tierra y se encuentra en rocas porosas y permeables, el fluido está contenido entre los pequeños espacios abiertos de los granos o bien en la gran variedad de orificios y fracturas que estas rocas presentan y finalmente en cavernas a veces conectadas por canales, originadas por la acción disolvente de las aguas terrestres moviéndose a través de los planos de estratificación.

La fracción del volumen de poro que está lleno de algún fluido se denomina saturación. Para evaluar la productividad de un depósito con fluidos es necesario conocer la facilidad con que el fluido puede atravesar el sistema poroso; esta propiedad se conoce como permeabilidad.

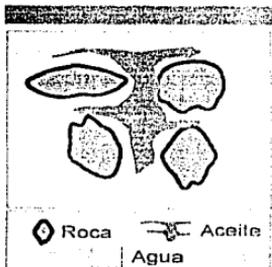


Figura 2.1 Entrampamiento a nivel de poro

Para que una zona geológica se considere como poseedora de petróleo es necesario que cuente con los siguientes accidentes geológicos:

- Una zona porosa y permeable.
- Un estrato impermeable sobrepuesto.
- Un sello en la parte inferior como sería una zona saturada de agua.
- Una trampa en la cual pueda detenerse el petróleo.

La figura 2.1 muestra estas características vistas a un nivel detallado de poro. La zona permeable y porosa está representada por las rocas separadas, entre las cuales se encuentra el aceite; el sello en la parte inferior es el agua que se encarga de empujar al aceite hacia arriba; la trampa es el estructura que detiene al petróleo para evitar que éste tenga salida (imaginariamente en el dibujo se representa por el recuadro); finalmente el

estrato impermeable sobrepuesto se muestra como la barra superior que cierra la trampa y la separa de otros estratos.

En general los estudios preliminares comprenden la recolección de datos con respecto a extensiones superficiales de aceite y otras evidencias directas de petróleo, el estudio de la estructura regional y local, el estudio del espesor y carácter de las formaciones sedimentarias con atención particular a los estratos productores potenciales y la determinación de la presencia o ausencia de discordancias geológicas en la sección. Estas pruebas y los procesos de extracción utilizados por PEMEX Exploración y Producción se han separado en una serie de etapas que se describen con detalle a continuación.

La primera etapa es la de Exploración que a su vez se compone de la fases de:

Evaluación Potencial

Aquí se realizan una serie de investigaciones de tipo geológico y geofísicos que se encaminan a la localización de factores favorables para la generación, migración, entrapamiento y explotación de hidrocarburos.

Una vez realizadas estas pruebas se procede a perforar pozos exploratorios para la verificación de los estudios realizados y es aquí donde se puede tomar la decisión de continuar con estudios más específicos en éstas áreas o bien abandonarlos.

Incorporación de Reservas

Incluye la perforación de pozos exploratorios a partir de trampas definidas por métodos geológicos y geofísicos localizados en áreas donde existe más de un 50% de probabilidad de obtener hidrocarburos, así como el volumen en el que se encuentran y el área de localización.

La Producción comprende las fases de :

Desarrollo

Se lleva a cabo la perforación de los primeros pozos productores y se construye la infraestructura superficial requerida para extraer y manejar la producción en un lapso de tiempo, utilizando adecuadamente los recursos técnicos, administrativos, económicos y financieros.

Recuperación Secundaria

Consiste en la inyección de fluidos directamente al yacimiento para incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Finalmente se procede a un abandono del pozo después de que el costo de la recuperación de reservas es mayor que las utilidades.

La exploración es una de las etapas más importantes en el desarrollo de un proyecto petrolero. Más que nada es un negocio de decisión el cual debe hacerse en base a ciertos criterios económicos y estudios geológicos y de sismicidad del suelo que son expresados en términos de utilidades y probabilidades para medición de riesgos e incertidumbres.

Los principales estudios realizados en la fase de Evaluación Potencial devuelven como resultados principales la probabilidad de éxito de la obra exploratoria y la probabilidad de éxito del desarrollo de pozo, los que se encuentran determinados en base a cuatro fenómenos existentes, expresados cuantitativamente en términos de probabilidades componentes. Esos fenómenos se asocian a:

- 1) Definición de la trampa
- 2) Roca yacimiento
- 3) Roca generadora
- 4) Migración y Sincronización

A pesar de que el objetivo de este trabajo no hace necesario tener amplios conocimientos en materia de Ingeniería petrolera, es importante mencionar que la estimación de las probabilidades de los cuatro elementos antes mencionados se logra a partir de un análisis de los siguientes elementos geológicos.

Definición de la trampa

En términos generales agrupa la información referente a la profundidad, tipo y área de la trampa, así como a la calidad de la información sísmica que la define, grado de fracturamiento y fallamiento, así como al grado probable de llenado de la trampa.

Roca Yacimiento

Aquí se agrupa información tal como la edad de la roca, profundidad a la cima del yacimiento, espesor, permeabilidad, porosidad y etapa en la que el estrato estuvo a baja presión y temperatura.

Roca Generadora

Incluye principalmente el tipo de roca generadora, edad y tipo de hidrocarburo esperado.

Migración y Sincronización

Área de drenaje de la trampa, estilo de migración, época de desarrollo de la trampa, edad del yacimiento, edad del sello, época de migración de los hidrocarburos.

2.2 PROYECTOS PETROLEROS DE ALTO RIESGO

La exploración, a grandes rasgos, es el conjunto de tareas de campo y laboratorio cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los que ya existen. Esto se relaciona de inmediato con la necesidad de estimar los recursos con que se cuenta.

Saber con la mayor precisión el monto de las reservas probadas y las condiciones en que puede realizarse la extracción de ellas, en relación a su uso, es lo que determina una política petrolera.

En un principio, el indicio para conocer la existencia del petróleo fueron sus manifestaciones superficiales, conocidas como chapopoterías. Después, la técnica exploratoria consistió en la perforación de pozos de cateo, analizando las tendencias de los pozos productores. Buen número de estos pozos eran localizados al azar, y por lo tanto no había en la actividad un rigor científico.

Los estudios geológicos comenzaron con un reconocimiento de las rocas, indicando los lugares probables de existencia del hidrocarburo. Primeramente los estudios del subsuelo se basaron en la exploración geológica superficial, mediante la cual se descubrieron muchos campos. Las exploraciones demostraron, sin embargo, la existencia de yacimientos a mayores profundidades, en los cuales había que aplicar, para su labor de éxito, técnicas más avanzadas de perforación y extracción.

El análisis de las formaciones geológicas de la superficie y del subsuelo del territorio nacional ha permitido elaborar mapas en los que se advierten las zonas donde se han depositado los hidrocarburos.

Los métodos geofísicos han permitido analizar las condiciones de calor, magnitud, densidad, rigidez y, en general, la constitución física interna de la Tierra. No obstante la actividad exploratoria ha seguido avanzando, perfeccionando sus métodos ya establecidos e incorporando otras especialidades, a fin de precisar cada vez más las propiedades físicas que definen la existencia del hidrocarburo.

En la perforación de los pozos exploratorios, geólogos y paleontólogos examinan muestras de las rocas. Aún así, cuando se han determinado condiciones geológicas propicias para la existencia del hidrocarburo, no siempre se llega al hallazgo de un yacimiento o por lo menos de un yacimiento explotable.

Una vez concluidos los trabajos de exploración, comienzan un nuevo desarrollo llamado de explotación o producción de los campos petroleros, entre los factores más importantes que se consideran para este desarrollo se encuentran:

- Dimensión de la estructura.
- Espesor del estrato productor.
- Posibilidades de producción.
- Tamaño de la reserva probable.
- Número de localizaciones a perforarse.
- Análisis económico de la cantidad de equipos de perforación necesarios.

En el programa de perforación se indica la profundidad del pozo y las tuberías de revestimiento que han de cementarse. Para alojar estas tuberías se hacen perforaciones con barrenas de diferente espesor conforme a la profundidad. De ser necesario, durante la perforación se toman muestras del suelo.

Finalizada la perforación se llega a la terminación de pozo, que consiste en introducir la tubería de producción, instalar el árbol de válvulas, colocar y hacer estallar las cargas explosivas frente a la roca que contiene el petróleo. Después se abre el pozo para que fluya por sí mismo. Cuando se ha probado la seguridad de las instalaciones, el pozo se pone en explotación.

El pozo ya en producción, se conecta a la tubería de descarga para conducir el hidrocarburo a la tubería de separación que segrega el aceite del gas, los cuales continúan su curso por ductos diferentes.

El sistema de perforación utilizado es el sistema rotatorio que perfora un agujero, haciendo girar una barrena. A medida que se profundiza el pozo se van agregando nuevos tramos de tubería.

Los cortes o pedazos de formación que arranca la barrena son levantados por el fluido de perforación (lodo), que circula hacia abajo por el interior de la tubería, sale a través de los orificios o toberas de la barrena y regresa a la superficie. En la superficie, el fluido que sale del pozo se pasa por un cedazo o tamiz vibratorio donde se eliminan los pedazos de formación; de aquí pasa a las presas donde es tratado (ver figura 2.2).

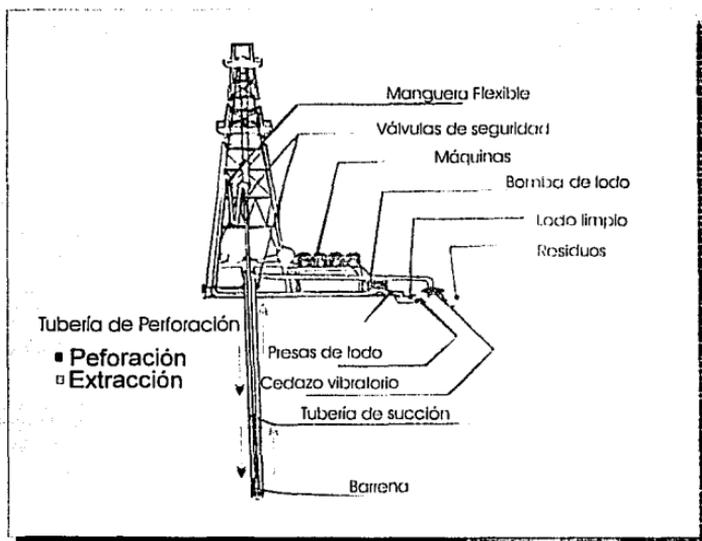


Figura 2.2 Sistema de perforación de un pozo petrolero

Durante el curso de la perforación es necesario revestir el pozo a diferentes intervalos, empleando tuberías que se cementan dentro del agujero perforado. Estas tuberías de revestimiento varían su diámetro y número de acuerdo a las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo.

No obstante la complejidad de un programa de perforación y producción y aún a pesar de los adelantos tecnológicos, la etapa de exploración es la parte más costosa y riesgosa de todo el programa petrolero.

Actualmente, a la tarea exploratoria se han adjuntado métodos complementarios como la geoquímica en trabajos de geología superficial y el método sismográfico. Los primeros se relacionan con un conocimiento más exacto de los compuestos químicos que forman la corteza terrestre y el segundo con la medición de las vibraciones sísmicas, detectoras de estratos, fracturas y fallas, que en alguna medida indican probabilidades de la existencia de los mantos.

Recientemente se empezó a aplicar una técnica para determinar el flujo de hidrocarburos provenientes del fondo marino. Resulta claro que la explotación de estos yacimientos

requiere el uso de tecnologías muy avanzadas por contar con factores de riesgo adicionales a los de las zonas terrestres. Entre estos factores a considerar están:

- Huracanes.
- Suelos arenosos.
- Mareas.
- Gran riesgo ecológico.
- Enormes profundidades para la perforación.

Todos estos factores vuelven sumamente costosos los gastos de una inversión exploratoria en una región marina.

El desarrollo de una política petrolera en resumen debe considerar a los elementos relevantes de cualquier proyecto petrolero tales como:

- Estimación de reservas (volumen de la reserva probable en existencia).
- Estimación del riesgo geológico y tecnológico (de las etapas de exploración y producción).
- Escenarios de trabajo (para la reserva mínima, media y máxima).
- Infraestructura (equipo de exploración y producción).
- Perfil de producción (producción esperada).
- Programa de inversiones (para cada tamaño de reserva).
- Perforación de pozos de desarrollo (para cada tamaño de reserva).

La obtención de cada uno de estos elementos y la relación existente entre ellos debe ser analizada de manera metodológica, para determinar si un proyecto petrolero es viable tanto en costos como en equipo y que los tomadores de decisiones fundamenten este proceso en base a un estudio profundo. Esta labor es propia para que un egresado de la carrera de Matemáticas Aplicadas y Computación con la preespecialidad de Simulación y Análisis de Decisiones la ejecute, ya que su perfil profesional le permite aplicar una serie de conocimientos matemáticos, apoyados en ciertas técnicas como la simulación y el

análisis de decisiones, que facilitan la obtención de información que brinde resultados lo más reales y precisos a los tomadores de decisiones.

3. PROBLEMA Y OBJETIVOS

3.1 DETERMINAR LA VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE PROYECTOS PETROLEROS DE ALTO RIESGO

3.1.1 Origenes

Ante el incremento en el uso de hidrocarburos y la necesidad de proporcionar este energético a los distintos sectores que lo requieren, las empresas petroleras de todo el mundo han tenido la necesidad de profundizar más en la investigación y en la delimitación de nuevos campos con reservas de petróleo sin importar la localización geográfica y la dificultad tecnológica que presenten.

En la actualidad se ha incrementado el número de pozos petroleros que se localizan en zonas no terrestres haciendo referencia principalmente a las zonas marinas que en los últimos años han incrementado su producción. Como un proyecto petrolero de este tipo se considera de alto riesgo, es necesario determinar la viabilidad económica del mismo a través del tiempo así como su rentabilidad, todo esto sin hacer a un lado la viabilidad técnica que debe atenderse para cada proyecto en particular.

Los proyectos petroleros de alto riesgo están adquiriendo gran importancia debido principalmente a los adelantos tecnológicos en el equipo utilizado para trabajar en aguas profundas que han permitido una disminución en los costos y un incremento en la productividad, así como por las nuevas actitudes de los tomadores de decisiones; actitudes que se han modificado a través de la experiencia adquirida durante muchos años en materia de Evaluación de Proyectos resultando positivos los nuevos conceptos que han hecho a un lado el factor riesgo como un freno a la inversión. Se ha visto que un nivel elevado de riesgo no implica necesariamente elevados costos ni elevadas inversiones, mucho menos mínimas ganancias.

La necesidad de contar con metodologías para la evaluación de proyectos petroleros ha permitido desarrollar una considerable cantidad de modelos pensados y construidos en PEMEX, con características propias de la empresa. Lamentablemente su utilización no ha podido ser del todo satisfactoria debido a que en ocasiones una parte de estos modelos son un tanto estáticos y no involucran ningún tipo de riesgo, limitándose a proporcionar para cada proyecto resultados y estrategias únicas, que en ocasiones no son útiles si el contexto en el que se basaron resulta irreal. De aquí la creciente necesidad de contar con modelos que proporcionen un conjunto de soluciones en vez de una solución única para tener una variedad de alternativas que permitan atacar un problema.

Es indispensable contar con un conjunto de modelos y estrategias basadas principalmente en el uso de información accesible en corto tiempo y permitiendo retroalimentar al sistema con todos los recursos (económicos, humanos y materiales) con que se cuenta.

Esquemáticamente en la figura 3.1 se representa un proyecto petrolero como un rompecabezas sin orden. Este rompecabezas se compone de los elementos más importantes que caracterizan a estos proyectos. El ordenamiento de estos se logra a través de toda una metodología bien estructurada y planeada que se irá formando a partir de un análisis más detallado del problema con atención principal a los objetivos específicos del proyecto.

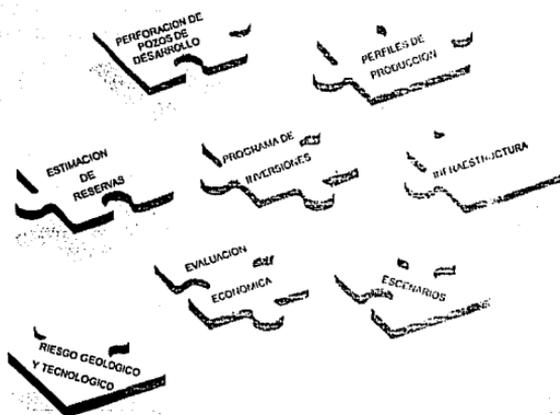


Figura 3.1 Elementos relevantes de un proyecto petrolero vistos en forma aislada

El presente trabajo se debe desarrollar con base en la reutilización y creación de nuevos recursos para la empresa, con el objetivo de desarrollar una metodología que permita determinar la viabilidad técnica y económica de proyectos petroleros de alto riesgo.

4. DIAGNOSTICO Y ANALISIS DEL PROBLEMA

4.1 ANALISIS DE RIESGO EN LA EVALUACION DE PROYECTOS

La asignación de recursos para la producción de bienes y la consecuente obtención de beneficios económicos es siempre el principal objetivo de cualquier proyecto de inversión. Al realizar la evaluación de un proyecto económico siempre se debe considerar la incertidumbre en la confiabilidad de los datos, se debe tener cierta desconfianza hacia las previsiones hechas para el futuro que siempre se presenta como un momento incierto, en pocas palabras la evaluación de un proyecto implica riesgos. Matemáticamente la consideración del riesgo en la evaluación de un proyecto de inversión, se puede definir como el proceso de desarrollar la distribución de probabilidad de alguno de los criterios económicos ya conocidos.

Cualquier análisis de este tipo requiere de la recolección y correlación de datos fundamentales. Un proyecto así definido implica distintos niveles de riesgo; entendiendo por riesgo la probabilidad de que no se cumplan los rendimientos esperados.

El análisis de la evaluación económica de cualquier proyecto de inversión debe considerar como elementos principales:

- La magnitud de los ingresos y egresos.
- Ubicar el horizonte de estudio para la evaluación.
- El riesgo asociado a la inversión.

La definición del problema en cualquier proyecto de inversión puede ser la parte más difícil de todo el proceso de la toma de decisiones, donde las decisiones están orientadas a escoger un curso de acción entre varias alternativas y a saber aprovechar una oportunidad. Estas oportunidades se analizan bajo el criterio de máximos ingresos o bien mínimos costos.

Una de las partes más importantes de la evaluación de proyectos además de la calidad en las estimaciones¹, es el estructurar la información y las alternativas, de tal manera que reflejen adecuadamente la función objetivo.

El desarrollo de un proyecto petrolero envuelve un gran nivel de riesgo e incertidumbre. En efecto, el elemento riesgo es frecuentemente el factor más crítico en la toma de

¹ Estimación: Aproximación a un valor real, en estadística se refiere a la aproximación tentativa al valor real de medidas numéricas descriptivas de una población.

decisiones. Por ejemplo, el perforar un pozo puede ser visto como un juego de oportunidades en el cual no siempre se tiene la seguridad de ganar, en este juego se gana al encontrar hidrocarburos y se pierde al no encontrarlos, con la consecuente pérdida por una perforación preliminar. A diferencia de otros análisis, la búsqueda de petróleo es la parte más riesgosa de todo el proceso, por lo que la decisión de perforar un pozo debe encontrarse fundamentada en la información recabada durante la etapa de exploración (recolección de datos para determinar la presencia o ausencia de hidrocarburos así como su volumen para una zona específica).

Otra etapa importante para el proyecto se refiere a la producción la cual involucra la instalación de la infraestructura diseñada y planeada, así como la recuperación de reservas, atendiendo a un programa previamente establecido.

El análisis estadístico presenta una estimación del grado de incertidumbre y proporciona una herramienta para medir el de riesgo inherente apoyándose en el concepto de variable aleatoria y su expresión en forma de distribuciones de probabilidad.

4.2 ELEMENTOS DE PROBABILIDAD Y ESTADISTICA

Las distribuciones de probabilidad más utilizadas en análisis de riesgo se encuentran generalmente asociadas a las probabilidades subjetivas de los elementos o variables inciertas de cualquier proyecto de inversión conocidas también como variables aleatorias y su comportamiento se representa generalmente por medio de distribuciones de probabilidad tales como: la distribución normal, la distribución uniforme, la distribución beta y la distribución triangular.

Las variables aleatorias son variables inciertas cuyo valor es determinado por un experimento aleatorio. Una variable aleatoria es una función, cuyos valores son números reales, definida en un espacio muestral.

Algunas variables aleatorias usadas en los proyectos de exploración de petróleo son:

- Espesor del terreno.
- Reservas finales de un pozo o un campo.
- Costos de perforación.
- Ganancia neta final de un proyecto de perforación.

Cuando se tiene o se genera un cierto número de variables aleatorias es necesario relacionar y clasificar lógicamente estos valores atendiendo al origen y comportamiento de los datos. Hay técnicas que se pueden aplicar a este tipo de problemas. Una es la aplicación de distribución de frecuencia real, otra es la probabilidad y la esperanza basada en una frecuencia relativa, y finalmente la inferencia estadística para ajustar los datos a una distribución teórica conocida.

La aplicación de una distribución de frecuencia real se refiere a la agrupación en clases, cada dato debe agruparse de manera tal que no exista ninguna duda con respecto a la clase que pertenece esa observación. El número de observaciones en una clase recibe el nombre de frecuencia de clase. Cuando hablamos de frecuencia real hablamos de frecuencia de clase.

Ahora, si dividimos la frecuencia de la clase con respecto al número combinado de observaciones en todas las clases estamos hablando entonces de la frecuencia relativa de esa clase.

En la tabla 4.1 se muestra un ejemplo de las edades de una población agrupadas en frecuencia de clase y en su frecuencia relativa.

Edad	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa
10-29	15	15/100=.15
30-49	35	35/100=.35
50-69	20	20/100=.20
70-89	30	30/100=.30
Total	100	1.00

Tabla 4.1 Frecuencia para las edades de una población

Antes de hablar del concepto de probabilidad es importante señalar que el objetivo de agrupar los datos ya sea en frecuencias de clase o frecuencias relativas es observar en forma gráfica el comportamiento de los datos. Para conocer más a fondo el comportamiento de una muestra debemos conocer cantidades que muestren propiedades específicas tales como la localización de su centro y su variabilidad. Estas cantidades se conocen con el nombre de medidas de tendencia central y medidas de dispersión o variación respectivamente.

4.2.1 Probabilidad Empírica

Esta probabilidad se refiere a la frecuencia relativa de ocurrencia de un evento específico en un experimento aleatorio repetido bajo las mismas condiciones. Conforme aumenta la repetición del experimento, la frecuencia relativa de los resultados favorables se aproxima al verdadero valor de la probabilidad teórica de ese evento.

Si definimos a $P(E)$ como la probabilidad del evento E en un espacio muestral S , entonces se debe cumplir que:

- $0 \leq P(E) \leq 1$
- $P(S) = 1$
- Si los eventos E_1, E_2, \dots forman una sucesión de eventos de S que se excluyen mutuamente por parejas entonces $P(E_1 \cup E_2 \cup \dots) = P(E_1) + P(E_2) + \dots$

4.2.2 Probabilidad Condicional

Algunos experimentos se realizan de manera tal que primero se obtienen algunos resultados y otros más tarde, para este caso particular la probabilidad de un evento

variará dependiendo de la ocurrencia o la no ocurrencia de uno o más eventos relacionados.

Sean A y B cualesquiera dos eventos que se encuentran en un espacio muestral S de manera tal que la probabilidad condicional de A al ocurrir el evento B es el cociente de la probabilidad conjunta de A y B (se insiste en la probabilidad de resultados comunes a los eventos A y B) con respecto a la probabilidad marginal de B (sólo se considera una probabilidad, se ignoran una o más características del espacio muestral), de esta manera se tiene:

$$P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)}, P(B) > 0$$

Durante la exploración petrolera es frecuente utilizar este tipo de probabilidad para determinar el éxito o fracaso de la perforación bajo la suposición de ciertas hipótesis, o estados de la naturaleza tales como éxitos anteriores en una misma zona o características predominantes del suelo.

La notación inicial se lee como la probabilidad de A dado que ha ocurrido B. Un estudio más profundo del concepto de probabilidad condicional, no es de interés para este trabajo ya que mucha de la información presentada de manera condicional nos fue proporcionada por el área de la empresa encargada de estimarla.

4.2.3 Probabilidad Subjetiva

Las probabilidades proveen un método cuantitativo para expresar la frecuencia con que pueden ocurrir ciertos resultados. No obstante, en muchas ocasiones no es posible hacer uso de distribuciones de probabilidad que fundamenten tales frecuencias. En estos casos se recurre a la asignación de probabilidades con base a la experiencia y a los conocimientos en el problema analizado. Durante la etapa de exploración petrolera se llevan a cabo una serie de pruebas geofísicas y del subsuelo que arrojan resultados en un área específica. Es claro pensar que estas pruebas no pueden llevarse a cabo para cada zona en la que se pretenda perforar. Por esto una vez delimitada la probabilidad de éxito para una zona la asignación de probabilidades para zonas aledañas se realiza subjetivamente.

Para poder asignar probabilidades subjetivas adecuadamente se deben seguir algunas consideraciones:

- Tomar en cuenta todos los eventos posibles.
- Un evento será imposible si el decisor así lo considera.
- Hay que enumerar los eventos de tal manera que sean mutuamente excluyentes.

y seguir las siguientes reglas:

- La suma de todas las ponderaciones asignadas a cualquier espacio de eventos debe ser igual a uno.
- Si dos o más eventos mutuamente excluyentes se agrupan en un solo evento compuesto, que representa la unión de ambos; la ponderación asignada debe ser igual a la suma de las ponderaciones asignadas a los elementos integrantes.

Por medio de una variable aleatoria es posible transformar los eventos de un espacio muestral en eventos numéricos. Si estos eventos pueden ser contables finitos o infinitos, entonces se habla de una variable aleatoria discreta, de otra forma si los valores consisten en uno o más intervalos de la recta de los reales entonces la variable aleatoria se conoce con el nombre de variable aleatoria continua.

4.2.4 Distribuciones Teóricas de Probabilidad.

De igual forma las variables aleatorias adquieren un significado especial relacionándolas por medio de distribuciones de probabilidad. Una distribución de probabilidad se refiere a la colección de valores de la variable aleatoria en orden lógico y a la distribución de probabilidad entre éstos siempre y cuando existan una función de probabilidad (función matemática que asigna una probabilidad a una realización específica de una variable aleatoria) y una función de distribución acumulativa. Estas distribuciones de probabilidad se clasifican en continuas y discretas dependiendo de los valores que puede tomar la variable aleatoria que la determina².

Entre las distribuciones de probabilidad continuas usadas en los proyectos de exploración con riesgo mencionamos algunas con sus más frecuentes aplicaciones:

² Para más información ver anexo I

Distribución Normal

La distribución normal es probablemente una de las distribuciones más comunes y usadas en estadística y probabilidad. Es una distribución de probabilidad que tiene un tipo simétrico con respecto a la media, parecido al de una campana (fig 4.1).

Se dice que una variable aleatoria x sigue una distribución normal con media μ ($-\infty < \mu < \infty$) y varianza $\sigma^2 > 0$, si tiene una función de densidad³:

$$f(x) = \frac{1}{(\sigma^2 2\pi)^{1/2}} \exp\left[-1/2(x - \mu)^2 / \sigma^2\right]$$

Cuando la media de esta distribución es cero y la varianza uno, se dice que se tiene una normal estándar.

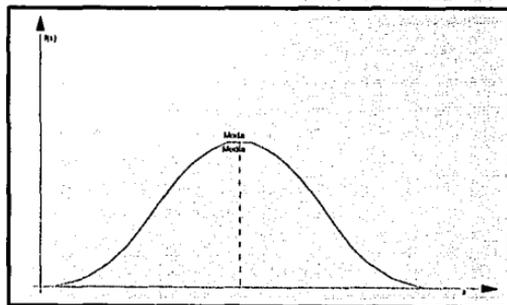


Figura. 4.1 Distribución Normal

Parámetros

Media: μ

Varianza: σ^2

En particular la media, la moda y la mediana son la misma o equivalentes.

Algunos ejemplos de variables aleatorias que pueden usualmente ser representadas por la distribución normal incluyen porosidad del subsuelo, porcentajes de abundantes minerales en rocas y porcentajes de ciertos elementos químicos u óxidos en las rocas.

³ Función $f(x)$ de una variable aleatoria continua X , que proporciona un medio para determinar la probabilidad de un intervalo $a \leq X \leq b$.

Distribución Lognormal

La distribución lognormal es una distribución de probabilidad continua que es similar a una distribución normal excepto que ésta es más prolongada a un lado (asimétrica). Generalmente surge de una combinación de variables aleatorias en un proceso multiplicativo, se usa frecuentemente para describir el proceso aleatorio que representa el producto de varios eventos independientes.

Supóngase que X está distribuida normalmente con promedio μ y varianza σ^2 , sea $Y=e^x$. Entonces Y tiene la distribución lognormal. (O sea, Y es log normal si y sólo si $\text{Ln}(Y)$ es normal).

Si X es una variable aleatoria positiva,

$$f(y) = \frac{1}{x\sigma(2\pi)^{1/2}} \exp\left[-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]$$

con $x > 0$

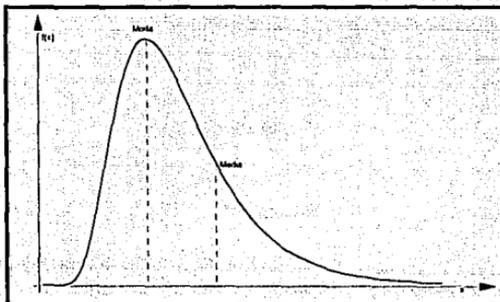


Figura 4.2 Distribución Lognormal

Parámetros

Si los datos estadísticos son dibujados como frecuencias acumuladas entonces la media (μ) y la desviación estándar (σ) pueden ser calculadas usando las siguientes fórmulas:

$$\text{Media: } \exp\left[\frac{\mu + \sigma^2}{2}\right]$$

$$\text{Varianza: } \left[\exp(2\mu + \sigma^2)\right] \left[e^{\sigma^2} - 1\right]$$

La media y la desviación estandar de una variable distribuida lognormalmente no pueden ser leídas desde su gráfica.

Como puede verse la media y moda de esta distribución no son iguales.

Algunos ejemplos de variables aleatorias que pueden algunas veces ser representadas por la distribución lognormal incluyen permeabilidad, espesor de sedimentación y la recuperación de hidrocarburos en una formación.

Distribución Beta

Se basa en tres estimaciones para obtener la media y la varianza. Estas estimaciones son: pesimista, más probable y optimista, su forma gráfica puede ser simétrica o asimétrica en cualquier dirección.

La distribución beta se ha utilizado para representar variables físicas cuyos valores se encuentran restringidos a un intervalo cerrado de longitud finita, así como para la obtención de ciertas cantidades que se conocen como límites de tolerancia sin la necesidad de la hipótesis de una distribución normal.

La distribución de probabilidad Beta se define como:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{x^{\alpha-1}(1-x)^{\beta-1}}{B(\alpha,\beta)} & \alpha, \beta > 0; 0 \leq x \leq 1 \\ 0, & \text{En otro punto} \end{cases}$$

Donde,

$$B(\alpha, \beta) = \int_0^1 x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1} dx = \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha+\beta)}$$

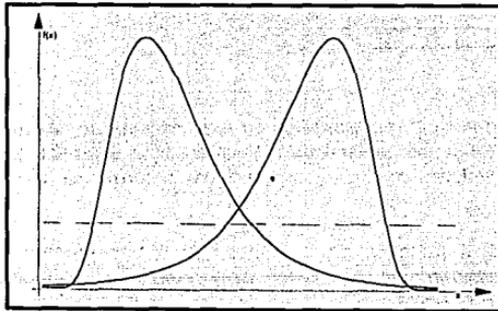


Figura 4.3 Distribución beta

Parámetros

Media: $\frac{\alpha}{\alpha + \beta}$

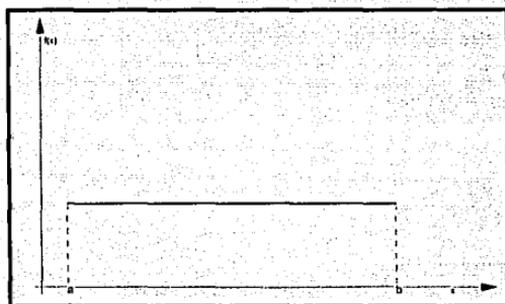
Varianza: $\frac{\alpha\beta}{(\alpha + \beta)^2(\alpha + \beta + 1)}$

La distribución beta forma otra clase de distribuciones cuando una variable aleatoria se restringe al intervalo unitario. En particular, si $\alpha = \beta = 1$, la distribución beta se conoce como distribución uniforme sobre el intervalo unitario.

Distribución Uniforme

Es una distribución de probabilidad continua que describe una variable aleatoria en la cual cualquier valor numérico de la variable es igualmente probable a ocurrir con un alto y un bajo límite. Su función de densidad está dada por:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a} & a \leq x \leq b \\ 0 & \text{Para otro valor} \end{cases}$$



Parámetros:

$$\text{Media: } \frac{(a+b)}{2}$$

$$\text{Varianza: } \frac{(b-a)^2}{12}$$

Figura 4.4 Distribución uniforme

El principal uso de la distribución uniforme dentro del análisis de exploración con riesgo es en la utilización de la técnica de simulación, la cual permite al analista expresar la incertidumbre acerca de los posibles valores de un parámetro⁴ en la forma de una distribución.

La distribución uniforme juega un papel principal en la simulación. Los números aleatorios uniformemente distribuidos generalmente son usados para generar ejemplos de variables aleatorias con cualquier otra distribución

⁴ Parámetros: Medidas numéricas que describen una población, tales como la media, la variancia y la desviación estándar de la población.

Distribución Triangular

La distribución triangular es una distribución continua que sigue precisamente la forma de un triángulo. El triángulo puede ser simétrico o asimétrico en cualquier dirección, puede además localizarse un máximo o un mínimo valor de la variable aleatoria.

La distribución triangular es completamente definida por un valor mínimo, un máximo y un valor más probable de la variable aleatoria.

La distribución triangular al igual que la distribución β son ampliamente utilizadas al introducir riesgo en proyectos de inversión. Ambas distribuciones se basan en una estimación pesimista, una más probable, y una optimista.

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2}{(c-a)(b-a)}(x-a), & \text{para } a \leq x \leq b \\ \frac{-2}{(c-a)(b-a)}(x-c), & \text{para } b \leq x \leq c \end{cases}$$

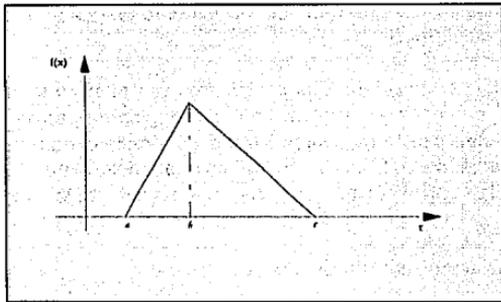


Figura 4.5 Distribución triangular

Parámetros

Media: $\frac{(a+b+c)}{3}$

Varianza:

$$\frac{(a^2 + b^2 + c^2 - ab - ac - bc)}{18}$$

La distribución triangular es también ampliamente utilizada al introducir riesgo en proyectos de inversión a través de un método de simulación. Cualquier variable aleatoria en la que se puedan estimar los tres valores básicos y siga la forma de un triángulo puede ser representada por medio de una distribución triangular.

Entre las distribuciones discretas es conveniente mencionar:

Distribución Binomial

La distribución binomial es una distribución de probabilidad discreta que describe la probabilidad de un resultado en un número definido de ensayos Bernoulli independientes.

Se dice que una variable aleatoria X tiene una distribución binomial si su distribución de probabilidad puede escribirse como:

$$P(x) = \frac{n!}{x!(n-x)!} p^x (1-p)^{n-x}$$

Parámetros:

Media: $(n)(p)$

Varianza: $(n)(p)(1-p)$

$n!, x!, (n-x)!$: Son llamados factoriales y son el producto de los enteros desde 1 a n , 1 hasta x y 1 hasta $(n-x)$, respectivamente.

En la ecuación de probabilidad binomial se consideran los parámetros n = número total de ensayos y p = probabilidad de éxito en cualquier ensayo, una vez elegido un camino existen dos posibles resultados que se clasifican como éxitos o fracasos, donde cada uno de los ensayos es un evento independiente del otro. El objetivo es determinar la probabilidad de obtener exactamente $X = x$ éxitos en los n ensayos, bajo las suposiciones:

- La probabilidad de éxito p permanece constante para cada ensayo.
- Los n ensayos son independientes entre sí.

Para el uso en la exploración petrolera la distribución puede ser usada bajo ciertas condiciones al calcular las probabilidades de un número dado de descubrimientos en un programa múltiple de perforación de pozos.

Distribución Hipergeométrica

Es una distribución discreta la cual no presume independencia en cada ensayo. Su condición fundamental es el muestreo sin reemplazo. Su distribución de probabilidad se puede describir como:

$$p(x) = \frac{\binom{r}{x} \binom{N-r}{n-x}}{\binom{N}{n}}$$

Con $x = 0, 1, \dots, n$ y sujeto a

$$x \leq r$$

$$n - x \leq N - r$$

Parámetros

Media: $\frac{nr}{N}$

Varianza: $n \left(\frac{r}{N} \right) \left(\frac{N-r}{N} \right) \left(\frac{N-n}{N-1} \right)$

Esta distribución es importante para calcular probabilidades de varios resultados de un programa multipozos de exploración donde solamente hay un número limitado de proyectos viables.

Cuando el espacio muestral de resultados es definido como todos los proyectos de exploración en una cuenca, ésta condición de dependencia se aplica en todos los casos. Es una verdadera representación de la perforación de una secuencia de pozos.

Nota:

$$\binom{r}{x} = C_x^r = \frac{r!}{x!(r-x)!}$$

4.3 ANALISIS PROBABILISTICO Y DE RIESGO

Las distribuciones de probabilidad asociadas a los proyectos petroleros en la etapa de exploración se encaminan a la obtención de probabilidades de éxito en el descubrimiento de reservas (evaluación potencial) y al cálculo de las reservas recuperables (incorporación de reservas). Este éxito se fundamenta en cuatro variables aleatorias o factores considerados como elementos independientes por lo que la probabilidad de éxito en el descubrimientos de hidrocarburos se define como el producto de todas las probabilidades de cada factor.

En la etapa de evaluación potencial como ya se había mencionado se realizan investigaciones geológicas y geofísicas que ayudan a determinar la presencia o ausencia de hidrocarburos en una zona. Toda esta información es representada como una probabilidad asociada a un resultado y se resume mediante la siguiente fórmula:

$$P_e = P_t * P_y * P_g * P_m$$

En donde,

P_e : La probabilidad de descubrimiento de hidrocarburos.

P_t : La probabilidad asociada a la integración de la trampa.

P_y : La probabilidad asociada a la adecuación del yacimiento.

P_g : La probabilidad asociada a la roca generadora.

P_m : La probabilidad asociada a la migración y sincronización.

Una vez realizado un descubrimiento en una zona específica es posible asociar nuevos factores probabilísticos afectados por la probabilidad de éxito anterior, es decir, las probabilidades en cada una de las zonas perforadas donde se ha descubierto el hidrocarburo afecta directamente y proporcionalmente a las zonas más cercanas a la primera con lo que se demuestra que las probabilidades del éxito en el descubrimiento de hidrocarburos cambian continuamente.

El éxito en la perforación se manifiesta con la presencia de petróleo en un pozo, ahora bien es necesario conocer el volumen recuperable de aceite o gas contenido en el. Este

volumen se denomina reserva y se mide en barriles de petróleo para el caso del aceite o en Pies Cúbicos para el caso del gas.

Un área con un espesor o profundidad ($A \cdot h$) específicas definen un volumen de roca denominado estructura, la cual contiene cierto porcentaje de poros (ϕ). Los poros están saturados de fluidos tales como agua (S_{iw}) e hidrocarburos ($1 - S_{iw}$) como son el aceite y o gas. Durante la perforación de un pozo exploratorio en el que se han encontrado hidrocarburos se va analizando de manera simultánea el factor o posibilidad de su extracción o recuperación (F_r). Este volumen de reserva se encuentra por debajo de la tierra y durante la extracción disminuye al llegar a la superficie, conforme se presente una liberación de gas originada por las variaciones de presión y temperatura.

Entonces el cálculo del tamaño de una posible reserva a descubrir se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_{c.reserva} = \frac{(A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{iw}) \cdot F_r \cdot c)}{B}$$

Donde,

A : Area (km.²)

h : Espesor (M)

ϕ : Porosidad (%)

S_{iw} : Saturación de Agua

c : Constante para convertir unidades 6.29 para aceite (Barriles / M³)
35.31 para gas (Pie³/M³)

F_r : Factor de recuperación

B : Factor de Volumen

El análisis de exploración con riesgo puede resolverse de varias formas pero dado que la misma naturaleza probabilística del problema requiere que los factores que lo integran se manejen como variables aleatorias que siguen una distribución de probabilidad, se hace necesario el uso de una técnica de simulación de apoyo que permita obtener resultados de manera rápida y precisa.

4.4 SIMULACION

"La simulación de un sistema o un organismo es la operación de un modelo el cual es una representación del sistema u organismo. El modelo puede ser manipulado en formas que serían imposibles, demasiado caras, o imprácticas en la entidad real. La operación del modelo puede ser estudiada para inferir propiedades concernientes al sistema real".⁵

La técnica de simulación es cada día una de las más aceptadas debido a que resulta más sencilla de comprender que un método analítico y a que el uso de la computadora simplifica el tiempo requerido para cálculos aún tratándose del manejo de grandes volúmenes de información.

Un modelo de simulación describe el comportamiento de un sistema a través del tiempo y su utilización requiere del ordenamiento en fases lógicas para la obtención de resultados. El diagrama muestra los elementos indispensables en cualquier simulación:

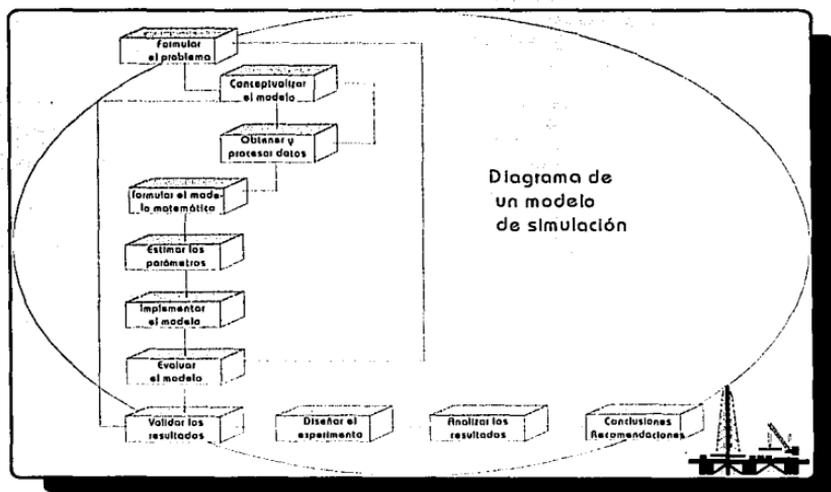


Figura 4.6 Diagrama para la construcción de un modelo de simulación

En general la figura 4.6 dice que la simulación es una técnica perfectamente ordenada la cual parte siempre de:

⁵ González Videgaray MariCarmen. Modelos y simulación. Pag.7

- 1) Formular el Problema: Consiste en establecer los objetivos del experimento, así como las necesidades y limitaciones del sistema de estudio.
- 2) Conceptualizar el modelo: Crear una descripción matemática precisa del mismo.
- 3) Obtener y procesar los datos: Los datos recopilados deben ordenarse lógicamente para un estudio más detallado.
- 4) Formular el modelo matemático: Consiste la especificación de los componentes, variables y parámetros, así como las relaciones funcionales existentes.
- 5) Estimar los parámetros: Generalmente los parámetros no pueden ser conocidos con absoluta certeza, sino que se deben estimar a partir de una muestra.
- 6) Implementar el modelo: Realizar un programa en computadora.
- 7) Evaluar el modelo: Debe evaluarse la significancia de los parámetros del modelo, sus medias y sus varianzas, así como un juicio sobre la adecuación del modelo con ayuda de algunas pruebas de bondad de ajuste.
- 8) Validar resultados: Utilizar datos históricos, cotejar resultados pronosticados o bien validar por medio del juicio y la intuición del analista.
- 9) Diseñar el experimento: Los resultados se utilizan para obtener inferencias estadísticas que permitan diseñar mejores experimentos.
- 10) Analizar los resultados. Consiste en el análisis de los resultados generados por el modelo. A partir de una recolección de datos simulados y de un análisis de sensibilidad del modelo.
- 11) Conclusiones y recomendaciones: Se determinan los aportes principales de la simulación y se sugieren algunos puntos para complementar el modelo.

El objetivo de la simulación en proyectos petroleros es el determinar la función de distribución de un prospecto de perforación propuesto. Usando simulación podemos considerar las variables relevantes con sus combinaciones más críticas. Además mediante la simulación es posible describir riesgo e incertidumbre como un rango de distribución de valores posibles para cada factor desconocido como una media discreta y un valor más probable.

La utilización de la técnica de simulación permite manejar el problema ante situaciones inciertas y que en realidad son poco probables permitiendo entonces diseñar estrategias ante los casos más imprevistos, estrategias que finalmente nos proporcionan la seguridad de contar con un sistema confiable.

4.5 METODO DE MONTECARLO

Generalmente cuando se habla de un modelo de simulación erróneamente se relaciona con el método de Montecarlo, pero el método de Montecarlo no es propiamente o completamente una simulación que abarque todos los puntos que se describieron en el diagrama anterior.

El método de Montecarlo es un proceso que permite elegir valores muestrales a partir de una distribución probabilística de variables aleatorias Para luego utilizar estos valores como entradas a otros procesos operativos de un modelo de simulación. Es importante notar que el factor tiempo no interviene en este método.

La simulación de variables aleatorias es indispensable en situaciones en las que se requiere de algún tipo de muestreo que por otros métodos prácticamente resulta imposible, como es el caso de resultados para sucesos que aún no ocurren.

En general, el método se compone de un algoritmo que es estructuralmente sencillo. Consiste de la generación de algunas observaciones aleatorias a partir de la distribución bajo consideración. Esta prueba se repite N veces de modo que cada experimento sea independiente de los restantes y después se toma el promedio de éstas observaciones para estimar la media de los experimentos.

El error en el método consiste en la proporcionalidad a la magnitud $\sqrt{D/N}$, donde D es una constante y N es el número de pruebas.

Claramente se puede ver que el método no proporciona resultados con un nivel de exactitud alto.

La técnica es relativamente sencilla en su concepto, únicamente se recomienda seguir los siguientes pasos:

- 1) Dibujar o tabular los datos de interés como una función de distribución acumulada con los valores de la variable en el eje x y las probabilidades de 0 a 1 dibujados en el eje y.

- 2) Generar un número aleatorio entre 0 y 1 por medio de un generador de números aleatorios.
- 3) Proyectar horizontalmente el punto en el eje y correspondiente a su número aleatorio hasta que la proyección intercepte la curva acumulada.
- 4) Proyectar bajo de este punto la intersección en la curva con el eje x.
- 5) Escribir abajo el valor de x correspondiente a este punto de intersección. Este valor de x es tomado como el valor muestreado.
- 6) Repetir los pasos 2 al 6 hasta que suficientes variables aleatorias hayan sido generadas.

La generación de números aleatorios a partir de variables aleatorias permite encontrar una distribución a partir de las frecuencias relativas generadas por el método de Montecarlo. La ventaja que se tiene es la información puede ser leída y puede asociársele una función de distribución a partir del histograma de frecuencias generado.

Una de las partes más importantes de la simulación es sin duda la referente a la evaluación del modelo. En el método de Montecarlo esta evaluación se realiza después de que se ha asociado a los resultados obtenidos una función de distribución. Para probar que efectivamente estos resultados se ajustan a una distribución teórica se recurre a la utilización de ciertas pruebas estadísticas diseñadas especialmente para ello. A continuación se muestra una de las pruebas más importantes en este sentido.

Prueba Ji-cuadrada de Bondad de Ajuste

Es posible emplear diversas pruebas estadísticas para probar la bondad de ajuste de un distribución teórica a un conjunto determinado de datos. Entre las más utilizadas se encuentra la prueba ji cuadrada χ^2 . Esta prueba pretende determinar si existe diferencia significativa entre las frecuencias esperadas (las que se basan en la distribución teórica) y las frecuencias reales (los datos). Los pasos que se utilizan en el proceso de prueba son los siguientes:

- 1) Plantear la hipótesis de prueba, H_0 , que señala que los datos observados se extrajeron de una población que puede describirse a través de una distribución teórica conocida.

- 2) Plantear la hipótesis alternativa, H_1 , que indica que los datos observados no se extrajeron de la población teórica.
- 3) Identificar el nivel de significación, α , con el que se llevará a cabo la prueba.
- 4) Utilizar el siguiente estadístico de prueba.

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{[n_i - np_i]^2}{np_i}$$

Donde,

χ^2 : Valor calculado de χ^2

n_i : Frecuencia observada de i

np_i : Frecuencia esperada de i

Con k clases exhaustivas y mutuamente excluyentes y $k-r-1$ grados de libertad donde r es el número de parámetros que se esta tratando de estimar.

- 5) Probar que si la χ^2 calculada es mayor que la χ^2 de tablas entonces se rechaza H_0 . Si la χ^2 calculada es menor igual que la χ^2 de tablas entonces no se rechaza H_0 .

La manipulación de datos para la obtención de la probabilidad de éxito en el descubrimiento de hidrocarburos y el análisis estadístico para la estimación del riesgo asociado a los proyectos petroleros en su etapa de exploración, se encaminan a la determinación de un tamaño de reserva probable en existencia para un prospecto. Esta estimación se logra con el uso de algunas técnicas como la simulación que permiten describir un factor desconocido (en este caso un tamaño de reserva) como una función de distribución de probabilidad.

En la siguiente sección se revisan algunos conceptos y cálculos básicos en ingeniería petrolera necesarios para el establecimiento de un programa de producción probabilístico que permitan la explotación de la reserva calculada.

4.6 INGENIERIA PETROLERA

Los datos históricos y estadísticos han demostrado que una vez encontrado un pozo con reserva existente es posible afirmar que el éxito en la perforación de pozos subsecuentes es mayor o igual a un 70% , y que la probabilidades de éxito o fracaso cambian después de que cada pozo ha sido perforado, con lo que es fácil concluir que la secuencia de perforar pozos petroleros en una misma zona son eventos dependientes de los anteriores.

En general una vez hecho un descubrimiento en el pozo exploratorio y medido el volumen de los hidrocarburos en existencia probable para ese campo es necesario determinar el número de pozos requeridos para la extracción de hidrocarburos en un tiempo definido.

Durante el periodo de extracción del petróleo y gas, el volumen contenido en el yacimiento comienza a disminuir en proporción directa al volumen extraído en el tiempo definido mientras que la producción sea rentable, es decir que los costos de producción no superen a las utilidades obtenidas de los hidrocarburos (Fig.4.7).

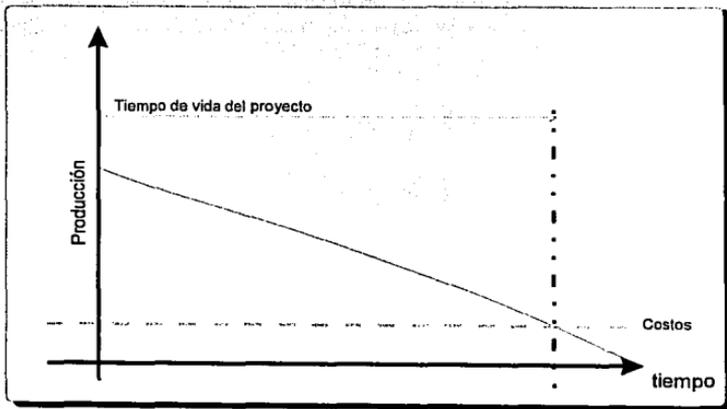


Figura 4.7 Tiempo de vida de un proyecto petrolero

La pendiente que sigue la recta de producción se conoce con el nombre de Tasa de Declinación Exponencial y no es más que la proporción en la que la producción se decrementa. La declinación exponencial se lleva a cabo mientras que el yacimiento

contenga aún hidrocarburos, sin embargo, en términos económicos un yacimiento se explota hasta que la producción sea rentable no importando si el yacimiento aún cuenta con reservas. A este periodo se le conoce como el tiempo de vida del proyecto. La siguiente fórmula describe el cálculo de la tasa de declinación exponencial anual.

$$a = \frac{\ln(q_1 / q_2)}{t}$$

Donde,

a : Tasa de declinación exponencial anual.

q_1 : Producción Inicial anual (BPCE).

q_2 : Tasa de abandono anual (BPCE).

t : Tiempo.

*Producción Inicial (BPCE) = (Producción Aceite (BD) + (Producción gas (MMP³ * 200 (BPCE))) * 365*

En la fórmula la producción inicial representa la producción promedio del pozo exploratorio con la suma del gasto inicial de aceite más el gasto inicial de gas multiplicado por 200 que es el factor de conversión de unidades de pies cúbicos (P³) de gas a barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE).

Este factor proviene de la siguiente equivalencia:

$$1000000 P^3 \cdot gas \left(\frac{1 BPCE}{5000 P^3} \right) = \frac{1000}{5} = 200 BPCE$$

La tasa de abandono es la producción mínima rentable del proyecto, que gráficamente se encuentra representada por la intersección entre la producción declinada y los costos de producción (ver fig. 4.7).

El horizonte de estudio es el espacio de tiempo en años en el cual se pretende desarrollar el proyecto, este periodo no necesariamente tiene que ser igual al tiempo de vida (ver fig. 4.8).

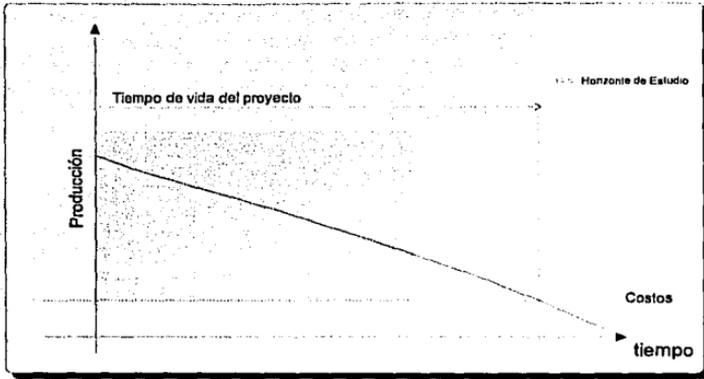


Figura 4.8 Horizonte de estudio de un proyecto petrolero

El cálculo de reservas recuperables por pozo se lleva a cabo mediante la fórmula:

$$RRP = \frac{1}{a} * (q_1 - q_2)$$

Donde,

RRP : Reservas Recuperables por Pozo.

q_1 : Producción Inicial anual (BPCE).

q_2 : Tasa de abandono anual (BPCE).

a : Tasa de declinación exponencial anual.

Para la obtención del número de pozos:

$$NP = \frac{R}{RRP} \cdot BPCE$$

Donde,

NP : Número de pozos.

R : Volumen de la reserva total (BPCE).

RRP : Reservas Recuperables por Pozo.

El cálculo del número de pozos necesarios para la extracción de las reservas es básico antes de iniciar el diseño del desarrollo del campo. Este desarrollo comprende el establecimiento de programas de inversión y producción. El programa de producción en forma gráfica sirve para la realización de un análisis sobre el comportamiento del yacimiento con respecto de el volumen de reserva extraído (fig. 4.9).

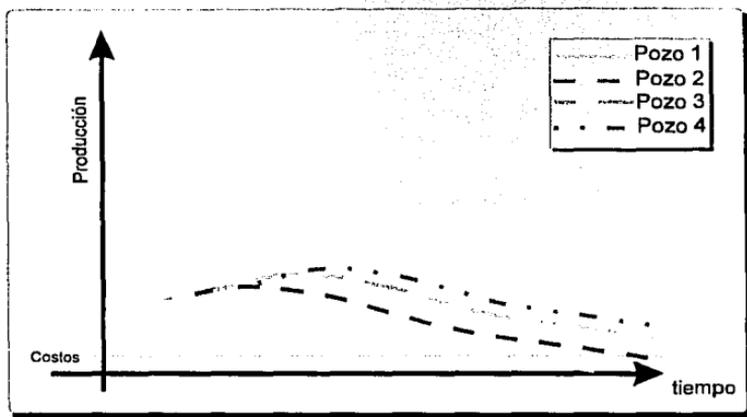


Figura 4.9 Declinación en la explotación de hidrocarburos

El programa de producción es especificado de acuerdo a las necesidades del hidrocarburo en tiempo y en volumen así como a las capacidades de extracción y de transporte del mismo.

El desarrollo de las distribuciones de probabilidad se realiza no sólo para la obtención de un tamaño de reserva estimado, sino también para la cuantificación del rendimiento esperado del proyecto. Esta evaluación se realiza con ayuda de algunas técnicas de análisis financiero. Entre las distribuciones de probabilidad que más se obtienen en una evaluación financiera, se encuentran las que corresponden al valor presente neto y a la tasa interna de rendimiento, por lo que es necesario detallar estos conceptos.

4.7 TECNICAS DE ANALISIS FINANCIERO

En general es posible describir un proyecto de inversión en forma detallada mediante un gráfico de flujos de dinero (fig. 4.10), donde se muestra la magnitud y los momentos en que deben hacerse los egresos(\downarrow), y asimismo señala los momentos en el que el proyecto genera ingresos(\uparrow). La diferencia aritmética entre los ingresos y los egresos se conocen también con el nombre de flujos de efectivo neto.

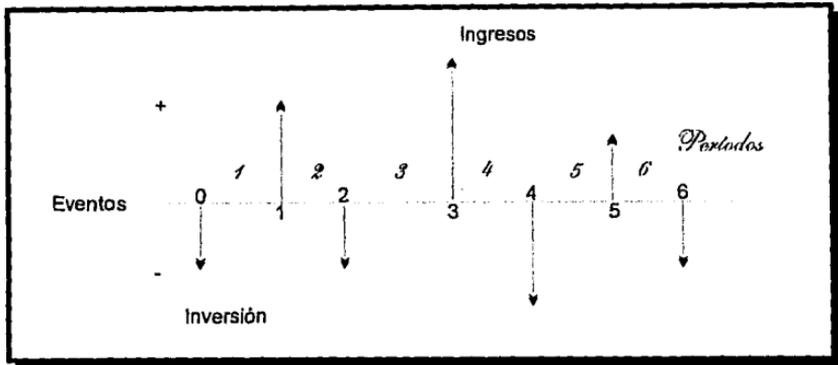


Figura. 4.10 Proyecto de Inversión

El ordenamiento y posicionamiento de los flujos de efectivo se lleva a cabo sobre ciertas convenciones y criterios que obedecen a la separación del periodo de tiempo en su forma de eventos. Un evento por definición marca el inicio y fin de un periodo. Más claramente, si una inversión se realiza durante el primer periodo de tiempo el monto correspondiente se colocará en el evento 0. En forma contraria cualquier ingreso se posiciona al final del periodo al que corresponda, por ejemplo, si los ingresos se reciben igualmente en el primer periodo, éstos deben posicionarse en el evento 1. Este último criterio se sigue para el caso de costos de operación y de impuestos.

El fundamento de esta lógica es fácil de entender. No se puede pensar en egresos e ingresos al mismo tiempo tiene que existir un lapso de tiempo entre la inversión original, la operación y su consecuente retribución en forma de ingresos. Como resumen un proyecto de inversión se puede representar como una serie de flujos de efectivo ubicados en el tiempo, bien positivos, negativos o nulos. Los flujos de efectivo pueden ser expresados en términos constantes o bien aplicárseles alguna tasa inflacionaria o de interés. En el caso particular de los proyectos petroleros se consideran flujos constantes.

Lamentablemente la descripción gráfica no se considera como una base firme en la toma de decisiones ya que no muestra completamente todos los factores que alteran en un momento dado una inversión tales como riesgos y tasas de interés.

El análisis de decisiones incorpora el elemento de riesgo e incertidumbre de manera cuantitativa y provee de medios para incorporar las dimensiones del riesgo dentro de una estrategia de decisiones bajo incertidumbre, valiéndose de ciertas técnicas que permitan realizar un análisis económico y financiero a futuro.

Estas técnicas se utilizan para medir la bondad económica de los proyectos de inversión, representadas principalmente por los índices financieros que permiten medir la rentabilidad o el rendimiento del mismo en comparación con la tasa de mercado o a alguna otra tasa de referencia. Sólo mediante la comparación de los intereses ganados sobre cierta cantidad invertida a la tasa de mercado en algún instrumento financiero, contra la ganancia producida al invertir dicha cantidad en un proyecto, se puede ver cuando un proyecto es atractivo y en qué medida debe ser capaz de retribuir ampliamente el costo de la inversión en comparación con la tasa de mercado. Para realizar una evaluación de este tipo se utiliza el método de la tasa interna de retorno o rendimiento.

Existen índices que miden la bondad económica de un proyecto de inversión tales como: el valor presente neto, el costo anual equivalente y la relación costo-beneficio. Aunque el método del valor presente y la tasa interna de rendimiento son equivalentes, la selección de cuando emplearlos dependerá del problema a analizar y de cuál proporcione los resultados en una forma sencilla para su comprensión.

Para obtener cualquiera de estos indicadores se deben conocer primeramente:

- El flujo de efectivo neto: Diferencia entre los flujos de egresos (salidas de efectivo) y los flujos de ingresos (entradas de efectivo) de un proyecto en un horizonte de tiempo determinado.
- Tasa de descuento: Es la tasa de rendimiento base de la empresa y se utiliza para descontar los flujos de efectivo del proyecto a través del tiempo.
- Horizonte de estudio: Es el periodo de tiempo que será contemplado para el análisis del proyecto y básicamente estará definido por el efecto del tiempo sobre la precisión de los pronósticos de gastos e ingresos, el esfuerzo requerido para obtenerlos y la relevancia de estas cantidades al ser traídas a valor presente.

Los flujos de efectivo generados por un proyecto petrolero se componen principalmente de los ingresos obtenidos de la venta de hidrocarburos, y los gastos de capital contraídos durante la etapa de exploración así como costos de producción. Su evaluación económica es esencialmente una previsión del perfil de producción a corto y a largo plazo. El capital invertido en las plataformas, la construcción de las instalaciones y la perforación de pozos, constituyen en esencia los gastos de capital; que para fines de evaluación económica reciben un tratamiento distinto según la etapa en la que se realizaron.

Existen también los costos técnicos que se evalúan a partir de los costos y características de otros proyectos ya realizados actualizándolos mediante un ajuste en función de la capacidad de las instalaciones y otros factores del nuevo proyecto que hacen que las entradas de un modelo de flujo de efectivo sean estimaciones y se encuentren afectadas por el riesgo y la incertidumbre.

Dado que el análisis del valor económico de un proyecto petrolero en caso de descubrimiento es muy complejo siempre será más apropiado crear modelos detallados que lo describan, tal sería el caso de un modelo de flujo de efectivo en donde, los insumos son un conjunto de valores de parámetros (reservas, inversiones, costos de operación, perfil de producción, precio del petróleo) que definen un escenario; los resultados son la representación de la transformación de algunas variables a través del tiempo (ingresos, derechos, impuestos, y otros flujos de efectivo), y los indicadores económicos que se calculan a partir de esas variables (flujo actualizado (VPN), periodo de recuperación de las inversiones, y su tasa interna de rendimiento(TIR)).

4.7.1 Valor Presente Neto

El método del valor presente es uno de los criterios económicos más recomendados y utilizados actualmente. Por definición el VPN de un proyecto de inversión es el valor medido en dinero de hoy, o es el equivalente en monedas actuales de todos los ingresos y egresos presentes y futuros que integran el proyecto. Constituye el valor de oportunidad en pesos actuales de la alternativa. Si este valor es positivo, representa las ganancias extraordinarias, si es negativo representa lo que cuesta comprometerse en un proyecto.

De sus características principales se pueden destacar:

- Arroja un sólo resultado.
- Puede asumir un valor positivo, nulo o negativo.
- Depende de la tasa de interés que se utiliza.

De la consideración de estas tres características se desprende el criterio de decisión a seguir.

El valor presente neto de una propuesta de Inversión, sin considerar inflación, se calcula con la siguiente expresión:

$$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{x_j}{(1+i)^j}$$

Donde,

VPN : Valor Presente Neto.

x_j : Flujo de efectivo neto del periodo j .

n : Tiempo.

i : Tasa de descuento.

De la idea de desfaseamiento de los flujos de efectivo en un proyecto de inversión. Se impone necesariamente la consideración de realizar en primera instancia un egreso o inversión inicial con signo negativo. Lo que significa:

$$VPN = -x_0 + \sum_{j=1}^n \frac{x_j}{(1+i)^j}$$

Donde,

x_0 : Inversión Inicial.

Si suponemos que los flujos de efectivo son estimaciones en vez de valores ciertos, entonces x_j se convierte en una variable aleatoria que representa el flujo de efectivo neto del periodo j y cuya media y varianza son μ_j y σ_j^2 respectivamente.

La fórmula puede ser representada más particularmente como:

$$VPN = -x_0 + \frac{1}{(1+i)}x_1 + \frac{1}{(1+i)^2}x_2 + \dots + \frac{1}{(1+i)^n}x_n$$

Pero si

$$C_j = \begin{cases} -1 & \text{si } j=0 \\ \frac{1}{(1+i)^j} & \text{si } j=1,2,\dots,n \end{cases}$$

Entonces la ecuación se transforma en:

$$VPN = C_0X_0 + C_1X_1 + \dots + C_nX_n = \sum_{j=0}^n C_jX_j$$

Donde el valor presente neto en lugar de ser una constante es una variable aleatoria. Por consiguiente, el procedimiento usual sería determinar la media y la varianza del valor presente. Puesto que el valor esperado de una suma de variables aleatorias es dado por la suma de valores esperados de cada variable, entonces, el valor esperado del valor presente está dado por,

$$E(VPN) = \sum_{j=0}^n C_j E(X_j) = \sum_{j=0}^n C_j \mu_j \quad [1]$$

Para determinar la varianza del valor presente, se considera que x_0, x_1, \dots, x_n son variables aleatorias independientes. Por consiguiente y de acuerdo con el teorema del límite central⁶, el VPN está normalmente distribuido, donde la media se representa por la fórmula [1] y su varianza,

$$VAR(VPN) = \sum_{j=0}^n C_j^2 \sigma_j^2$$

⁶ Ver Anexo I

El conocimiento de la probabilidad de éxito nos lleva la consecuente eliminación del supuesto desconocimiento de una variable aleatoria, como sería el caso de los flujos de efectivo y por ende evitar el uso de medias y varianzas. Una forma de justificar esta determinación sería a partir de la misma definición de Valor Esperado.

De la definición de Valor esperado de una variable aleatoria X se tiene:

Definición:

Sea X una variable aleatoria discreta con valores posibles x_0, x_1, \dots, x_n . Sea $p(x_i) = P(X = x_i), i = 1, 2, \dots, n$. El valor esperado de X (esperanza matemática de X) denotada por $E(X)$, se define como

$$E(X) = \sum_{i=1}^n x_i p(x_i)$$

La variable X es una función de un espacio muestral S. Por lo tanto únicamente nos interesa conocer las probabilidades definidas en él, es decir conocer los resultados de $s \in S$ si S es finito. Como $x_i = X(s)$ para $s \in S$ y como $p(x_i) = P[s: X(s) = x_i]$, entonces es posible definir

$$E(X) = \sum_{i=1}^n x_i p(x_i) = \sum_{s \in S} X(s) P(s),$$

en donde $P(s)$ es la probabilidad del suceso $\{s\} \subset S$ ó bien la distribución de probabilidad asociada a $P(s)$.

Retomando el concepto de Valor presente neto como una variable aleatoria (X) a la que se asocia una probabilidad (P) en un espacio muestral de tamaño n es posible realizar la siguientes sustituciones a partir de la ecuación anterior.

$$E(VPN) = \sum_{i=0}^n VPN_i P_i$$

El concepto de Valor Esperado ó Valor Monetario Esperado, como un método de combinación de probabilidad con estimación cuantitativa de riesgo, se utiliza en todo estudio en el que se requiera tomar decisiones bajo incertidumbre.

Existen dos definiciones para comprender el concepto de valor esperado:

Valor esperado de un resultado: El producto obtenido por la multiplicación de probabilidad de ocurrencias de el resultado y el valor condicional que es recibido si el resultado ocurre.

El valor recibido si un resultado ocurre puede ser expresado de varias formas ganancia y pérdida monetaria y etc. Para el caso especial donde los valores recibidos son expresados como ganancia monetaria o pérdida es usualmente llamado valor monetario esperado.

Valor Esperado de una decisión complementaria: La suma algebraica de los valores esperados de cada posible resultado que puede ocurrir si la decisión complementaria es aceptada.

En términos de probabilidades el valor monetario esperado se encuentra condicionado a un resultado u ocurrencia en particular, con lo que entonces se puede hablar de un valor monetario esperado condicional.

En general el cálculo del valor monetario esperado se compone de la suma de los dos alternativas existentes. Por ejemplo si una decisión involucra dos alternativas donde: la alternativa 1 es ganar y su complementaria o alternativa 2 es perder, gráficamente estas alternativas se ven como (fig. 4.11):

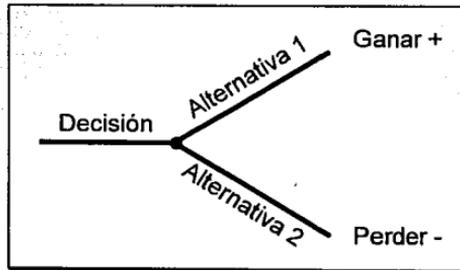


Figura. 4.11 Alternativas del VME para la alternativa 1 y alternativa 2

Y retomando la definición de Valor Monetario Esperado tenemos que:

$$VME = \sum_{j=1}^n (VPN_j)(P_j)$$

Donde

P_j : Probabilidad asociada al resultado j.

VPN_j : Valor condicional del VPN para el evento j.

y en particular (tabla 4.2):

Resultado	Valor Condicional VPN	Probabilidad Asociada	Valor Monetario Esperado
1	VPN_1	P_1	$(VPN_1)(P_1)$
2	VPN_2	P_2	$(VPN_2)(P_2)$
·			
n	VPN_n	P_n	$(VPN_n)(P_n)$

$$VME = \sum_{j=1}^n (VPN_j)(P_j)$$

Tabla 4.2 Cálculo del Valor Monetario Esperado

Regla de Decisión Del Valor Monetario Esperado:

Seleccionamos la alternativa que tenga el más positivo valor monetario esperado. La regla de decisión en proyectos de inversión puede ser considerada para cualquier número de resultados, en donde pueden existir cualquier número de alternativas de decisión, y donde existen varias opciones para expresar los valores condicionales, como son pérdidas y ganancias antes y después de impuestos, éstos generalmente representados como el valor presente neto de la inversión y la probabilidades asociadas al éxito o fracaso de un resultado específico.

En general el cálculo del valor esperado se realiza con los siguientes pasos:

- 1) Definir las alternativas de decisión y los posibles resultados.
- 2) Determinar numéricamente las probabilidades de ocurrencia para cada resultado.
- 3) Calcular el Valor monetario condicional o pérdida para cada resultado.
- 4) Multiplicar las probabilidades de ocurrencia de cada resultado por valores monetarios.
- 5) Calcular la suma algebraica de los valores monetarios esperados para todos los posibles resultados en el campo de los parámetros de decisión del VME de decisión alternativa.
- 6) Seleccionar la alternativa que maximice el VME.

4.7.2 Tasa Interna de Rendimiento

Es la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, como se trata del interés que gana el dinero mientras permanece invertido en el proyecto, se le da el nombre de tasa interna de rendimiento, o simplemente TIR.

La fórmula general es:

$$\sum_{j=0}^n \frac{x_j}{(1+i^*)^j} = 0$$

Donde,

- x_j : Flujo de efectivo neto del periodo j .
- n : Tiempo.
- i : Tasa de descuento.

Entonces la expresión anterior implica que cuando se calcula la tasa interna de rendimiento, lo que en realidad se hace es buscar el valor de i , que hace cero la

sumatoria. Entonces como esta suma es un polinomio de grado n , la incógnita es $\left(\frac{1}{1+i}\right)$ y la TIR es una de las raíces positivas de este polinomio.

La regla de Descartes indica que todo polinomio de grado n tiene un número de raíces igual a su grado y aunque muchas de ellas coinciden, existe un máximo de raíces diferentes, igual a la cantidad de veces que se producen cambios de signo entre miembros sucesivos del polinomio. Si se tiene un proyecto en el que todas las inversiones anteceden a todos los ingresos, sólo surgirá un cambio de signo y existirá una sola raíz positiva y consecuentemente una sola TIR.

Cuando se trata de un polinomio de grado dos es posible encontrar la solución mediante el uso de la ecuación general para ecuaciones de segundo grado.

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Cuando n excede a 4 no es posible calcular la TIR por métodos analíticos y es necesario la utilización de algoritmos más complejos o bien utilizar algunos métodos numéricos como por ejemplo el método de aproximaciones sucesivas o el método de las secantes.

Para efectos prácticos se sugiere utilizar la Tasa Interna de Rendimiento siempre y cuando se asegure la existencia de una sola tasa.

En general la TIR es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero.

Algunas de las razones por las que llega a utilizarse preferentemente la TIR sobre el VPN son:

- 1) El factor riesgo puede visualizarse de manera más clara.
- 2) La tasa de rendimiento es más fácilmente entendida y aceptada.
- 3) Su cálculo no depende del costo de capital.

No obstante para el caso de proyectos petroleros siempre es más segura la utilización del método del VPN ya que el método del valor presente neto incorpora automáticamente el hecho de que los fondos liberados se reinvierten a la tasa de descuento del evaluador. Por otro lado la TIR no toma en cuenta lo que pasa con los fondos que se liberan y que, cuando se escoge con base a este índice, se está suponiendo implícitamente que los

fondos liberados se reinvierten a la tasa interna de rendimiento. Finalmente el método del valor presente tiende a ser el más preferido para utilizarse en situaciones en las que el comportamiento irregular de los flujos de efectivo, origina el fenómeno de múltiples tasas de rendimiento.

Existen tres nociones de rentabilidad que se deben tener claras para evitar posibles equivocaciones.

- (TIR) La tasa interna de rendimiento de un proyecto, que es una característica propia del mismo, independiente de las condiciones de quien evalúa el proyecto.
- La tasa de interés de oportunidad del evaluador (tasa de descuento). La tasa que el evaluador propone y que es independiente de las características del proyecto hasta el momento de la evaluación. La selección subjetiva de esta tasa impone la necesidad de reflexionar y justificar su utilización.
- La rentabilidad del proyecto. Es la noción de rentabilidad que buscan quienes toman las decisiones. Esta rentabilidad es el resultado de la interacción de la TIR y la tasa de interés de oportunidad del decisor.

Además de los indicadores económicos ya descritos, el análisis de decisiones para proyectos de alto riesgo se fundamenta en la relación proporcional existente entre ganancias y riesgos. Es decir, a mayor riesgo en una inversión se espera a cambio mayores ingresos.

El proceso de la toma de decisiones como pudo verse debe encontrarse bien fundamentado en una serie de consideraciones. Estas consideraciones generalmente se introducen a través de modelos matemáticos con la inclusión de riesgos e incertidumbres.

El estudio de los proyectos petroleros se inicia a partir de la estimación de valores probables para el descubrimiento de las reservas y la obtención de un tamaño probable en existencia, así como las probabilidades de éxito asociadas a este volumen por medio de distribuciones de probabilidad. Dado que los estudios necesarios en la realidad son muy caros se pretende realizar una simulación de tipo Montecarlo para representar todos los riesgos descritos. La medición o interpretación numérica se lleva a cabo por medio de las técnicas de análisis financiero. En la siguiente parte se procede a dar solución al problema planteado con ejemplificación de un caso real.

5. PROPUESTA DE SOLUCION

5.1 MODELO PARA LA EVALUACION BASADO EN TECNICAS DE ANALISIS DE RIESGO

El desarrollo y construcción del modelo se llevó a cabo con la integración de un grupo interdisciplinario de trabajo, especializado en el área de proyectos petroleros. Mi participación se encamina al desarrollo de una metodología fundamentada en bases matemáticas y en consideraciones específicas de la empresa que me fueron proporcionadas por este grupo. De igual manera se me asignó la tarea de adecuar las herramientas existentes y de construir otras nuevas para su posterior utilización en el proyecto.

El modelo se define como un sistema compuesto de subsistemas encadenados, con requerimientos de entradas procesos y salidas.

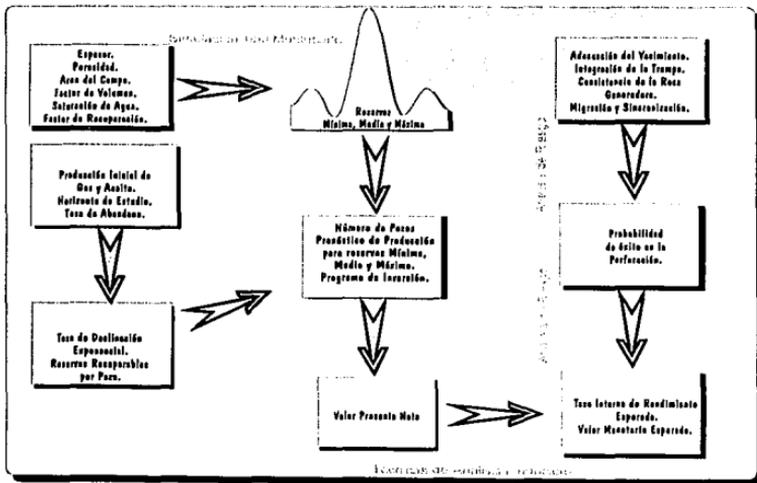


Figura 5.1 Representación del flujo de la información del sistema

En particular el punto de partida ocurre una vez hecho algún descubrimiento y consiste de tres partes principales las cuales se describen en forma general en los siguientes cuadros:

I DETERMINACION DE LA RECUPERACION DE RESERVAS

1. Obtener la probabilidad de éxito en el descubrimiento de reservas.
2. Obtener las distribuciones de los factores que afectan la recuperación de reservas.
3. Calcular las reservas recuperables

II DETERMINACION DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DE POZOS CON PRODUCCIONES INICIALES Y FUTURAS

1. Determinar el número de desarrollo de pozos a ser perforados.
2. Determinar el campo de producción inicial y el futuro programa de producción de campo.
3. Determinar el tamaño de los elementos para producción como plataformas ,entubados.

III EVALUACION FINANCIERA Y CALCULO DEL VME

1. Determinar el costo total de perforación y el costo por elementos de superficie (plataformas, tuberías ,etc).
2. Convertir la lista de producción a renta neta antes de impuestos y costos de operación.
3. Calcular el VPN para cada uno de los flujos de efectivo. Encontrando el VPN y el VME condicional.
4. Calcular el VME total.

5.2 PLANTEAMIENTO DEL MODELO COMO UN ARBOL DE DECISION

Para tener una visión más clara del problema se recomienda presentarlo gráficamente y una de las formas esquematizadas más comunes son los árboles de decisión. El concepto de árboles de decisión como una base para analizar y evaluar inversiones, hacen más explícito el proceso de toma de decisiones. A través de esta técnica se puede tener una mejor idea del panorama completo del proyecto de inversión, es decir, se captan mejor los diferentes cursos de acción y sus posibles eventos asociados, así como la magnitud de las inversiones que cada curso de acción origina.

A continuación se presenta el problema representado en un árbol de decisión general.

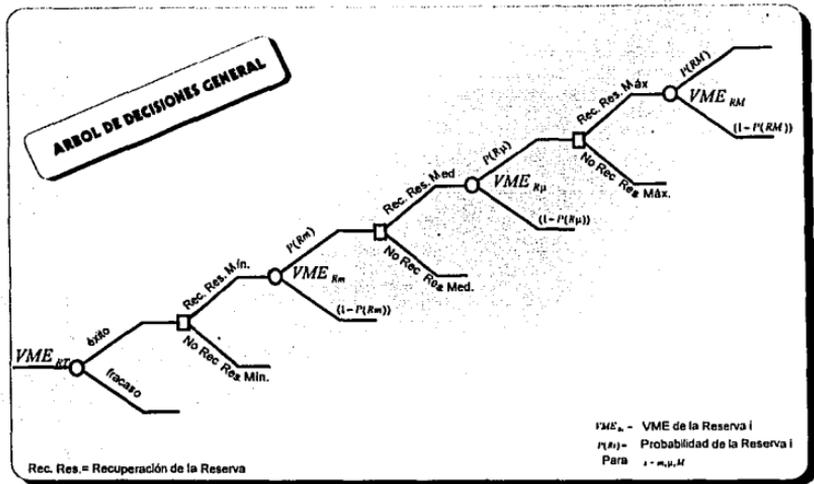


Figura 5.2 Representación del árbol de decisiones del proyecto Noyin Brecha.

Este árbol es la base metodológica que seguimos para el desarrollo del trabajo, ya que presenta en forma clara los criterios y las decisiones a tomar para cada una de las alternativas existentes, ya bien perforar o no, en una zona donde se ha comprobado la existencia del petróleo, y continuar los trabajos de perforación hasta recuperar el nivel establecido para cada uno de los escenarios con la inclusión del riesgo existente.

5.3 ANALISIS DE RIESGO

5.3.1 Estimación de la probabilidad de descubrimiento.

Para el desarrollo de una metodología así planteada se presenta la evaluación de un proyecto existente que cumple con los requisitos de considerarse de alto riesgo.

El campo Noyin se ubica en la Plataforma Continental del Golfo de México, los resultados arrojados durante el análisis exploratorio realizado en la Región Marina han permitido delimitar la zona geográfica y estimar un alto grado de seguridad de la existencia de hidrocarburos.

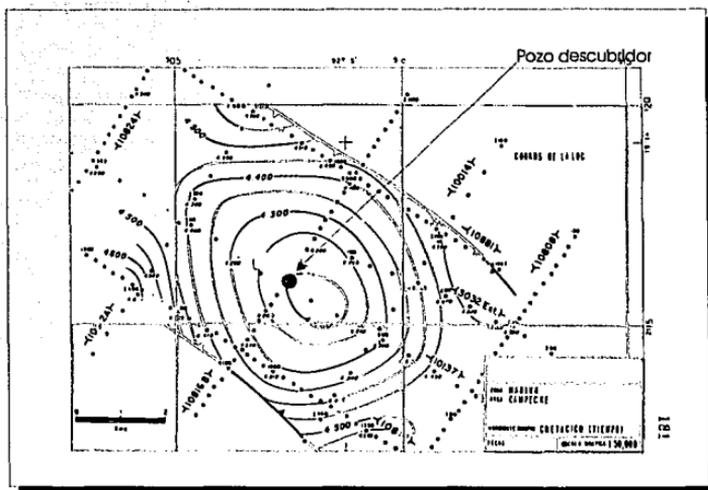


Figura 5.3 Localización geográfica del campo Noyin Brecha

La perforación del pozo exploratorio Noyin 1 han confirmado la presencia de los hidrocarburos. La figura 5.3 indica la localización geográfica del campo Noyin Brecha. El punto señalado con la flecha es el pozo descubridor (Noyin 1), las curvas que lo rodean son zonas con reservas probables, las líneas inclinadas que separan esta área representan fallas o fracturas del yacimiento. En el siguiente cuadro se presentan cada uno de los factores geológicos asociados a la probabilidad de éxito en la perforación para el pozo Noyin 1.

Integración de la trampa	1
Adecuación del Yacimiento	1
Consistencia de la roca generadora	1
Migración y Sincronización	1

Tabla 5.1 Niveles de probabilidad asociados al pozo exploratorio Noyin 1

De la fórmula

$$P_e = P_t * P_y * P_g * P_m$$

y sustituyendo valores de la tabla 5.1 con $P_t=1$, $P_y=1$, $P_g=1$, $P_m=1$, obtenemos que la probabilidad de éxito en la perforación es igual a 1.

La producción inicial observada del pozo es de 5100 Barriles por Día (BD) de aceite de 21 °API y 1.2 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas asociado.

Como consecuencia del éxito en la perforación del pozo exploratorio Noyin 1, la asignación de probabilidades para el resto del campo se realiza en forma subjetiva (más adelante se aclara este punto).

5.3.2 Estimación de reservas

La evaluación de un proyecto petrolero implica la asociación de un determinado número de variables aleatorias que siguen una distribución de probabilidad específica, cabe recordar que entre estas distribuciones las más utilizadas son: la distribución uniforme, la normal, la lognormal, la beta y la triangular entre otras. Si bien ya se han mencionado algunos factores que siguen esta distribución es necesario ahora reutilizar esas definiciones para la generación de números aleatorios que sigan el comportamiento correspondiente al de la variable aleatoria en cuestión. Para la estimación de reservas originales se utiliza el modelo de simulación tipo Montecarlo que permite manejar el riesgo asociado al volumen de la reserva.

La tabla 5.2 muestra los datos necesarios para generar los números aleatorios.

Area del Campo (Km2)	20.00	40.00	45.00
Espesor (m)	60.00	100.00	110.00
Porosidad (%)	3.00	7.00	15.00
Saturación de Agua (%)	10.00	29.00	40.00
Factor de Recuperación	0.15	0.20	0.22
Factor de Volúmen (m3/m3)	1.29	1.30	1.31

Tabla 5.2 Estimación mínima, más probable y máxima para el cálculo de la reserva del proyecto Noyin Brecha

Con ayuda del método de Montecarlo se simularon 999 números aleatorios que siguen una distribución triangular para cada uno de los parámetros anteriores.

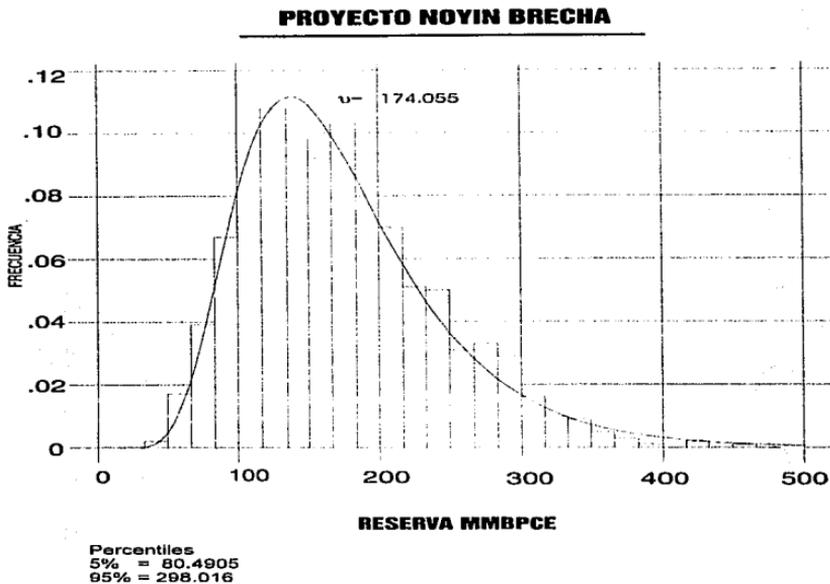
La estimación de la recuperación de reservas se llevó a cabo por medio de la fórmula:

$$Reserva = \frac{(A * h * \phi * (1 - S_{WV}) * Fr * c)}{B}$$

donde Reserva corresponde un vector de 999 datos

$$Reserva = \begin{bmatrix} R_1 \\ R_2 \\ R_3 \\ \vdots \\ R_n \end{bmatrix}$$

El vector de resultados se graficó ajustándose a una distribución lognormal.



Gráfica 5.1 Función de distribución de probabilidad

A simple vista es posible ver que efectivamente los resultados obtenidos para el volumen de reservas del proyecto Noyin Brecha se ajustan a una distribución Lognormal sesgada positiva. Después de la realización de un análisis estadístico se estimaron los parámetros $\hat{\mu}=174.055$ y $\hat{\sigma}=67.5441$.

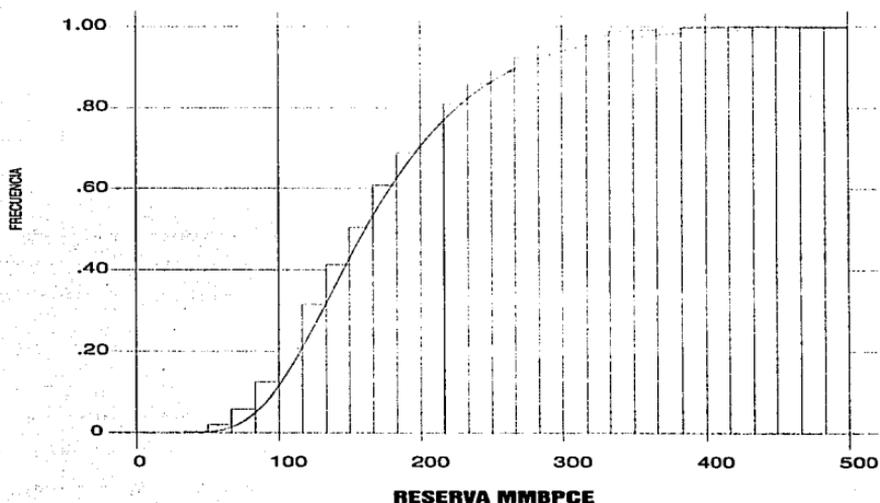
Para probar que los datos se ajustan a una distribución lognormal se realizaron las pruebas de bondad de ajuste de los datos con un nivel de significancia de 0.095%, en el paquete estadístico Statgraphics⁷. Los resultados arrojados nos dicen que no existe suficiente evidencia para desechar la hipótesis nula de que los datos se ajustan a una distribución lognormal.

⁷ Ver resultados de la prueba Ji-cuadrada en el anexo III

De igual forma se realizó una prueba de hipótesis para determinar el intervalo de confianza para la media.

La gráfica de distribución acumulada en este caso sirve para mostrar el aporte de cada uno de los intervalos a la función total a partir del punto inicial.

PROYECTO NOYIN BRECHA



Gráfica 5.2 Función de distribución acumulada

Debido a que los límites de una distribución lognormal tienden a $\pm\infty$ es necesario quitar esta información por considerarla despreciable en particular se eliminó la información menor al 5 percentil y la mayor al 95 percentil.

Hasta aquí la realización del análisis estadístico y la aplicación del método de Montecarlo se llevaron a cabo con la ayuda del paquete estadístico Statgraphics. La serie de estudios realizados durante la etapa exploratoria han arrojado una serie de elementos a partir de los cuales se puede estimar el riesgo asociado a cada uno de los distintos niveles de reservas mostrados por medio del siguiente árbol:

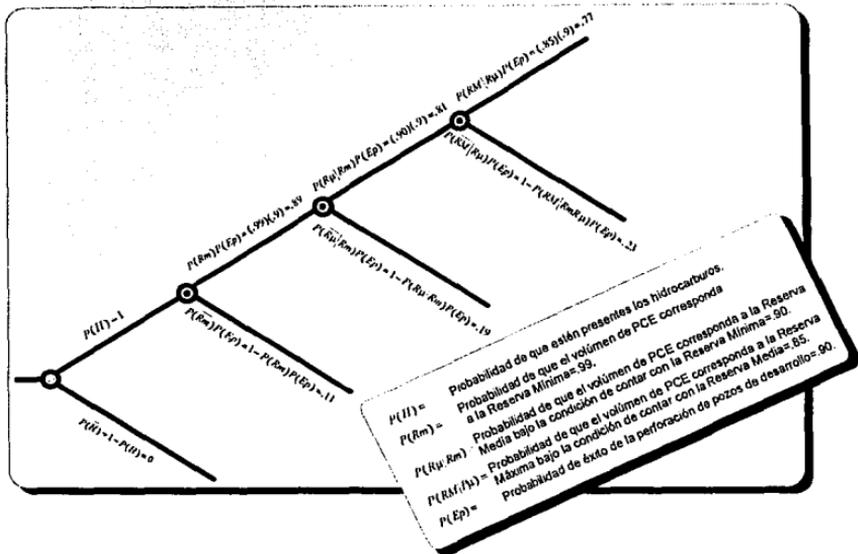


Figura 5.4 Árbol de probabilidades

La probabilidades manejadas para cada uno de los tamaños de la reserva y sus correspondientes probabilidades de éxito, nos fueron proporcionadas por los encargados de la exploración de la Región Marina. Estas estimaciones son el resumen de años de trabajo de un grupo de expertos y cuyo resultado se unifica con ayuda de ciertas técnicas como lo son las técnicas Delphi⁸.

Cada uno de los nodos muestra la probabilidad de ocurrencia para cada uno de los niveles de reserva estimados, como puede verse estos niveles se encuentran asociados a la probabilidad de éxito en los hidrocarburos y a la probabilidad de la existencia de la reserva futura condicionada por la existencia de la reserva actual.

⁸ Ver Anexo II

La probabilidad de que estén presentes los hidrocarburos es igual a uno por la existencia de un pozo descubridor.

5.4 DISEÑO PROBABILISTICO DEL DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS

Considerando que los pozos a perforar tienen un tirante de agua de 174 m. se estimó conveniente desarrollar el campo empleando plataformas fijas aligeradas para cuatro conductores con un tiempo de perforación por pozo de 120 días.

Una vez obtenido el nivel de reservas recuperables y definidos los escenarios de recuperación se procede a calcular la producción inicial conjunta de gas y aceite en barriles de petróleo crudo equivalente. En primer lugar se calcula la tasa de declinación exponencial, y la tasa de abandono anual para estimar los distintos niveles de producción determinando el número de pozos necesarios a perforar hasta obtener el nivel de producción establecido.

Todos los cálculos hechos para este trabajo se realizaron en hojas de calculo de Excel ya que este paquete está provisto de un gran número de funciones que simplifican el tiempo de procesamiento de la información ya que cualquier cambio realizado en un valor contenido en una celda actualiza automáticamente a todos los elementos que se encuentran ligados a esta.

El siguiente cuadro muestra los resultados obtenidos.

PRODUCCION DE GAS	(MMPCD)	1.20			
	(BPCED)	240.00	80	174	298
PRODUCCION DE ACEITE	(BD)	5100.00			
GRADOS API		21.00			
PRODUCCION INICIAL	(BPCE)	5340.00			
TASA DE ABANDONO ANUAL	(BPCEA)	164250.00			
HORIZONTE DE ESTUDIO	(AÑOS)	15.00			
TASA DE DECLINACION EXPONENCIAL		0.16	7	16	28
RESERVAS RECUPERABLES POR POZO	(MMBPCE)	10.82			

Cuadro 5.1 Cálculos para obtener el número de pozos a partir de un tamaño de reserva

La información más importante del cuadro 5.1 es la obtención del número de pozos necesarios para extraer cada uno de los tamaños de reserva y la tasa de declinación exponencial anual.

Con fundamento en los gastos iniciales del pozo descubridor, en una tasa de declinación de 16%, se elaboraron los pronósticos de producción por plataforma bajo las siguientes premisas:

- 1) Se consideró una tasa de declinación mensual de (.16/12.)
- 2) El horizonte de estudio es para 15 años.
- 3) Se establece una producción por plataforma con 4 pozos.

Las producciones por plataformas obtenidas se expresan en Barriles por Día para aceite y en Millones de Pies Cúbicos por Día para el caso del gas.

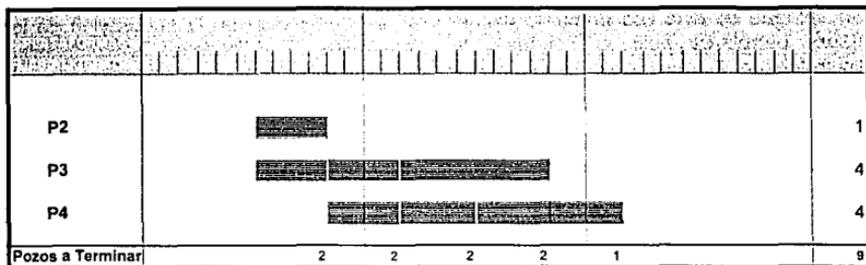
PRODUCCION PARA 4 POZOS	ANOS														
ACEITE BD	1268.42	12350.83	15503.79	13197.25	11233.86	9592.56	8139.91	6928.92	5898.08	5020.61	4273.88	3637.87	3096.65	2635.86	2243.80
GAS MMPCD	0.30	2.91	3.66	3.11	2.65	2.25	1.92	1.63	1.39	1.18	1.01	0.86	0.73	0.62	0.53

Tabla 5.3 Pronóstico de producción para una plataforma fija aligerada con cuatro pozos

La tabla 5.3 presenta el pronóstico de producción para una plataforma fija aligerada la cual contiene 4 pozos en explotación, claramente se puede observar que la producción disminuye conforme avanza el tiempo, esta disminución la marca la tasa de declinación exponencial.

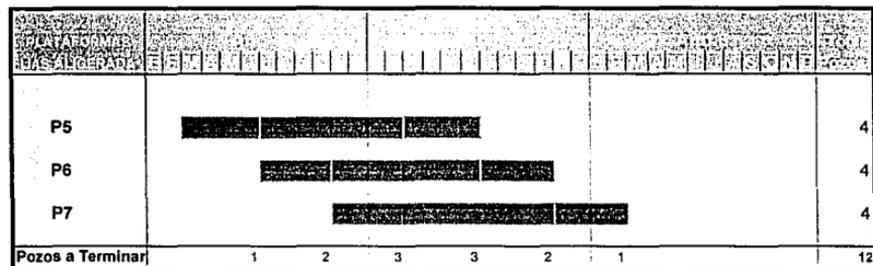
Como ya se había mencionado el éxito o el fracaso en la perforación de un pozo petrolero en una zona afecta directa y proporcionalmente al éxito ó fracaso de otro pozo donde las probabilidades de éxito cambian después de que cada pozo sucesivo es perforado. Esta consideración de dependencia entre éxitos y fracasos se justifica por la existencia de pozos probables o potenciales alrededor de un pozo en producción.

Debido a que la probabilidad de éxito en un nivel de reservas mínimo es muy alto (afectado por el pozo descubridor) una vez recuperada la reserva mínima en un porcentaje mayor al 80% las probabilidades para las reservas media y máxima cambiarán. En el caso de la reserva media cuyo éxito es menor la recuperación de la



Cuadro 5.3 Movimiento de equipos para la reserva media incremental

- La incertidumbre de recuperar la reserva máxima de hidrocarburos disminuye el nivel de inversiones asociadas a esta reserva por lo que para recuperarla se lleva a cabo un desfase semejante al realizado para la reserva media. En el nivel incremental de la reserva máxima se instalan 3 plataformas más y se perforan 12 pozos petroleros (cuadro 5.4).



Cuadro 5.4 Movimiento de equipos para la reserva máxima incremental

El programa de movimiento de equipos nos permite conocer las políticas de inversión fijadas para el desarrollo del proyecto y el comportamiento de la producción esperada bajo las consideraciones de introducción, funcionamiento y duración de los equipos requeridos.

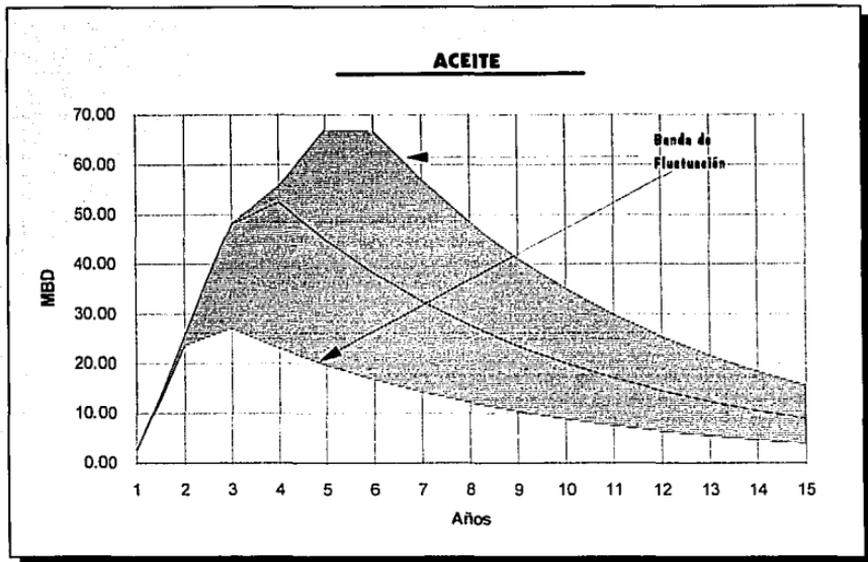
El programa de producción esperada acumulada para cada uno de los tres escenarios se muestra en la siguiente tabla de resultados.

RESERVA	PRODUCCION DE POZOS	NUMERO	AÑOS														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
MINIMA (10 MMBPCE)	ACEITE(MBO)	7	2.54	23.62	27.13	23.10	19.66	16.73	14.24	12.13	10.32	8.79	7.48	6.37	5.42	4.61	3.93
	GAS(MMPCD)		0.60	5.57	6.40	5.45	4.64	3.95	3.36	2.86	2.43	2.07	1.76	1.50	1.28	1.09	0.93
MEDIA (174 MMBPCE)	ACEITE(MBO)	16	2.54	25.78	48.16	52.49	44.94	38.25	32.56	27.72	23.59	20.08	17.09	14.55	12.39	10.54	8.98
	GAS(MMPCD)		0.60	6.08	11.36	12.38	10.60	9.02	7.68	6.54	5.56	4.74	4.03	3.43	2.92	2.49	2.12
MAXIMA (217 MMBPCE)	ACEITE(MBO)	28	2.54	25.78	48.16	55.92	67.12	66.72	56.98	48.50	41.29	35.14	29.82	25.47	21.88	18.45	15.67
	GAS(MMPCD)		0.60	6.08	11.36	13.19	15.83	15.73	13.44	11.44	9.74	8.29	7.05	6.00	5.11	4.35	3.69

Tabla 5.4 Perfiles de producción de aceite y gas durante 15 años

En la tabla 5.4 nuevamente se aprecia la declinación que tiene la producción. El punto con el valor más alto indica que en ese punto la infraestructura establecida para ese nivel de reserva se encuentra trabajando a la máxima capacidad.

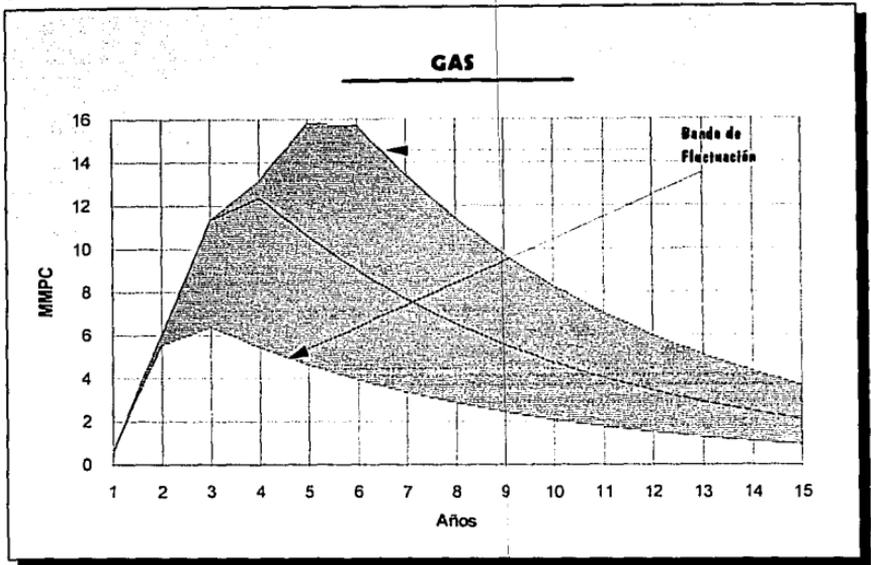
Un estudio más interesante resulta medir el aporte independiente que ofrece el perfil de producción de cada uno de los diferentes escenarios en forma gráfica.



Gráfica 5.3 Perfil de producción de aceite a nivel incremental

La gráfica 5.3 muestra claramente la política de producción a seguir. Se observa un acelerado crecimiento en la recuperación mínima debido principalmente a la elevada probabilidad de éxito en la perforación. Probabilidad que disminuye para la reserva media y máxima y que refleja un des aceleramiento del programa de recuperación. No obstante la producción máxima se logra en un periodo relativamente corto de cinco años. Desgraciadamente la declinación del hidrocarburo es muy pronunciada al finalizar este lapso.

Tanto para la producción de aceite como para la de gas (ver gráfica 5.4) puede notarse que las producciones de los dos hidrocarburos dibujan una región o una banda de fluctuación dentro de la cual se mueve la reserva (aceite y gas).



Gráfica 5.4 Perfil de producción de gas a nivel incremental

Al igual que el aceite la producción máxima de gas se alcanza al llegar al quinto año. Siempre y cuando se llegue a considerar un desarrollo completo del proyecto.

Como el programa de producción establece la necesidad de finalizar la recuperación de hidrocarburos en un pozo cuando esta ya no sea costeaible (el pozo no necesariamente esta vacío). Es lógico pensar en la existencia de una reserva remanente o sobrante en cada pozo.

En la tabla 5.5 muestra la producción acumulada esperada de hidrocarburos durante los 15 años del horizonte de estudio del proyecto. Estas producciones son estimadas en millones de barriles de petróleo crudo equivalente tanto para el caso de aceite como para el de gas. La producción total acumulada (compuesta por la suma de la producción acumulada de gas y de aceite) se resta del volumen inicial obtenido al estimar el tamaño de la reserva inicial.

MINIMA (80 MMBPCE)	ACEITE	7	67912.41	67.91	71.12	8.88
	GAS		3202.76	3.20		
MEDIA (174 MMBPCE)	ACEITE	16	138572.85	138.57	145.11	28.89
	GAS		6535.12	6.54		
MAXIMA (298 MMBPCE)	ACEITE	28	204155.24	204.16	213.78	84.22
	GAS		9628.00	9.63		

Tabla 5.5 Producción acumulada anual de gas y aceite por tamaño de reserva

La diferencia se lleva a cabo para cada uno de los escenarios (reserva mínima, media y máxima) con el fin de evitar inconsistencias entre los cálculos y las políticas establecidas. El error que se pretende evitar es el de obtener una producción acumulada esperada mayor al volumen estimado inicial.

Como ya se habla mencionado el desarrollo de la infraestructura del Proyecto Noyin Brecha así como la estimación de su riesgo se efectúa a nivel de reservas, es decir que las probabilidades de éxito o fracaso en una perforación futura cambian sólo hasta que se haya recuperado el nivel de reservas presente ya sea mínima, media ó máxima; mientras no se recupere el nivel de la reserva presente no se podrán afectar las probabilidades de las reservas futuras. Estas consideraciones hacen pensar en una asignación pausada y cuidadosa de inversiones. El enorme monto en las inversiones hechas para un proyecto de alto riesgo genera cierto escepticismo hacia el inversionista. No cualquier inversionista arriesgaría un gran capital en un proyecto de alto riesgo, aunque este le pueda generar grandes utilidades. La elaboración de programas de inversiones asociados a las utilidades obtenidas y a la consecuente disminución de los riesgos permite al inversionista establecer estrategias nuevas de inversión en lapsos de tiempo más cortos que culminarían con un mayor rendimiento a largo plazo. Tal actitud justifica ampliamente el uso de un análisis incremental.

En la evaluación de un proyecto, es de vital importancia la utilización del análisis incremental, esta metodología consiste en evaluar un proyecto sólo considerando los ingresos y los egresos generados por éste, independientemente de los ingresos y egresos del sistema al que pertenezca.

De igual manera, permite asegurar que todas las nuevas inversiones (incrementales) respondan a los niveles de rendimiento requeridos, con lo cual se asegura el adecuado rendimiento de los activos de la empresa o el inversionista en el largo plazo.

El programa de desarrollo planeado nos conduce ahora a determinar un programa de inversiones que incluya:

Presupuesto de inversión

- **Estudios:** comprende el costo de todos los estudios exploratorios, de yacimientos, geofísicos, pruebas, investigaciones, o cualquier otro tipo de estudios requeridos para ejecutar el proyecto.
- **Pozos:** considera el costo de la perforación de pozos exploratorios, de desarrollo comprendidos en el proyecto.
- **Infraestructura:** involucra el costo de toda la infraestructura requerida por el proyecto, equipo, caminos de acceso, estructuras recuperadoras, plataformas marinas, ductos, equipo contra incendio, etc.

Costos de Operación y Mantenimiento

- **Reparaciones y Servicio a Pozos:** incluye el costo de las reparaciones mayores y menores y operaciones de servicio requeridas en los pozos para alcanzar los niveles deseados de recuperación de los hidrocarburos de un yacimiento.
- **Recursos Humanos:** estima la erogación en sueldos y salarios requeridos para el pago de personal que administra y opera las instalaciones.
- **Consumo de Combustible:** involucra el costo del combustible consumido en la operación de las instalaciones.
- **Consumo de energía eléctrica:** considera los gastos de energía eléctrica consumida.
- **Consumo de Agua:** considera el costo de los volúmenes de agua comprados.

- **Logística:** involucra todos los gastos de transporte, almacenamiento y manejo del material y el transporte del personal requerido para la operación de las instalaciones.
- **Mantenimiento:** considera el costo del mantenimiento mayor o menor necesario para la correcta operación de las instalaciones en un periodo de tiempo dado.
- **Seguros:** incluye el pago de las primas necesarias para proteger las instalaciones.

Ingresos

- **Aceite:** son obtenidos a partir del pronóstico de producción y el precio del tipo de aceite producido
- **Gas:** se calculan en función del pronóstico de producción de gas y el precio del tipo de gas producido.
- **Condensado:** se obtiene del pronóstico de producción de condensado y el precio del tipo de condensado producido.

Precios de los Productos

- En función de los precios de mercado se obtienen los precios considerados para realizar las evaluaciones económicas.

NOTA: La inversión realizada para los estudios exploratorios y sólo para este caso particular no se carga a este proyecto, puesto que el pozo descubridor se utilizará para recuperar la reserva de otro proyecto.

De la obtención de el programa de producción esperada se plantean los demás gastos para inversiones en el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos.

En particular se calcularon los costos de las plataformas fijas, la perforación y operación de los pozos, las líneas de descarga y un oleoducto marino de 16 " x 39 Km para transporte de aceite y gas.

En la tabla 5.6 se representan el número de cargos por concepto de inversiones que deben hacerse durante la evaluación financiera, considerándose para los eventos de éxito o fracaso en la perforación.

CONCEPTO	PLATAFORMAS		POZOS		OLEODUCTOS		LINEAS DE DESCARGA		COSTOS DE OPERACION	
COSTO UNITARIO	\$8.80		\$31.36		\$312.00		\$1.69		7%	
PROBABILIDAD ASOCIAD	MMNP		MMD		MMNP		MMNP		Sobre inv. total	
RESERVA MINIMA	2	2	7	2	1	1	7	2	1	0
RESERVA MEDIA	2	1	9	2	0	0	9	2	1	0
RESERVA MAXIMA	3	1	12	2	0	0	12	2	1	0

*E= éxito en la perforación

*F=fracaso en la perforación

Tabla 5.6 Programa de Inversiones bajo riesgo

Por ejemplo: El análisis de programa de inversiones bajo riesgo para la reserva media nos dice:

En caso de éxito en la perforación y explotación de los hidrocarburos se cargan los costos por concepto de perforación de nueve pozos e instalación de dos plataformas. En caso de fracaso se cargan los costos por una plataforma⁹ y dos pozos que se perforan al mismo tiempo.

Mediante esta técnica la asignación de recursos se disminuye enormemente el nivel de gastos innecesarios que se traducen a su vez en inversiones más objetivas a cierto nivel de políticas y de requerimientos.

⁹ Del programa de movimiento de equipos se observa que para la recuperación de la reserva media se instalan dos plataformas de manera simultánea. Sin embargo las plataformas son móviles y reutilizables mientras no se hayan terminado de instalar.

5.5 ANALISIS FINANCIERO

Para el cálculo de la rentabilidad se empleó el criterio del VPN basado en las técnicas de análisis de riesgos para la estimación de los Valores Monetarios Esperados. La evaluación del proyecto se llevó a cabo con ayuda del Modelo para la Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión que actualmente se encuentra funcionando dentro de la empresa. Considerándose dos criterios a seguir.

- 1) Evaluar el proyecto determinísticamente y después afectarse por la probabilidad de éxito y la de fracaso.
- 2) Introducir directamente al MEFID las probabilidades en los flujos de efectivo y realizar directamente la evaluación financiera.

En ambos casos se tomaron para la evaluación las premisas las oficiales¹⁰:

- 1) Tasa de descuento real¹¹ del 10%.
- 2) Tipo de cambio 4.5 N\$ por Dólar.
- 3) Precio del aceite 13.12 DL/BL.
- 4) Precio del gas 1.66 DL/MPC.

En síntesis el programa de inversiones incremental determinístico para cada uno de los escenarios se muestra en la tabla 5.7. Se observa que las inversiones son considerablemente altas, este hecho justifica enormemente el desarrollo de modelos matemáticos que permitan simular a los proyectos petroleros. Las inversiones incrementales se desarrollan para cada uno de los tamaños de reserva estimados por el periodo de tiempo de quince años.

¹⁰ La inestabilidad en el mercado cambiario surgida a partir de la devaluación de la moneda mexicana frente al dólar en diciembre de 1994 impusieron la necesidad de estimar un precio controlado del dólar para la evaluación de proyectos petroleros dentro de PEP.

¹¹ La tasa de descuento utilizada es la tasa en dólares a la que los bancos americanos prestan dinero a empresas de reconocida solvencia financiera. Su selección se debe principalmente a que los niveles de esta tasa representan la situación real del mercado de fondos prestables a nivel internacional.

		ANOS														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
MINIMA	PRODUCTOR	\$1,328.27	515.22	714.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECO	\$299.84	299.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MEDIA	PRODUCTOR	\$1,308.37	0.00	303.23	863.34	142.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECO	\$281.04	0.00	291.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MAXIMA	PRODUCTOR	\$1,740.13	0.00	0.00	0.00	454.84	1142.48	142.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECO	\$299.84	0.00	0.00	0.00	299.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	PRODUCTOR	\$4,378.77	815.22	1017.27	863.34	597.65	1142.48	142.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECO	\$990.73	299.84	291.04	0.00	299.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.7 Programa de Inversiones incremental (millones de nuevos pesos)

Independientemente del criterio seguido en ambos casos y por definición del Valor Monetario Esperado se calculan para cada escenario la suma de los Valores Monetarios Esperados Condicionales y este Valor Monetario Esperado calculado por escenario se suma hasta obtener el Valor Monetario Esperado del Proyecto. En el cuadro 5.5 muestra los resultados obtenidos nótese que el VPN durante el fracaso de la perforación son negativos puesto que únicamente representan los costos de perforación sin una retribución por descubrimiento de reservas.

		VME CONDICIONAL*				VME	PROBABILIDAD ASOCIADA	
		EXITO EN LA PERFORACION		FRACASO EN LA PERFORACION			0.89	0.11
						0.81		
INCREMENTAL	MINIMA	276.38	245.98	-299.84	-32.98	\$212.99	0.77	0.23
	MEDIA	362.25	293.42	-264.58	-50.27	\$243.15		
	MAXIMA	-57.02	-43.90	-225.28	-51.81	-95.72		
ACUMULADA	MINIMA	276.38	245.98	-299.84	-32.98	\$212.99		
	MEDIA	638.63	539.40	-564.43	-83.25	\$456.14		
	MAXIMA	581.61	495.49	-789.70	-135.07	\$360.43		
							\$360.43	

Cuadro 5.5 Valor monetario esperado (millones de nuevos pesos)

El método para la obtención del Valor Monetario Esperado del Proyecto puede ser resuelto a través de la técnica de arboles de decisión. La figura 5.4 describe

perfectamente cada uno de los pasos utilizados y claramente muestra el criterio seguido durante la evaluación financiera. Utilizando los valores de la utilidades (VPN) y las probabilidades para cada rama de estado, se calcula el VME para cada nodo de probabilidad multiplicando cada probabilidad por la utilidad correspondiente y sumando todos estos productos para cada nodo de probabilidad. El VME total se obtiene de la suma del VME de cada nodo.

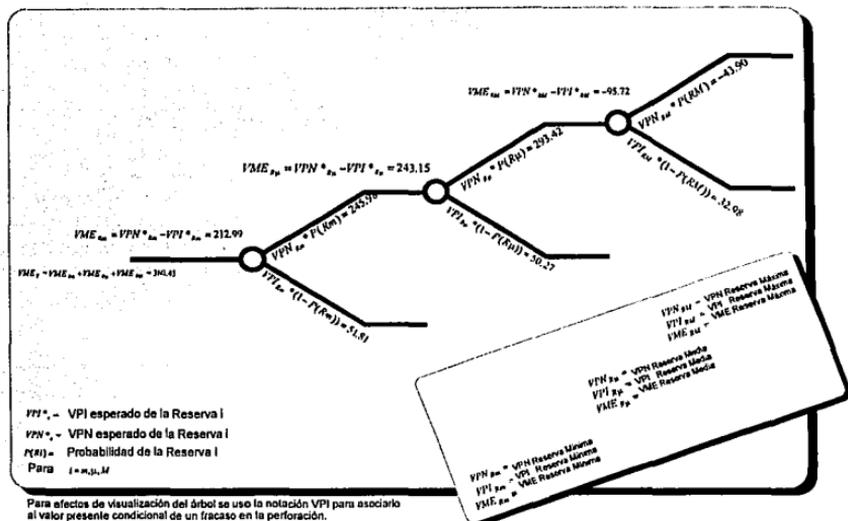


Figura 5.4 Cálculo del Valor monetario esperado

Debido a que la evaluación del riesgo se maneja a nivel de reserva es importante incluir un manejo del riesgo sobre algunos de los elementos más importantes del proyecto de inversión a través de un análisis de sensibilidad.

En toda evaluación económica es necesario realizar el análisis de sensibilidad, ya que permite identificar cuales son los rubros críticos para la rentabilidad del proyecto; el análisis de sensibilidad consiste en variar individualmente (considerando los demás rubros fijos) los valores de rubros tales como inversión, y precio, para observar que impacto tienen estas variaciones sobre la rentabilidad del proyecto, el producto de este análisis son los "puntos críticos" de cada rubro, que indican el valor del rubro del proyecto en el cual ni se gana ni se pierde, esto es, donde se tiene un valor presente neto de

zero. Los "rubros críticos" son los que soportan menor variación entre el nivel supuesto en el análisis económico y el punto crítico del rubro.

RESERVA	INDICADORES ECONÓMICOS		ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA INVERSIÓN			ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO					
	VME	TR	%	VALOR ACTUAL	VARIADO	CONCEPTO	%	ACTUAL		VARIADO	
	MMN PESOS	%		MMN PESOS	MMN PESOS			NAC.	EXP.	NAC.	EXP.
MINIMA	\$212.99	14.28 %	18.39	\$1,150.07	\$1,361.56	ACEITE(DUBL)	-13.64	9.50	9.60	8.20	8.29
						GAS(DUMPC)		1.17	1.17	1.01	1.01
MEDIA	\$456.14	15.14 %	21.76	\$2,155.37	\$2,624.28	ACEITE(DUBL)	-15.69	9.50	9.60	8.01	8.09
						GAS(DUMPC)		1.17	1.17	0.99	0.99
MAXIMA	\$360.43	12.99 %	11.70	\$3,426.30	\$3,827.15	ACEITE(DUBL)	-9.18	9.50	9.60	8.63	8.72
						GAS(DUMPC)		1.17	1.17	1.07	1.07

Cuadro 5.6 Indicadores económicos y análisis de sensibilidad (antes de impuestos)

El cuadro 5.6 muestra las máximas variaciones que puede aceptar el proyecto para los rubros de inversión y precio de los hidrocarburos. Por ejemplo la inversión para la reserva mínima puede incrementarse hasta en un 21.76%, sin que haya pérdidas, de igual forma el precio de los hidrocarburos puede bajar hasta en un 15.69%, siempre y cuando estas variaciones se consideren mutuamente excluyentes, es decir si se incrementa la inversión en un 21.76% no puede haber una disminución en los precios.

Este tipo de proyectos dirigidos y propuestos por empresas paraestatales, con función social hacen que una evaluación financiera después de considerar el pago impuestos sea en términos sociales ya innecesaria, ya que la función de utilidad para este tipo de empresas varía en gran manera con respecto a la de una empresa privada.

6. CONCLUSIONES

6.1 ANALISIS DE RESULTADOS

De los principales resultados generales arrojados en la evaluación técnica y económica del proyecto Noyin Brecha a nivel incremental podemos mencionar:

- Las especificaciones técnicas se definen a partir de un programa de producción tomando como referencia la recuperación incremental a partir de un escenario en el horizonte de estudio.
- Los costos más elevados en los que se incurre se llevan a cabo a nivel de pozo (Lo que hace pensar en la importancia de un análisis detallado a este nivel).

La estimación de un programa de producción se define a partir de los requerimientos de la empresa, es decir, si se decide realizar un programa apresurado, los requerimientos de capacidad en los equipos serán más elevados, en cambio si se realiza un programa más holgado los costos de inversión serán menores (disminución directa en la capacidad del equipo de producción, transporte y almacenamiento) aunque los ingresos en la producción a corto plazo también disminuirán.

A pesar de que las bandas de producción graficadas (graficas 5.3 y 5.4) ofrecen un margen de variación alto, lo importante es señalar que cualquier valor que caiga dentro de este rango será considerado en el análisis financiero y por lo tanto el margen de error en los cálculos será mínimo.

RESERVA	Incremental	Acumulado		Variabilidad Acumulada	
	VME	VME	TIR	Inversión	Precio
MINIMA	\$213	\$213	14.28 %	18.39 %	-13.64 %
MEDIA	\$243	\$456	15.14 %	21.76 %	-15.69 %
MAXIMA	\$ -96	\$360	12.99 %	11.70 %	-9.18 %

Tabla 6.1 Resumen de resultados

La realización de una evaluación financiera a nivel incremental permite manejar variaciones más sensibles que no se observarían a nivel global. Por ejemplo: si se lleva a cabo una evaluación financiera global obtendríamos como resultado (ver tabla 6.1) un VME positivo, lo que haría pensar en la viabilidad del proyecto (que en efecto lo es), de igual forma si se realiza la evaluación financiera para cada tamaño de reserva en su forma

acumulada, se obtienen igualmente valores monetarios esperados parciales positivos, pero en cambio con el análisis incremental se observa que la recuperación de la reserva máxima tiene un VME negativo lo que que indicaría no realizar un programa de desarrollo para la recuperación de la reserva máxima. También se observa que tanto a nivel incremental como a nivel acumulado la reserva media tiene el más alto VME por lo que esta opción parece ser la más viable. Sin embargo no se debe hacer a un lado que la recuperación de la reserva mínima tiene un VME positivo con un menor riesgo que el de la reserva media por lo que sería más recomendable hacer un desarrollo secuencial a partir de la reserva mínima ya que:

- Proporciona un alto valor monetario esperado con una elevada probabilidad de éxito.
- Cuando la reserva mínima sea alcanzada, la probabilidad de éxito se incrementa directamente a la reserva media y entonces el valor monetario esperado para la reserva media será mayor que el que se hubiera obtenido si se desarrolla al inicio toda la infraestructura para su recuperación (por la disminución del riesgo).

Por último del análisis globalizado es fácil ver que:

- 1) El desarrollo del proyecto Noyin Brecha es económicamente viable puesto que el valor Monetario esperado es positivo.
- 2) La Tasa interna de Rendimiento real es superior a la tasa del mercado (la que se paga por inversiones pasivas).
- 3) Del análisis de sensibilidad es interesante observar las variaciones en precio y en inversión que puede soportar el proyecto sin que se gane ni se pierda dinero, son accesibles ante cualquier situación no considerada.

6.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un modelo probabilístico que permita establecer un rango de producción y un rango de inversión asociados al riesgo, ha sido desde hace muchos años una necesidad que no había podido ser cubierta.

Con el modelo para la evaluación de proyectos petroleros aplicando técnicas de análisis de riesgo es posible subsanar en gran medida estas necesidades y a su vez generar un

nuevo horizonte de especialización en el que se pueden realizar nuevos estudios de investigación basados en la simulación matemática para definir una diversidad de programas de producción e inversión y sus respectivas consecuencias monetarias.

La metodología presentada en este trabajo permite disminuir enormemente los errores originados por evaluaciones económicas definidas a partir de un sólo escenario.

Mediante el diseño de un análisis incremental es posible observar y analizar el comportamiento de la inversión y producción para un programa o programas específicos, ya sea la recuperación de la reserva mínima, la reserva media o la reserva máxima.

Por otro lado la agrupación y globalización de estos programas genera un rango abierto para el comportamiento de la inversión y la producción, En el que se observan lo siguientes aportes y beneficios:

- 1) No compromete en ningún momento una producción esperada siendo este quizá el aporte más importante de esta metodología.
- 2) La banda de fluctuación generada provee de un amplio conjunto de soluciones implícitas. Es decir, cualquier valor para una producción que se encuentre contenida dentro de la banda de fluctuación, habrá llevado consigo un programa de inversión y ambos se encuentran contemplados en la evaluación financiera probabilística. Por lo que es posible conocer el valor económico del proyecto, ya en forma exacta, si se encuentra en los límites de la banda o bien en una forma muy aproximada, si está contenido en ella.

El análisis de sensibilidad se presenta como un segundo parámetro muy útil para la toma de decisiones, ya que es posible conocer las fluctuaciones críticas de dos principales rubros del proyecto (precios e inversión), en donde no se gana ni se pierde dinero.

De todo el análisis realizado surgen nuevas variaciones y recomendaciones que podrían complementar esta metodología, de las cuales se pueden mencionar:

- La posibilidad de realizar un conjunto de programas de desarrollo de producción y de inversión comparativos con el fin de evaluar en cada caso los beneficios obtenidos o ver las inconveniencias que cada uno de ellos presentan.
- Realizar una evaluación económica a nivel de pozo ya que es el proceso de perforación del pozo el que tiene los costos más elevados.
- Realizar un seguimiento de los proyectos con el fin de determinar si los objetivos establecidos están siendo alcanzados.

Todas estas variaciones aunque muy específicas y hasta cierto punto complejas en su realización se proponen para un estudio más especializado que se puede fragmentar y manipular en forma independiente.

Como nota final a todo el trabajo realizado quiero señalar que durante su desarrollo tuve la oportunidad de aplicar una gran parte de conocimientos adquiridos en la carrera, como son probabilidad, estadística, análisis de decisiones, simulación, computación, métodos numéricos y análisis financiero principalmente. Todos ellos encaminado a dar solución a un problema real y actual.

En el estudio, análisis y preparación de proyectos petroleros cualquier egresado de la carrera de Matemáticas Aplicadas y Computación tiene un amplio panorama de desarrollo en áreas específicas como son finanzas, informática, planeación y en el campo de investigación para la mejora y optimización de los procesos existentes. Particularmente es posible realizar una gran variedad de estudios y análisis de tipo estadístico para la obtención de costos de producción, de tiempos de retraso en la exploración y producción, así como la optimización de los procesos de transporte de hidrocarburos, instalación óptima de infraestructuras, asignación de personal, distribución de los productos a los demandantes, etc, todas estas aplicaciones donde es posible desarrollar los conocimientos teóricos adquiridos durante la carrera y con la utilización de una herramienta muy importante como lo es la computadora.

MATEMATICAS

1. Coss Bu , Raul
Simulación un enfoque práctico
México, Limusa,1982
158 pp

2. Gonzáles Videgaray, MariCarmen
Modelos y Simulación
Un Enfoque Computacional con Aplicaciones Actuariales y de Optimización.
México, 1993
241 pp

3. Hillier y Lieberman
Introducción a la Investigación de Operaciones
México,Mc Graw Hill, 1993
906 pp

4. Mendenhall,William et al
Estadística Matemática con aplicaciones
México, Iberoamericana,1989
Tabs.,grafs.
751 pp

5. Meyer,Paul L.
Probabilidad y Aplicaciones Estadísticas
México, Addison-Wesley Iberoamericana,1986
Tabs.,grafs.
372 pp

6. Shannon, Robert E.
Systems simulation - the art and science
U.S.A,Prentice-hall,1975
387 pp

7. Sóbol, I.M.
Método de Montecarlo
Lecciones Populares de Matemáticas
2a ed.
Moscú, Mir, 1976
tabs,grafs.
78 pp

PROYECTOS DE INVERSION

8. Coss Bu, Raúl
Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión
México, Limusa, 1991
280 pp
9. Facultad de Economía
Análisis y Evaluación Financiera de Proyectos.
México, 1990
376 pp.

PETROLEO

10. Mc Cray, A.W.
Petroleum Evaluations and Economic Decisions
E.U., Prentice Hall, 1975
448 pp.
11. Newndorp, Paul D.
Decision Analysis for Petroleum Exploration
U.S.A., PennWell, 1975
X,668 pp.

12. Newndorp, Paul D.
Risk analysis in drilling Investment Decisions
U.S.A., 1967, Society of petroleum Engineers of AIME
IX 35 pp

13. 25th Annual Offshore Technology Conference
Proceedings
Vol 4
U.S.A., 1993
905 pp

14. 25th Offshore Techonology Conference
Proceedings
Vol 1
U.S.A., 1993
529 pp

15. Garaichea P. Francisco, Bashbush B., José Luis
Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos
México, UNAM, 1984
vii 246 pp

16. Arroyo Carrasco, Francisco A.
Apuntes de Registros geofísicos de Pozos
México, UNAM, 1985
189pp

17. Petróleos Mexicanos
El Petróleo
México, 1988
176 pp.

18. Tissot. B.P. Welte, D.H.
El petróleo su formación y localización.
México, Consejo Nacional de Ciencia y tecnología, 1982
Maps., tabs.
589 pp.

19. Nind, T.E.W.
Fundamentos de Producción y Mantenimiento de pozos petroleros
México, Limusa, 1987
Tabs., maps., grafs.
477 pp

VARIOS

20. Rheault, Jean Paul
Introducción a la teoría de las decisiones con aplicaciones a la administración
México, Limusa, 1990
tabs, grafs
212 pp

PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA

Variable Aleatoria

Una variable aleatoria es una función, cuyos valores son números reales, definida en un espacio muestral.

Variable aleatoria discreta

Sea x una variable aleatoria. Si el número de valores posibles de x es finito o infinito numerable. llamamos a x una variable aleatoria discreta.

Variable aleatoria Continua

Se dice que x es una variable aleatoria continua si existe una función f , llamada función de densidad de probabilidad de x , que satisface las siguientes condiciones:

- $f(x) \geq 0$ para todo x
- $\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1$
- para cualquier a, b , tal que $-\infty < a < b < +\infty$ tenemos

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

Función de distribución (o función de distribución acumulativa)

Sea X cualquier variable aleatoria. La función de distribución de X , denotada por $F(x)$, está dada por $F(x) = P(X \leq x)$, $-\infty < x < \infty$.

Si X es una variable aleatoria discreta,

$$F(x) = \sum_j p(x_j),$$

en donde la suma se toma sobre todos los índices j que satisfacen $x_j \leq x$

Propiedades,

- $0 \leq p(x) \leq 1$ para toda x

- $\sum_A p(x) = 1$, donde la sumatoria se toma sobre todos los valores de x con probabilidad diferente de cero.

Si X es una variable aleatoria continua con función de distribución f ,

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(s) ds$$

Propiedades,

- $f(x) \geq 0$ para cualquier valor de x
- $\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$

La naturaleza de una función de distribución asociada a una variable aleatoria se utilizará para determinar si la variable aleatoria es continua o discreta.

Teorema del límite central.

Sean x_1, x_2, \dots, x_n n variables aleatorias con una distribución de probabilidad no especificada y que tienen una media μ y una variancia σ^2 finita, el promedio muestral $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n) / n$ tiene una distribución con media μ y variancia σ^2 / n que tiene hacia una distribución normal conforme n tiende a ∞ . En otras palabras la variable aleatoria $(\bar{x} - \mu) / (\sigma / \sqrt{n})$ tiene como límite una distribución normal estándar.

II

METODO DELPHI PARA VALIDACION DE RESULTADOS:

Se desarrollo como una aproximación a la solución de problemas con poca información cuantitativa.

- Se selecciona a un grupo de expertos que forman un panel que debe llegar a un consenso sobre la decisión analizada.

El punto importante de esta metodología se basa en que los expertos nunca discuten el problema en grupo. Generalmente se envía un cuestionario a cada uno de ellos, con las preguntas adecuadas para la validación. Utilizando esta información se formulan nuevas preguntas, más específicas, incluyendo la información obtenida en la primera ronda, sin aclarar el origen de las opiniones.

III

PRUEBA JI CUADRADA

La hipótesis nula es Ho = El tamaño de la reserva sigue una distribución lognormal dada por:

$$f(y) = \frac{1}{x\sigma(2\pi)^{1/2}} \exp \frac{-(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}$$

Contra la hipótesis alternativa Ha= El tamaño de reserva no sigue una distribución lognormal.

La prueba Ji cuadrada realizada en el Statgraphics arroja los siguientes resultados,
Chisquare Test

Lower Limit	Upper Limit	Observed Frequency	Expected Frequency	Chisquare
at or below	66.667	19	13.5	2.2249964
	66.667 83.333	39	35.7	0.3053383
	83.333 100	67	66.6	0.0024575
	100 116.667	82	93	1.3096469
	116.667 133.333	108	108.1	0.0000627
	133.333 150	98	111	1.5231173
	150 166.667	92	104.7	1.5403453
	166.667 183.333	103	93	1.086336
	183.333 200	80	79	0.0127876
	200 216.667	70	65	0.3824756
	216.667 233.333	51	52.2	0.0298714
	233.333 250	50	41.3	1.8539661
	250 266.667	31	32.1	0.0408996
	266.667 283.333	33	24.8	2.7067785
	283.333 300	29	19	5.2570792
	300 316.667	16	14.5	0.1584332
	316.667 333.333	10	11	0.0910571
	333.333 350	9	8.3	0.0530465
	350 366.667	5	6.3	0.270687
	366.667 400	4	8.4	2.2854754
	400 450	2	6.4	2.9897713
above	450	1	5.1	3.27988

Chisquare = 27.4045 with 19 d.f.

Sig. level = 0.0955781

La prueba Ji-cuadrada nos dice que no existe suficiente evidencia para rechazar la hipótesis nula de que la muestra se ajusta a una distribución lognormal.

La siguiente prueba se realiza para conocer el intervalo de confianza del vector de resultados a un 95%, así como para mostrar si la media es significativa o no.

One-Sample Analysis Results

BRECHA.RESERVA			
Sample Statistics: Number of Obs.	999		
Average	174.055		
Variance	4562.2		
Std. Deviation	67.5441		
Median	165.847		
Confidence Interval for Mean:	95	Percent	
Sample 1	169.86	178.249	998 D.F.

Confidence Interval for Variance: 0 Percent
Sample 1

Hypothesis Test for H0: Mean = 174.055 Computed t statistic = -1.8405E-4
vs Alt: NE Sig. Level = 0.999853
at Alpha = 0.05 **so do not reject H0.**

Por lo tanto no existe suficiente evidencia para rechazar Ho

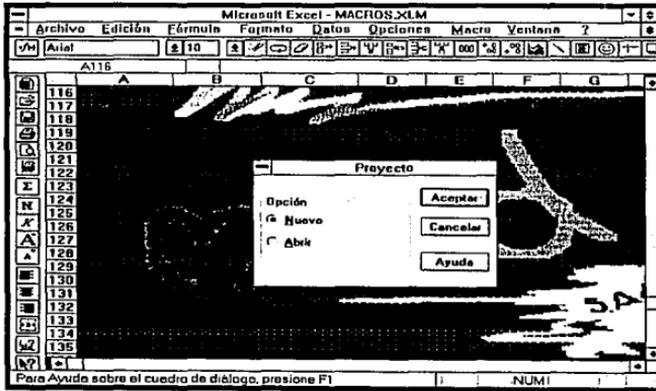
IV

MEFID

El proceso de evaluación del proyecto se lleva a cabo con la ayuda de un sistema llamado **MEFID** (Modelo de Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión) con el que se calculará únicamente el VPN requerido para los tres escenarios antes definidos.

El **MEFID** se construyó en la Subgerencia de Análisis Económico para realizar evaluaciones económicas en una forma sencilla y rápida considerando todos los factores económicos que intervienen en los proyectos petroleros.

Como el **MEFID** se encuentra en unos macros de **Excel** es necesario primeramente cargar la hoja de cálculo **Excel** y correr de la hoja de macros **Macros.xlm** En la primera parte aparece una pantalla como la siguiente:



Como la hoja se construyó en Excel por medio de unos macros, es indispensable que el subdirectorio contenga las siguientes hojas de trabajo:

1. **mef94.xls**
2. **mef94cal.xls**
3. **mef94pre.xls**
4. **proyecto.xls**
5. **macros.xlm**

Para iniciar el trabajo presione las teclas <CTRL>+m, con lo que aparece el siguiente menú en donde se manipulan las diferentes opciones que ofrece el sistema. para el caso de evaluaciones con análisis de riesgos únicamente es necesario utilizar la opción de **Indicadores Económicos** para calcular el valor del VPN y el análisis de sensibilidad.

