



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Distribución de Probabilidad de las
Reservas Petroleras de la Región Sur**

T E S I S

Que para obtener el grado de:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A:

ING. JAVIER DE LA TORRE IBÁÑEZ

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. LUZBEL NAPOLEÓN SOLÓRZANO ZENTENO

MÉXICO, D.F. SEPTIEMBRE DE 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Título de la Tesis:

**Distribución de Probabilidad de las
Reservas Petroleras de la Región Sur**

Sinodales:

Presidente:	Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Secretario:	Dr. Guillermo Cruz Domínguez Vargas
Vocal:	M. I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno
1er Suplente:	Dr. Fernando Flores Ávila
2do Suplente:	M. I. José Angel Gómez Cabrera

AGRADECIMIENTOS

Gracias Dios por caminar siempre a mi lado.

A mi esposa Laura por ser siempre el motor de mi vida.
Te amo ¡Val!

A mi hijo José Antonio, por que siendo tan pequeño me demostraste que con perseverancia y ganas, todo es posible en la vida. Hijo eres mi eterno ejemplo.

A mi hijo Braulio porque tu llegada vino a completar la alegría de mi vida.

A mis Padres Dominga y David (†): Mamá tu cariño siempre ha contribuido para que mire siempre hacia adelante. Papá tu forma de querer tan especial y única, siempre fue el impulso para superarme.

A mis hermanos: Silvia, Alejandro, Demetria (Piba), Elvia, David (Dey), Beto y Olga. porque en las buenas y en las malas siempre estaremos juntos.

A todos mis sobrinos, con especial dedicación a aquella estrella que siempre brillará aunque ya no este con nosotros.

A mis Suegros: Isabel y José Luis y **cuñados**: Luis, Isabel y Yeni por su gran apoyo y cariño hacia toda mi familia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México,
particularmente a la **Facultad de Ingeniería** por permitirme
alcanzar una más de mis metas profesionales.

A Pemex-Exploración y Producción, particularmente a la
Gerencia de Planeación y Evaluación de la Región Sur
por brindarme la oportunidad de seguir estudiando.

Con muy especial agradecimiento al **M. en I. Luzbel
Napoleón Solórzano Zenteno** por compartir conmigo sus
conocimientos y experiencias y porque a pesar de sus
múltiples ocupaciones, siempre tuvo tiempo para
asesorarme en este trabajo.

Al **Dr. Guillermo Domínguez Vargas, Dr. Fernando
Samaniego Verduzco, José Ángel Gómez Cabrera y
Fernando Flores Ávila** por sus observaciones y
aportaciones para la mejor realización de este trabajo.

Contenido

Contenido

<i>Objetivo</i>	1
<i>Aportación</i>	3
<i>Introducción</i>	5
<i>Capítulo I</i>	
<i>Exploración petrolera</i>	7
1.1 Estudio de cuencas	8
1.2 Sistema petrolero	8
1.3 Identificación, evaluación y selección de plays.....	9
1.4 Identificación, evaluación y selección de prospectos.....	9
1.5 Prueba de prospecto	10
1.6 Delimitación y caracterización inicial	10
<i>Capítulo II</i>	
<i>Antecedentes de exploración en la Región Sur</i>	11
2.1 Localización geográfica de la Región Sur	11
2.2 Exploración en la Región Sur	12
<i>Capítulo III</i>	
<i>Distribuciones de probabilidad</i>	19
3.1 Distribución uniforme	20
3.2 Distribución triangular.....	24
3.3 Distribución normal.....	29
3.4 Distribución lognormal.....	34
3.5 Distribución exponencial	42
<i>Capítulo IV</i>	
<i>Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos</i> <i>de la Región Sur</i>	47

4.1 Yacimientos del Mesozoico.....	48
4.1.1 Volúmenes Originales	48
4.1.2 Factores de Recuperación.....	77
4.1.3 Reservas	80
4.2 Yacimientos del Terciario.....	92
<i>Capítulo V</i>	
<i>Aplicación</i>	103
5.1 Ubicación del proyecto.....	105
5.2 Características de los prospectos	107
5.3 Reserva de hidrocarburos	110
5.4 Número óptimo de pozos	112
5.5 Perfiles de producción.....	123
5.6 Indicadores económicos	130
<i>Conclusiones</i>	141
<i>Apéndice I</i>	143
<i>Apéndice II</i>	147
<i>Glosario</i>	149
<i>Nomenclatura</i>	155
<i>Bibliografía</i>	157

Objetivo

Hallar las distribuciones de probabilidad de las reservas de aceite de los yacimientos de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción con base en información histórica de los campos petroleros ya desarrollados, para ser utilizadas como herramientas predictivas en la estimación de las reservas de los futuros descubrimientos del área.



Aportación

En este trabajo se presentan por primera vez las distribuciones probabilísticas de las reservas de yacimientos de aceite del Terciario y Mesozoico de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción, y se ilustra su aplicación en la evaluación de proyectos exploratorios.



Introducción

En el presente trabajo se obtienen las distribuciones de probabilidad de las reservas de aceite de los yacimientos de la Región Sur, mediante el análisis estadístico de información de los campos que ya han sido desarrollados.

Estas distribuciones de probabilidad se utilizan en la evaluación de proyectos exploratorios, para los cuales se estiman los volúmenes de producción de crudo y gas, así como sus ingresos e indicadores de rentabilidad correspondientes.

La aplicación, de acuerdo con L. N. Solórzano, consiste en simular el proceso de descubrimiento, desarrollo y abandono de los campos, tal y como ocurre en la realidad, desde su inicio con la perforación del primer pozo, hasta el momento de extraer el último barril de petróleo. En este proceso se considera la perforación secuencial de todas las localizaciones exploratorias y el desarrollo inmediato de las que resulten productoras. Así, al final del proyecto todos los prospectos habrán sido investigados y los que hubiesen resultado productores estarán completamente desarrollados.



Capítulo I

Exploración petrolera

El objetivo de la exploración petrolera es evaluar el potencial petrolífero del subsuelo e incorporar reservas de hidrocarburos.

A lo largo del proceso exploratorio, la información recabada permite precisar el riesgo geológico o probabilidad de descubrimiento geológico (actualmente se le prefiere denominar probabilidad de éxito geológico: P_g), asociado al prospecto exploratorio. Para decidir si se asignan o no recursos financieros a la investigación de tales oportunidades exploratorias, éstas deben ser evaluadas económicamente.

Con el fin de cumplir su objetivo, la exploración petrolera se debe realizar en las siguientes etapas:

1. Estudio de cuencas
2. Sistema petrolero
3. Identificación, evaluación y selección de plays
4. Identificación, evaluación y selección de prospectos
5. Prueba de prospectos
6. Delimitación y caracterización inicial

1.1 Estudio de cuencas

Los estudios de cuencas están encaminados a definir la secuencia estratigráfica, los espesores y tipos de roca, así como el tiempo de su formación, con la finalidad de estimar el posible almacenamiento de hidrocarburos. Para lograrlo, se requiere apoyarse en diversas investigaciones, como la interpretación de imágenes de satélite, estudios de afloramientos, estudios geoquímicos, cartografiado de chapopoterías y levantamientos geofísicos regionales. La sismología exploratoria es la más resolutive en el estudio de cuencas y consiste en la inducción por medios artificiales (vibrosismos y dinamitas) de energía acústica al interior de la tierra. La detección de las ondas refractadas y reflejadas por las diferentes capas geológicas, ayuda a perfilar las estructuras del subsuelo y su probable composición. Su existencia real se corrobora posteriormente con la perforación de pozos de sondeo estratigráficos.

1.2 Sistema petrolero

Una vez definido el potencial de la pila de sedimentos de una cuenca para almacenar petróleo, se inician los estudios de detalle que detectarán las áreas generadoras y almacenadoras de hidrocarburos (sistemas petroleros), en algún lugar de la cuenca sedimentaria. La información requerida para el desarrollo de esta etapa es la siguiente:

- Datos geoquímicos
- Modelado de cuencas
- Tectónica regional
- Geología estructural
- Secciones sísmicas 2D de carácter regional
- Datos gravimétricos
- Datos magnetométricos
- Interpretación de datos a partir de imágenes de satélite

1.3 Identificación, evaluación y selección de plays

Un *play* es un grupo de prospectos con similitudes geológicas de generación, acumulación, trampa, maduración, migración y preservación de hidrocarburos.

Los trabajos de identificación y evaluación de los objetivos petroleros, permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, es decir, donde estén presentes las rocas generadora y almacenadora, trampa y sello, así como la sincronía y migración. Para ello se requieren estudios complementarios de sismología y análisis de laboratorio, así como la perforación de pozos denominados de evaluación de potencial.

1.4 Identificación, evaluación y selección de prospectos

Un *lead* es una trampa parcialmente bosquejada sobre un play, sin definición suficiente como para aprobarse su perforación y sin un trabajo adicional que reduzca su incertidumbre.

Un *prospecto* es una trampa bien definida sobre un play, en donde existe información sísmica de suficiente calidad para delimitar totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos. El prospecto deberá tener expectativas de volumen suficiente de reservas y bajo riesgo, para que en caso de resultar productor y desarrollarse, existan más probabilidades de obtener buenos rendimientos sobre la inversión.

En esta etapa se detallan los elementos ya citados con el fin de seleccionar las áreas que ofrezcan el mayor volumen de hidrocarburos. Para esto es necesario efectuar trabajos de detalle sísmológico, interpretación geológica y geofísica, y modelado.

1.5 Prueba de prospecto

Localizado el mejor sitio, se realiza la perforación con la finalidad de confirmar los objetivos petroleros postulados. Del estudio de las muestras cortadas por cada pozo y del análisis de los registros geofísicos, los geólogos y paleontólogos evalúan las capas del subsuelo e identifican aquellas con presencia de hidrocarburos.

1.6 Delimitación y caracterización inicial

Descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última fase del proceso exploratorio: la evaluación de campos. En esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la anatomía interna del yacimiento, la cantidad de reservas de hidrocarburos que contiene, así como el esquema más rentable y racional para extraerlos. En esta etapa la Geología, la Geofísica y la Ingeniería de Yacimientos tienen una participación fundamental conjunta.

Es importante mencionar que en cada una de las etapas de este proceso exploratorio, se realiza un análisis económico con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y destacar las áreas de mayor riesgo.

Capítulo II

Antecedentes de exploración en la Región Sur

2.1 Localización geográfica de la Región Sur

Lo que hoy denominamos Región Sur, Figura II.1, se originó a partir de los hallazgos de yacimientos petrolíferos en esta zona de la República Mexicana.

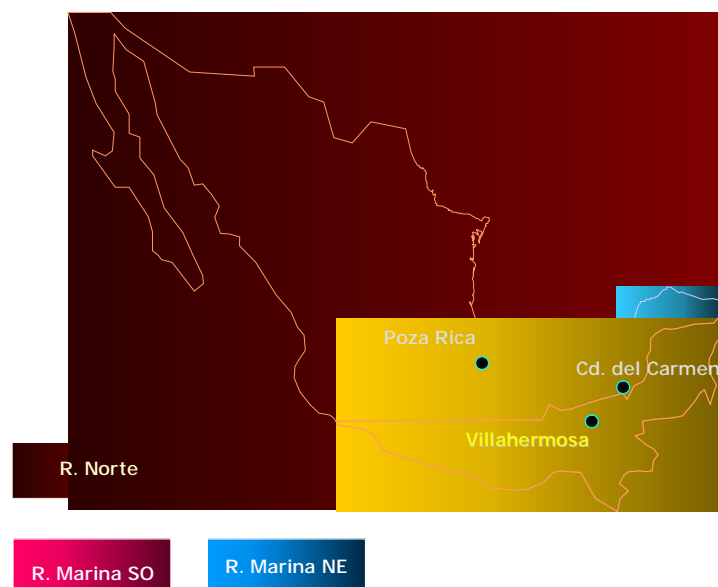


Figura II.1. Localización geográfica de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción.

Gracias al gran atractivo de los yacimientos petrolíferos descubiertos en tierras tabasqueñas, se inició en los años sesenta un proceso migratorio de la organización de Pemex hacia el sureste del territorio mexicano, con la creación de los distritos de Comalcalco y Cd. Pemex que se controlaban desde Coatzacoalcos, Veracruz, cabecera de la antigua Zona Sur.

La actual Región Sur tiene una superficie de 390,000 km² y se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Al norte colinda con el Golfo de México; al noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el río Tesechoacán. Al este limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al sur con el Océano Pacífico. Esta región comprende ocho estados de la República: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

2.2 Exploración en la Región Sur

La exploración en busca de hidrocarburos en la porción sur y sureste de México se inició cuando en 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sainz descubrió lo que llamó la Mina de San Fernando, cerca del poblado de Tepetitán en el estado de Tabasco, habiendo enviado diez barriles de aceite a la ciudad de Nueva York para su análisis.

En 1883 el Dr. Simón Sarlat gobernador de Tabasco perforó un pozo a 27 metros de profundidad en el anticlinal hoy denominado con su apellido y en 1886 estableció una pequeña producción de aceite ligero que no llegó a explotarse comercialmente.

Durante 1905 las compañías extranjeras que operaban en México, tuvieron producción de aceite en el campo denominado Capoacán en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Ver.

En 1911 se obtuvo producción de aceite en la estructura denominada Ixhuatlán; en 1928 en la de Concepción, en 1929 en la de Tonalá y El Burro; y en 1931 en la llamada El Plan, todas ellas situadas también en el sur de Veracruz. Los dos últimos campos mencionados fueron los de mayor importancia debido a que su producción provenía de las arenas del Mioceno Inferior, Medio, Superior y Plioceno, asociadas a domos salinos.

En 1949 se descubrió el yacimiento La Venta cuyo primer pozo entró en operación en 1954 con una producción de 125 BPD de aceite y densidad de 36° API, que constituiría una de las mejores calidades en la producción nacional de crudo.

En 1950 entraron en operación los campos Fortuna Nacional y Sarlat, en Macuspana. Aunque en esa época la falta de una red carretera al interior del estado dificultaba las comunicaciones y limitaba la actividad exploratoria; también se perforaron pozos en los municipios de Cárdenas y Huimanguillo.

Durante los años cincuenta, con la llegada del ferrocarril al sureste y la construcción del tramo carretero Coatzacoalcos-Villahermosa, se facilitó la construcción de algunos caminos por parte de Pemex para realizar trabajos de exploración en los municipios de Cárdenas, Huimanguillo, Teapa, Jalapa, Macuspana y Tenosique, que culminarían con la perforación del pozo José Colomo y el descubrimiento de los campos Cantemoc y Bitzal, todos productores de gas localizados en el municipio de Macuspana.

Hasta finales de los años cincuenta, las principales zonas petroleras se localizaron en la parte oriental del estado de Tabasco, en lo que corresponde al actual Activo Integral Macuspana, que comprende parte de los municipios de Macuspana, Jonuta y Centla. Por otro lado, la exploración en la margen derecha del río Tonalá al poniente de la Chontalpa, permitió el descubrimiento de otros yacimientos: Cinco Presidentes, Sánchez Magallanes, Ogarrio y La Central.

En 1965 se descubrieron los campos Cacao y Otates, y debido a que en 1966 se intensificaron las labores exploratorias, se descubrieron los campos Arroyo Prieto, Blasillo, Trompo y Boca del Toro. En 1967 se descubrieron los campos Santuario, San Ramón, Rosarito y Castarrical.

En 1968, los trabajos de exploración incorporaron nuevos campos como Alameda, Tintal, Tucán, Medellín y Güiro. En 1969 los campos de aceite descubiertos fueron Laguna Nueva y Pigua, mientras que los de gas fueron Acahual, Morales y Nuevos Lirios.

En 1971 se descubre el campo Narvárez que produjo gas en la cuenca de Macuspana en cuerpos arenosos de espesores considerables, muy semejantes a los del campo José Colomo. El éxito de la exploración en este año se debió a que se encontró producción de hidrocarburos en calizas arrecifales de edad terciaria en la cuenca de Macuspana.

En 1972, la perforación exploratoria en México se mostró muy activa debido a que uno de los objetivos de la empresa era acelerar el descubrimiento de nuevas reservas. Bajo esta premisa se tuvieron los primeros descubrimientos en el estado de Chiapas, considerándose por la producción e información que aportaron los primeros pozos exploratorios productores Cactus 1 y Sitio Grande 1, el hallazgo de mayor importancia hasta ese momento en calizas de edad cretácica en un área de aproximadamente 300 km².

En 1973 los resultados de los pozos Samaria 101, Sitio Grande 101 y Sabancuy 1, confirmaron la gran extensión con posibilidades petrolíferas de los campos Cactus y Sitio Grande, establecida en el año anterior en sedimentos del Cretácico Medio. Estos descubrimientos propiciaron la formulación de un amplio programa exploratorio en esta área.

En 1974 se descubrieron tres campos importantes: Cunduacán, Níspero e Íride en el área de Reforma, Chiapas, extendiendo las posibilidades de producción de esta región en rocas del Cretácico.

En 1975 con el pozo Río Nuevo 1 se encuentra un nuevo yacimiento en el área de Reforma y los pozos Menta 1 y Atilán 1 resultan productores no comerciales.

En 1976 el resultado de la perforación del pozo Agave 1B productor de gas y condensado en la formación Cretácico Inferior, localizado al oriente del campo Sitio Grande, y el Mundo Nuevo 2A, despertaron gran interés por la exploración del área ya que presentaban condiciones geológicas favorables para yacimientos petrolíferos de gran magnitud.

En 1977 los objetivos de la actividad exploratoria se encauzaron básicamente a continuar el descubrimiento de mayores reservas y evaluar con prontitud las posibilidades petrolíferas en áreas no productoras. Así se descubren siete nuevos campos en el área de Chiapas-Tabasco que son Paredón, Cacho López, Sunuapa, Oxiacaque, Giraldas, Artesa y Copanó, los cuales corroboraron la gran importancia de la potente sección de rocas cretácicas y jurásicas impregnadas.

En 1978 el pozo Platanal 101 encontró una columna impregnada de hidrocarburos del orden de 360 m con producción inicial de 1,500 BPD proveniente de rocas del Cretácico. Otros descubrimientos importantes fueron los campos: Arroyo Zanapa, Acuyo, Tintal y Topén, siendo el más importante el campo Tintal ya que descubrió la formación Depósito, obteniéndose por primera vez producción en arenas de esta edad geológica en la región.

Durante 1979 la perforación exploratoria de los pozos Comoapa 1A, Chiapas 1A, Iris 1, Juspi 1 y Fénix 2 dieron como resultado el descubrimiento de los nuevos campos que llevan su nombre, ampliando la extensión del área cretácica productora de la zona

Chiapas-Tabasco. Durante este año el éxito de la perforación exploratoria fue de 100% ya que todos los pozos perforados resultaron productores.

En 1980 se continuó con la investigación del Cretácico mediante la perforación exploratoria, y los pozos descubridores de nuevos yacimientos fueron Cárdenas 101, Carmito 1 y Jujo 2A. El campo Cárdenas tuvo producción en rocas dolomíticas del Mesozoico y el campo Jujo encuentra espesores impregnados hasta de 700 m.

Durante 1981 se perforaron exitosamente los pozos Chamihua 2, Sunuapa 201 y Mora 1. En 1982 con la exploración de la Cuenca Mesozoica, resultó productor el pozo exploratorio Tapijulapa 1, Bellota 1A, Caparroso 1B y Muspac 1, habiéndose obtenido por primera vez producción comercial de aceite y gas en sedimentos del Jurásico Kimerigdiano en esta área de Tabasco.

En 1983 la perforación de los pozos Arrastradero 1, Tecominoacán 101B, Edén 1, Jolote 1E y Puerto Ceiba 1, confirmaron la existencia de hidrocarburos en el área. El resultado obtenido con estos pozos exploratorios, por ser vecinos los campos Cárdenas, Mora y Bellota, hacía suponer que eran parte de un importante complejo estructural.

En 1984 se da otro importante descubrimiento en la zona de Chiapas-Tabasco con la perforación del pozo exploratorio Sen 1, resultando productor con 5,000 BPD.

En 1985 los pozos descubridores de nuevos campos fueron el Puerto Ceiba 101A, Jacinto1, Luna 1 y Platanal 201, productores en el Jurásico Kimmeridgiano. El Puerto Ceiba 101-A aportó 2,355 BPD de aceite y el Luna 1 produjo 11 MMPCD de gas y 2,200 BPD de condensado. En la porción este del área mesozoica se perforó el Cobo 101, resultando productor con 239 BPD.

En 1986 resultaron productores en el Jurásico Kimmeridgiano el Tepeyil 101 con producción inicial de 1,500 BPD y el Cuatajapa 101-A, con 500 BPD productor de gas y condensado en sedimentos del Cretácico Medio, el Chirimoyo 1 con 3.1 MMPCD y el Pijije 1A con 1.7 MMPCD de gas. El pozo Laguna Jovita 1 resultó productor no comercial.

En 1987 en el área del Mesozoico Chiapas–Tabasco, el pozo Gaucho 1 resultó productor en rocas del Cretácico Superior con una producción inicial de 1,050 BPD y el pozo Iride 140 descubrió un nuevo yacimiento en otro bloque estructural en formación del Jurásico, cuya aportación inicial fue de 2,447 BPD.

En 1988 se perforaron los pozos Topén 1 y Chipilin 1 en rocas del Jurásico Superior, cuyos ritmos de producción inicial fueron 2,000 BPD y 4,510 BPD respectivamente.

En 1989 se descubren tres campos en sedimentos calcáreos del Cretácico con los pozos exploradores Yagual 1, Cardo 101B y Palapa 201A.

En 1990 los nuevos descubrimientos fueron los campos Escarbado, Escuintle y Manea que permitieron incorporar nuevas reservas de aceite.

En 1991 en la Región Sur se descubrieron 4 yacimientos con los pozos Tizón 1, Chinchorro 1, Mayacaste 1 y Caletón 1, en el Cretácico Medio e Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano. El pozo Chinchorro 1 tuvo una producción inicial de 6,881 BPD.

En 1992 el Chintul 1 y Costero 1 descubrieron nuevos campos de gas y condensado.

En 1993 se perfora el pozo Palangre 1 y en 1994 no se tuvo éxito en los pozos exploratorios perforados.

Antecedentes de exploración en la Región Sur

En 1996 se perfora el pozo Jícara 1A resultando productor no comercial y el Escuintle 201 que también resultó productor. En el 2000 se perforó el pozo Saramako 1 y en 2003 el Malva 201 y Naranja 1, resultando todos productores.

Capítulo III

Distribuciones de probabilidad

Una distribución de probabilidad es una expresión matemática que representa las probabilidades de ocurrencia de todos los posibles resultados de un experimento. La representación gráfica de esta función se llama curva de probabilidad y el área entre dos puntos bajo la curva indica la probabilidad de ocurrencia. En una distribución de probabilidad discreta, la variable aleatoria puede asumir sólo un número finito de valores, mientras que en una distribución continua puede adquirir cualquier valor dentro de un rango. Una variable aleatoria es un evento numérico cuyo valor se determina por medio de un proceso al azar.

Las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias generalmente se desarrollan con base en probabilidades subjetivas. Entre más alejado del presente esté el evento, más incertidumbre habrá con respecto a su resultado.

El análisis de riesgo o probabilista toma en cuenta la incertidumbre que generalmente existe en las variables que conforman un proyecto de inversión. Esta incertidumbre normalmente es expresada por medio de una distribución de probabilidad, la cual depende de parámetros estadísticos como la desviación estándar, el promedio y los valores mínimo, máximo y modal de los datos.

Entre las distribuciones de probabilidad comúnmente utilizadas en la exploración se tienen las siguientes:

- Distribución uniforme
- Distribución triangular
- Distribución normal
- Distribución lognormal
- Distribución exponencial

Una propiedad importante de toda distribución de probabilidad es que el área bajo la curva es igual a 1. A continuación se comentan brevemente estas distribuciones.

3.1 Distribución uniforme

La distribución uniforme es la más simple de todas las distribuciones; en ésta, la variable aleatoria asume cada uno de los valores con igual probabilidad, es decir que las probabilidades de ocurrencia son las mismas para todos los posibles eventos.

La Figura III.1 muestra una distribución uniforme en la cual todos los resultados en el rango total de probabilidades de la distribución son igualmente posibles, desde el valor mínimo (V_{min}), hasta el valor máximo (V_{max}).

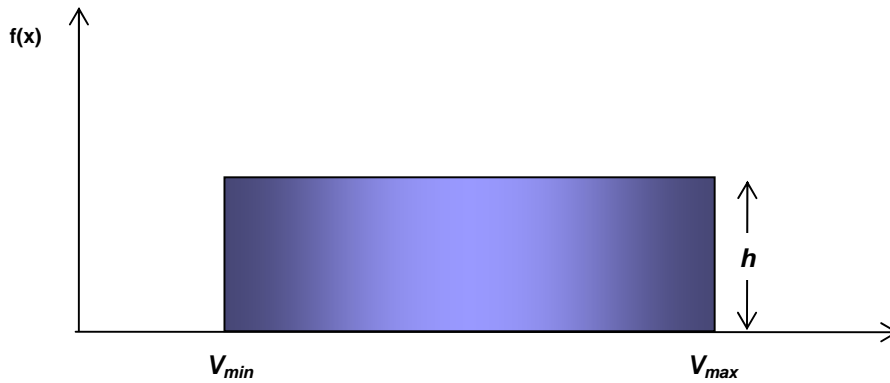


Figura III.1. Distribución de probabilidad uniforme.

Debido a que esta distribución es un rectángulo, su área es la base por la altura:

$$A = (V_{\max} - V_{\min}) * h \quad (3.1)$$

donde:

A = Área

h = Altura

$(V_{\max} - V_{\min})$ = Base

Por lo tanto, la altura del rectángulo es:

$$h = \frac{1}{V_{\max} - V_{\min}} \quad (3.2)$$

Debido a que el área bajo la curva de toda distribución de probabilidad es 1, un número aleatorio (A) normalizado entre 0 y 1, representará el área bajo la curva cuya base se extenderá de V_{\min} a x , con altura h , Figura III.2.

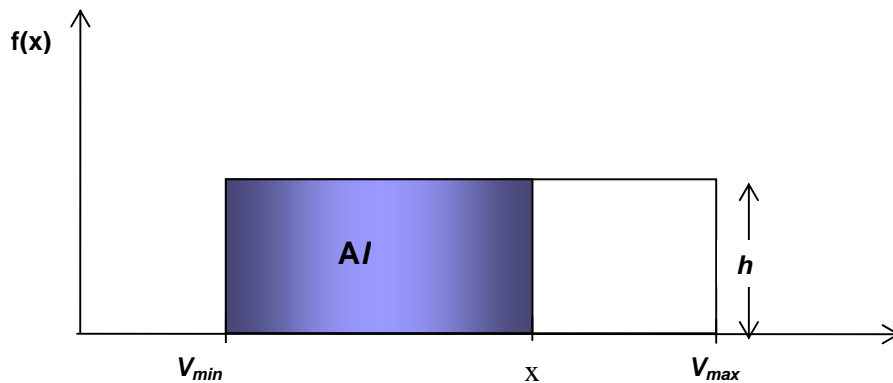


Figura III.2. Número aleatorio dentro de la distribución uniforme.

El valor de x lo podemos entonces obtener de la siguiente manera:

$$\text{Área} = (\text{base})(\text{altura})$$

$$Al = (x - V_{\min})h \quad (3.3)$$

$$Al = (x - V_{\min}) \left(\frac{1}{V_{\max} - V_{\min}} \right) \quad (3.4)$$

donde despejando x obtenemos:

$$x = V_{\min} + Al(V_{\max} - V_{\min}) \quad (3.5)$$

Para aplicar esta distribución veamos el siguiente ejemplo.

Se tiene un área geográfica en donde la porosidad de los yacimientos petroleros obedece a una distribución uniforme, cuyos valores mínimo y máximo son 8% y 12% respectivamente. Utilizando los números aleatorios y la distribución de probabilidad

uniforme, podemos simular las posibles porosidades que pudieran tener los yacimientos futuros del área. Por ejemplo, si un número aleatorio resulta de 0.36, la porosidad del nuevo descubrimiento se calcula utilizando la ecuación (3.5):

$$x = 0.08 + 0.36(0.12 - 0.08)$$

$$x = 0.09$$

En la Tabla III.1 se presentan las primeras 50 simulaciones de 1,000 realizadas y en la Tabla III.2 se muestra su distribución de frecuencias.

Tabla III.1. Simulación de porosidades, distribución uniforme.

No. simulación	No. aleatorio	Porosidad (fracción)	No. simulación	No. aleatorio	Porosidad (fracción)
1	0.87	0.08	26	0.19	0.10
2	0.95	0.09	27	0.08	0.10
3	0.52	0.11	28	0.91	0.09
4	0.05	0.10	29	0.79	0.10
5	0.47	0.09	30	0.29	0.12
6	0.62	0.11	31	0.63	0.11
7	0.26	0.09	32	0.43	0.08
8	0.83	0.11	33	0.56	0.11
9	0.59	0.12	34	0.91	0.11
10	0.91	0.09	35	0.02	0.10
11	0.70	0.12	36	0.92	0.10
12	0.24	0.10	37	0.68	0.10
13	0.11	0.12	38	0.51	0.10
14	0.68	0.08	39	0.35	0.10
15	0.58	0.08	40	0.27	0.08
16	0.10	0.11	41	0.24	0.12
17	0.28	0.08	42	0.06	0.10
18	0.30	0.10	43	0.36	0.10
19	0.30	0.12	44	0.16	0.10
20	0.98	0.10	45	0.26	0.11
21	0.28	0.09	46	0.54	0.09
22	0.16	0.11	47	0.94	0.11
23	0.41	0.10	48	0.51	0.10
24	0.71	0.09	49	0.11	0.11
25	0.63	0.09	50	0.46	0.11

Tabla III.2. Distribución de frecuencias de la porosidad.

Intervalo		Frec. rel.	Media
Límite inf.	Límite sup.		
0.080	0.084	0.090	0.082
0.084	0.088	0.100	0.086
0.088	0.092	0.107	0.090
0.092	0.096	0.097	0.094
0.096	0.100	0.124	0.098
0.100	0.104	0.089	0.102
0.104	0.108	0.104	0.106
0.108	0.112	0.089	0.110
0.112	0.116	0.102	0.114
0.116	0.120	0.098	0.118

El histograma de porosidades obtenido al graficar las frecuencias, presenta prácticamente una distribución uniforme, Figura III.3.

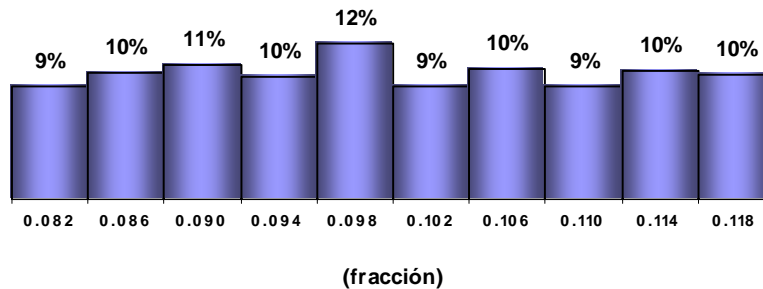


Figura III.3. Histograma de porosidades, distribución de probabilidad uniforme.

3.2 Distribución triangular

La distribución triangular, Figura III.4, es ampliamente utilizada para expresar la incertidumbre en los proyectos de inversión. Ésta se basa en una estimación pesimista, una más probable y una optimista de los posibles resultados.

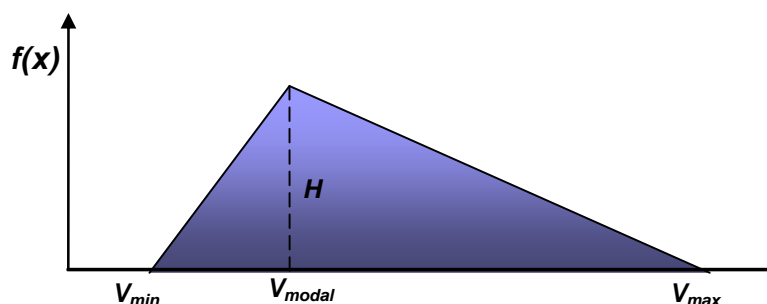


Figura III.4 Distribución de probabilidad triangular.

Esta distribución tiene forma triangular, ya sea simétrica o asimétrica, que depende de tres parámetros estadísticos: un valor mínimo (V_{min}), un valor máximo (V_{max}) y un valor modal (V_{modal}). Se divide en dos partes: el triángulo de la izquierda, cuya base va del V_{min} hasta el V_{modal} y el triángulo de la derecha, que va del V_{modal} hasta V_{max} ; la altura (H) para ambos triángulos es la misma.

Puesto que el triángulo formado por estos parámetros es una distribución de probabilidad, su área es igual a 1 y su altura la obtenemos de la siguiente manera⁽⁹⁾:

$$H = \frac{2}{V_{max} - V_{min}} \quad (3.6)$$

El área de cada triángulo que forma la distribución se obtiene:

Triángulo de la Izquierda:

$$A_{izq} = \frac{(V_{modal} - V_{min})}{(V_{max} - V_{min})} \quad (3.7)$$

Triángulo de la derecha:

⁽⁹⁾ Solórzano, L. N.

$$A_{der} = \frac{(V_{\max} - V_{\text{modal}})}{(V_{\max} - V_{\min})} \quad (3.8)$$

De igual manera que para la distribución uniforme, un número aleatorio para el triángulo de la izquierda, Figura III.5, representará el área bajo la curva en donde la base se extiende de V_{\min} a un valor de x y su altura es h , así su área queda definida por:

$$AI = \frac{(x - V_{\min}) h}{2} \quad (3.9)$$

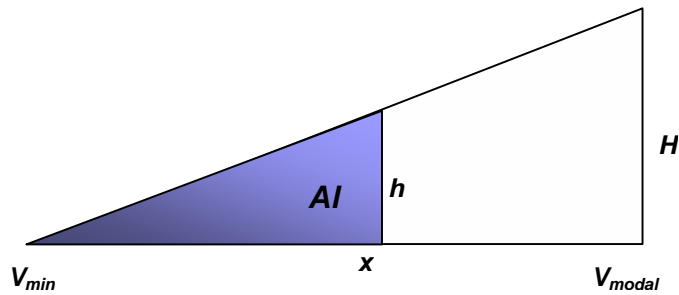


Figura III.5. Número aleatorio dentro de la distribución triangular.

Despejando x :

$$x = V_{\min} + \frac{2AI}{h} \quad (3.10)$$

El valor de h se determina por semejanza de triángulos:

$$\frac{h}{H} = \frac{x - V_{\min}}{V_{\text{modal}} - V_{\min}} \quad (3.11)$$

De donde obtenemos h :

$$h = \frac{H(x - V_{\min})}{V_{\text{modal}} - V_{\min}} \quad (3.12)$$

Al sustituir esta última expresión en la ecuación (3.10) y despejando el valor de x se obtiene:

$$x = V_{\min} + \sqrt{Al(V_{\text{modal}} - V_{\min})(V_{\max} - V_{\min})} \quad (3.13)$$

Para el triángulo de la derecha de manera similar se obtiene:

$$x = V_{\max} - \sqrt{(1-Al)[(V_{\max} - V_{\text{modal}})(V_{\max} - V_{\min})]} \quad (3.14)$$

La deducción de ésta última ecuación se presenta en el apéndice I.

Por lo tanto para encontrar el valor de x en la distribución de probabilidad, si el número aleatorio es menor o igual que el área del triángulo de la izquierda se utiliza la ecuación (3.13), y si es mayor entonces la ecuación (3.14).

En el siguiente ejemplo se presentan las primeras 50 simulaciones de porosidades considerando un valor mínimo de 8%, un máximo de 12% y un modal de 11%, Tabla III.3.

Tabla III.3. Simulación de porosidades, distribución triangular.

No. Simulación	No. aleatorio	Porosidad (fracción)	No. simulación	No. aleatorio	Porosidad (fracción)
1	0.46	0.10	26	0.07	0.09
2	0.77	0.11	27	0.82	0.11
3	0.35	0.10	28	0.49	0.10
4	0.49	0.10	29	0.43	0.10
5	0.11	0.09	30	0.68	0.11
6	0.08	0.09	31	0.95	0.12
7	0.89	0.11	32	0.50	0.10
8	0.78	0.11	33	0.45	0.10
9	0.86	0.11	34	0.79	0.11
10	0.29	0.10	35	0.36	0.10
11	0.12	0.09	36	0.29	0.10
12	0.67	0.11	37	0.30	0.10
13	0.60	0.11	38	0.77	0.11
14	0.04	0.09	39	0.03	0.09
15	0.26	0.10	40	0.69	0.11
16	0.41	0.10	41	0.11	0.09
17	0.22	0.10	42	0.59	0.11
18	0.96	0.12	43	0.13	0.09
19	0.43	0.10	44	0.04	0.09
20	0.39	0.10	45	0.40	0.10
21	0.06	0.09	46	0.96	0.12
22	0.35	0.10	47	0.54	0.11
23	0.78	0.11	48	0.47	0.10
24	0.98	0.12	49	0.32	0.10
25	0.60	0.11	50	0.76	0.11

La distribución de frecuencias de 1,000 simulaciones realizadas se muestra en la Tabla III.4 y su histograma en la Figura III.6.

Tabla III.4. Distribución de frecuencias de la porosidad.

Intervalo		Frec. rel.	Media
Límite inf.	Límite sup.		
0.080	0.084	0.014	0.082
0.084	0.088	0.040	0.086
0.088	0.092	0.075	0.090
0.092	0.096	0.103	0.094
0.096	0.100	0.117	0.098
0.100	0.104	0.155	0.102
0.104	0.108	0.162	0.106
0.108	0.112	0.174	0.110
0.112	0.116	0.121	0.114
0.116	0.120	0.039	0.118

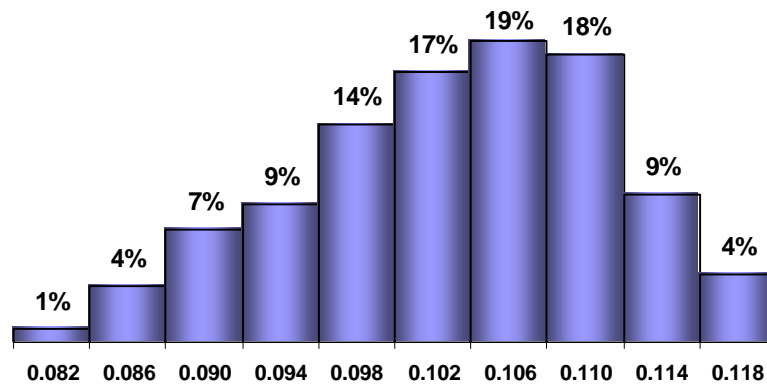


Figura III.6. Histograma de porosidades, distribución de probabilidad triangular.

3.3 Distribución normal

La distribución normal (Figura III.7) tiene forma de campana y usualmente recibe el nombre de curva normal, campana de Gauss o distribución gaussiana.

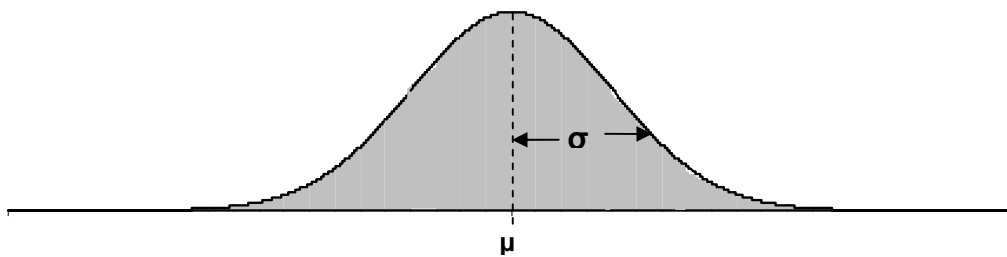


Figura III.7. Distribución de probabilidad normal.

Esta distribución describe muchos fenómenos que ocurren en la naturaleza, la industria y la investigación, y su expresión matemática fue propuesta por Karl Friedrich Gauss (1777-1855).

Su función de densidad de probabilidad está representada por la siguiente ecuación:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.15)$$

donde μ y σ son la media y desviación estándar de los datos, las cuales a su vez se obtienen con las siguientes ecuaciones:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.16)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2} \quad (3.17)$$

La función de distribución acumulada se representa por la siguiente ecuación:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{x_1}^{x_2} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} dx \quad (3.18)$$

En la simulación de eventos, un número aleatorio (A) representará el área bajo la curva. Por definición el área bajo la curva de una función es la integral definida entre su límite inferior (x_1) y superior (x_2) y está definida por la distribución de probabilidad acumulada.

Debido a que la integral de la ecuación (3.18) no tiene solución analítica, el área bajo la curva la podemos calcular utilizando un método numérico.

El método que usaremos es dividir la curva en pequeños trapecios y sumar sus áreas, Figura III.8.

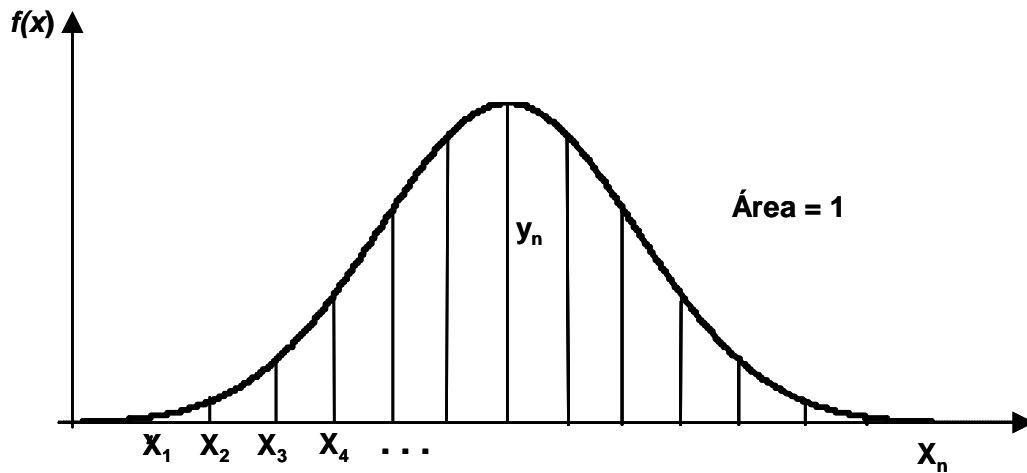


Figura III.8. Área bajo la curva de la distribución normal.

El área total de los trapecios será entonces:

$$\text{Área} = \frac{y_1 + y_2}{2} (x_2 - x_1) + \frac{y_3 + y_4}{2} (x_4 - x_3) + \dots + \frac{y_n + y_{n+1}}{2} (x_{n+1} - x_n) + \dots \quad (3.19)$$

Así que el número aleatorio representará la suma de las áreas de los trapecios formados bajo la curva, ecuación (3.20) y Figura III.9.

$$A_I = \sum_{x=1}^n \frac{y_n + y_{n+1}}{2} (x_{n+1} - x_n) \quad (3.20)$$

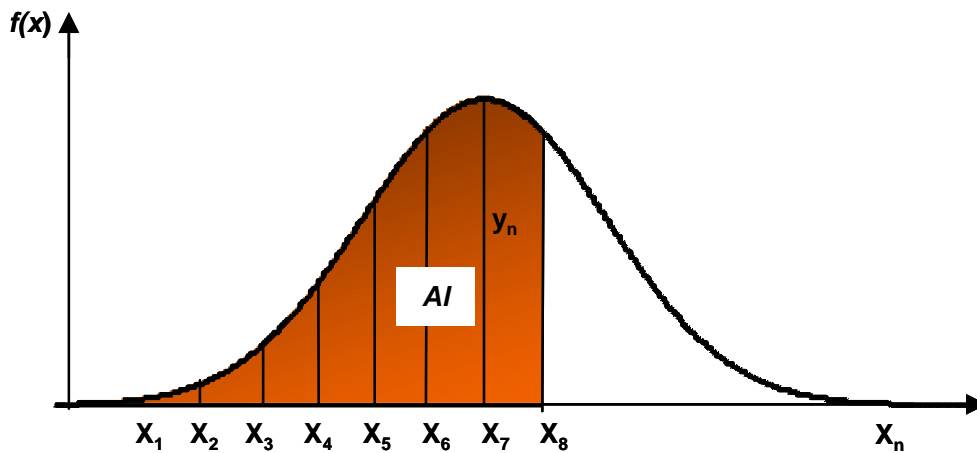


Figura III.9. Número aleatorio dentro de la distribución normal.

Entre más pequeños sean los incrementos de x , más exacto es el resultado.

Las características más importantes de esta distribución son:

- Está definida única y exclusivamente por dos parámetros estadísticos: la media μ y la desviación estándar σ de los datos.
- Los parámetros estadísticos: media, mediana y moda son iguales.
- El valor más probable que puede tener una variable es el valor central, que es la media.
- Es simétrica y los puntos de inflexión de la curva ocurren en $\mu - \sigma$ y $\mu + \sigma$. La probabilidad de que la variable aleatoria x se encuentre entre $\mu - \sigma$ y $\mu + \sigma$ es 0.6826. El área bajo la curva entre los límites de $\mu \pm 2\sigma$ es de 0.9544 mientras que para $\mu \pm 3\sigma$ es 0.9974.
- Los límites teóricos de la distribución son $-\infty$ y $+\infty$. En la práctica es común truncar la variable aleatoria x a valores de 4 ó 5 desviaciones estándar es decir $\mu \pm 4\sigma$.

Para ilustrar esta distribución a continuación se presenta información de las reservas de hidrocarburos de una zona, en cuyo histograma de frecuencias se observa que presenta la forma de una distribución normal, Tabla III.5 y Figura III.10.

Tabla III.5. Distribución de frecuencias de las reservas.

Intervalo		Frec. rel.	Media
Límite inf.	Límite sup.		
30	41	0.001	35
41	52	0.006	46
52	62	0.022	57
62	73	0.062	68
73	84	0.118	78
84	95	0.191	89
95	105	0.209	100
105	116	0.184	111
116	127	0.119	122
127	138	0.059	132
138	148	0.022	143
148	159	0.006	154
159	170	0.001	165

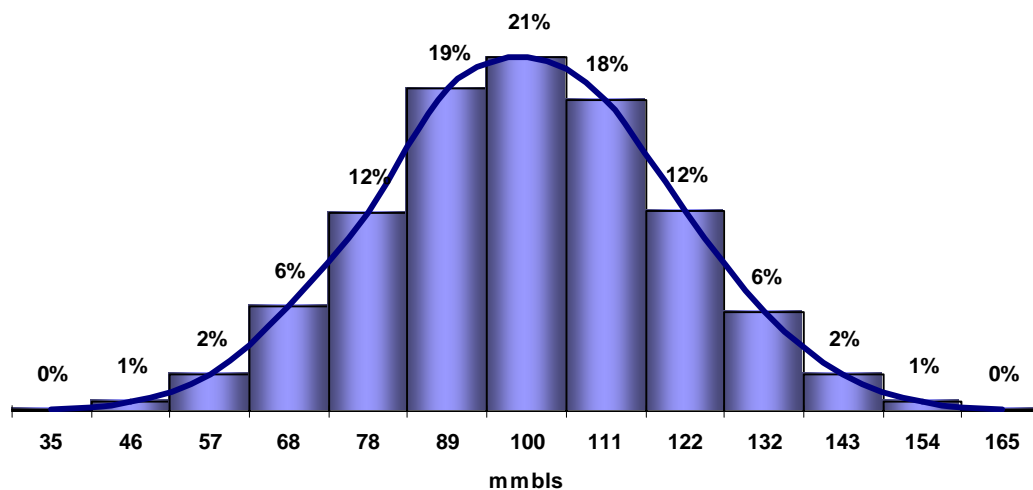


Figura III.10. Histograma de las reservas de hidrocarburos.

Con la media y desviación estándar de los datos de 100 mmbls y 20 mmbls respectivamente, se construye la distribución de probabilidad normal, Figura III.11.

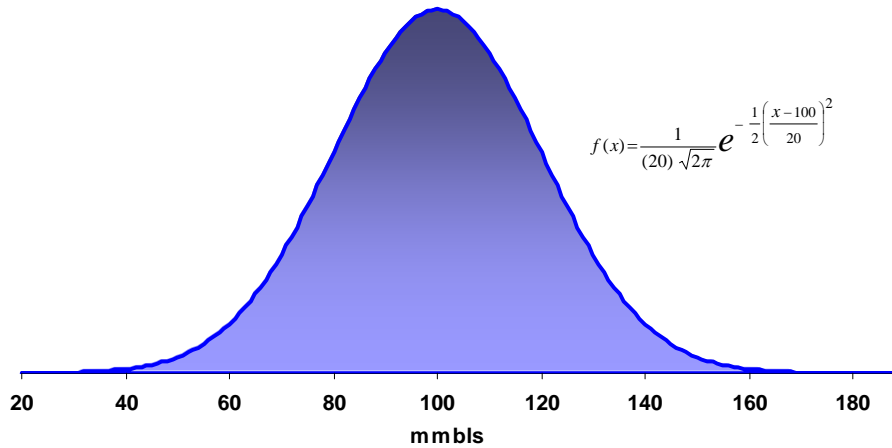


Figura III.11. Distribución de probabilidad normal de las reservas de hidrocarburos.

3.4 Distribución lognormal

Para estudiar esta distribución, veamos el siguiente ejemplo en el que se tiene información de las reservas de los yacimientos de aceite de una zona, Tabla III.6, cuyo histograma de frecuencias se presenta en la Figura III.12.

Tabla III.6. Distribución de frecuencias de las reservas.

Intervalo		Frec.	Frec. Rel.	Media
Límite inf.	Límite sup.			
0	40	528	0.0528	20
40	80	3538	0.3538	60
80	120	3077	0.3077	100
120	160	1665	0.1665	140
160	200	641	0.0641	180
200	240	312	0.0312	220
240	280	136	0.0136	260
280	320	63	0.0063	300
320	360	19	0.0019	340
360	400	7	0.0007	380
400	440	5	0.0005	420
440	480	5	0.0005	460
480	520	2	0.0002	500
520	560	1	0.0001	540
560	600	1	0.0001	580

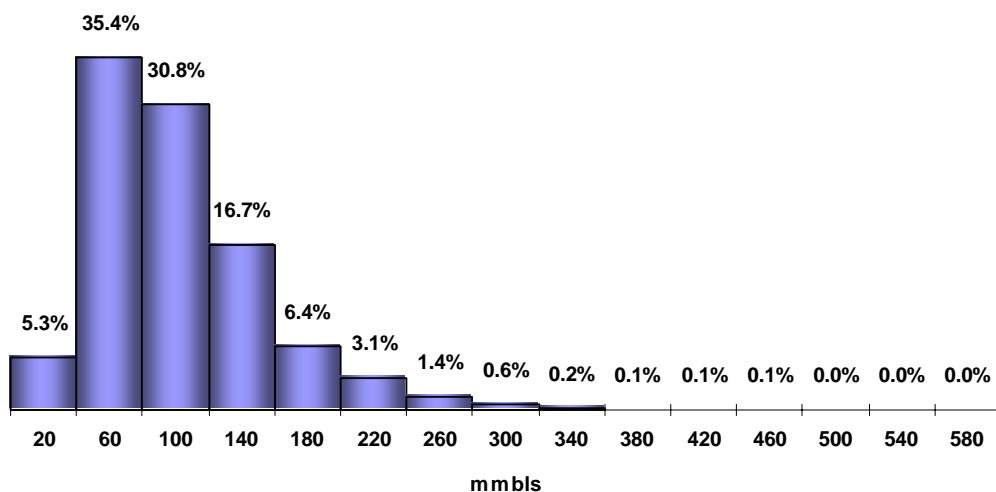


Figura III.12. Histograma de reservas de aceite.

Si quisiéramos ajustar una distribución de probabilidad clásica al histograma, excluiríamos la normal, pues aunque se parece a ella, los datos están cargados hacia el lado izquierdo, Figura III.13.

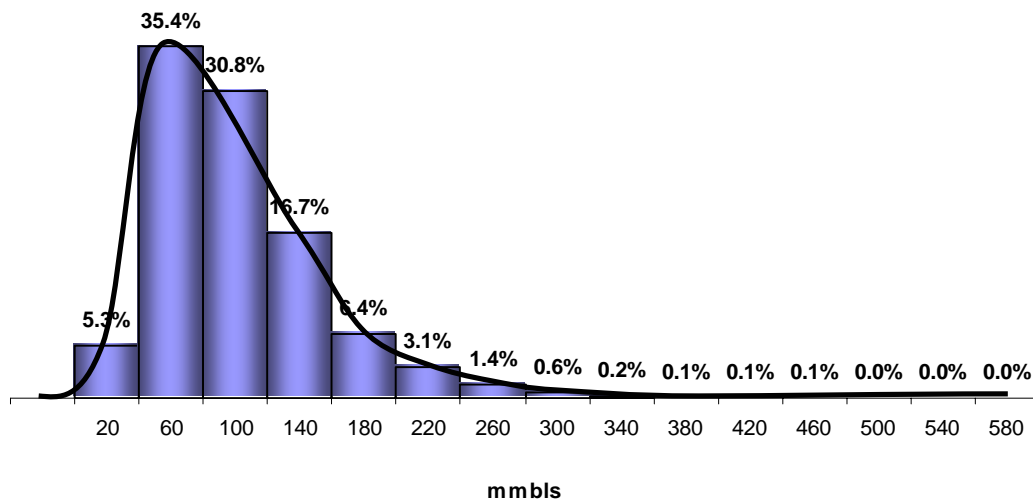


Figura III.13. Histograma ajustado a la distribución de probabilidad lognormal.

A esta distribución se le conoce como distribución lognormal y tiene forma de campana, pero con uno de sus lados con pendiente más suave. Recibe el nombre de lognormal porque el logaritmo natural (logaritmo base e) de los valores de x dará como representación gráfica una curva normal. En la Tabla III.7 se presentan los resultados de obtener el logaritmo natural de x a los primeros 100 datos del ejemplo y en la Tabla III.8, la distribución de frecuencias del total de la información agrupada en 15 categorías.

Tabla III.7. Logaritmo natural de x (reserva de hidrocarburos).

No.	Reserva (mmbbls)	ln (reserva)	No.	Reserva (mmbbls)	ln (reserva)
1	14.25	2.66	51	25.22	3.23
2	17.14	2.84	52	25.39	3.23
3	17.26	2.85	53	25.56	3.24
4	17.61	2.87	54	25.61	3.24
5	18.27	2.91	55	25.77	3.25
6	18.64	2.93	56	25.82	3.25
7	19.12	2.95	57	25.86	3.25
8	19.13	2.95	58	25.89	3.25
9	19.95	2.99	59	25.90	3.25
10	20.01	3.00	60	25.95	3.26
11	20.27	3.01	61	25.98	3.26
12	20.37	3.01	62	26.05	3.26
13	20.47	3.02	63	26.08	3.26
14	20.66	3.03	64	26.10	3.26
15	20.68	3.03	65	26.11	3.26
16	20.76	3.03	66	26.14	3.26
17	20.77	3.03	67	26.17	3.26
18	20.89	3.04	68	26.29	3.27
19	21.16	3.05	69	26.33	3.27
20	21.32	3.06	70	26.39	3.27
21	21.36	3.06	71	26.73	3.29
22	21.36	3.06	72	26.80	3.29
23	21.54	3.07	73	26.84	3.29
24	21.67	3.08	74	26.85	3.29
25	21.86	3.08	75	26.89	3.29
26	22.20	3.10	76	26.91	3.29
27	22.22	3.10	77	26.92	3.29
28	22.31	3.10	78	26.92	3.29
29	22.50	3.11	79	27.03	3.30
30	22.63	3.12	80	27.03	3.30
31	22.88	3.13	81	27.07	3.30
32	22.92	3.13	82	27.11	3.30
33	23.02	3.14	83	27.12	3.30
34	23.05	3.14	84	27.21	3.30
35	23.14	3.14	85	27.34	3.31
36	23.22	3.14	86	27.34	3.31
37	23.64	3.16	87	27.36	3.31
38	23.72	3.17	88	27.37	3.31
39	23.76	3.17	89	27.38	3.31
40	23.85	3.17	90	27.57	3.32
41	24.16	3.18	91	27.59	3.32
42	24.20	3.19	92	27.63	3.32
43	24.30	3.19	93	27.75	3.32
44	24.37	3.19	94	27.83	3.33
45	24.62	3.20	95	27.84	3.33
46	24.63	3.20	96	27.91	3.33
47	25.00	3.22	97	27.97	3.33
48	25.06	3.22	98	28.03	3.33
49	25.13	3.22	99	28.03	3.33
50	25.18	3.23	100	28.06	3.33

Tabla III.8. Distribución de frecuencias de ln (x).

Intervalo		Frec. rel.	Media
Límite inf. ln (x)	Límite sup. ln (x)		
2.66	2.90	0.0004	2.78
2.90	3.15	0.0032	3.03
3.15	3.40	0.0095	3.27
3.40	3.64	0.0305	3.52
3.64	3.89	0.0699	3.77
3.89	4.14	0.1233	4.02
4.14	4.39	0.1728	4.26
4.39	4.63	0.1988	4.51
4.63	4.88	0.1662	4.76
4.88	5.13	0.1241	5.00
5.13	5.37	0.0613	5.25
5.37	5.62	0.0285	5.50
5.62	5.87	0.0093	5.74
5.87	6.11	0.0014	5.99
6.11	6.36	0.0008	6.24

En la Figura III.14 se grafica el histograma de frecuencias de ln x, observándose una distribución normal.

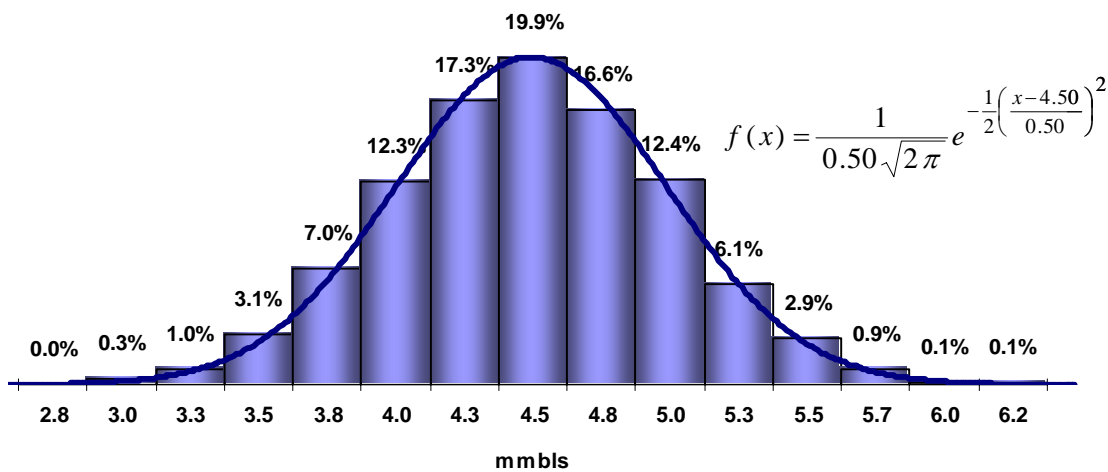


Figura III.14. Distribución de probabilidad normal (ln de x de la distribución lognormal).

La función de distribución de densidad de probabilidad para la distribución lognormal queda definida por la siguiente expresión:

$$f(x) = \frac{1}{x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(x) - \mu}{\sigma} \right)^2} \quad (3.21)$$

La media μ y desviación estándar σ se obtienen con las siguientes expresiones:

Media logarítmica:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i) \quad (3.22)$$

Desviación estándar logarítmica:

$$\sigma = \sqrt{\left(\frac{1}{n} \right) \left(\sum_{i=1}^n (\ln(x_i) - \mu)^2 \right)} \quad (3.23)$$

Para dibujar la distribución lognormal del ejemplo anterior, se obtiene la media y la desviación estándar logarítmicas de los datos Tabla III.7 y se grafica con la ecuación (3.21), Figura III.15.

$$\mu = 4.50$$

$$\sigma = 0.50$$

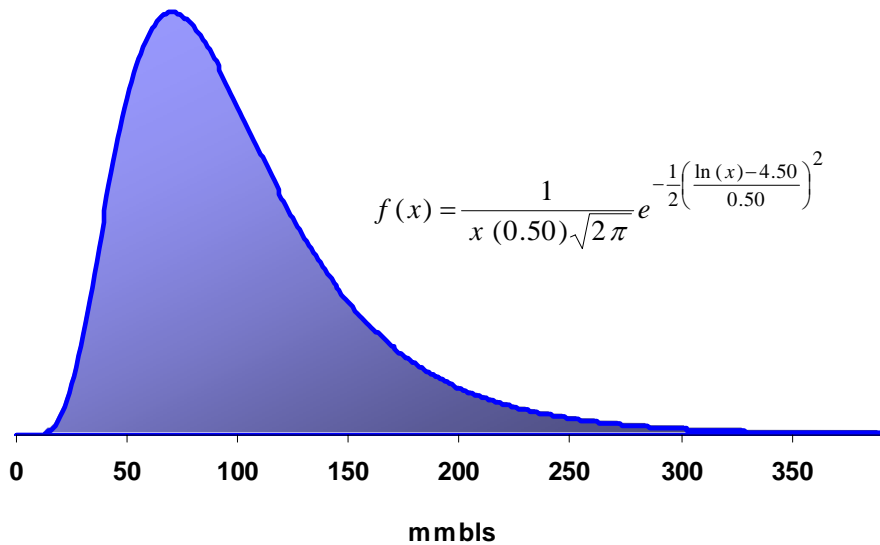


Figura III.15. Distribución lognormal.

Su función de distribución de probabilidad acumulada se expresa:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_0^x \frac{1}{x} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(x) - \mu}{\sigma} \right)^2} dx \quad (3.24)$$

Esta integral no tiene solución analítica, así que para calcular los valores de F(x), se utiliza también una solución numérica.

Para encontrar el área bajo la curva, primeramente se grafica la distribución de probabilidad con la ecuación (3.21) y se divide esta área en pequeños trapecios tal y como se hizo para la distribución normal. Así para la simulación de eventos un número aleatorio entre 0 y 1 será la suma de las áreas bajo la curva, ecuación (3.25) y Figura III.16.

$$Al = \sum_{x=1}^n \frac{y_n + y_{n+1}}{2} (x_{n+1} - x_n) \quad (3.25)$$

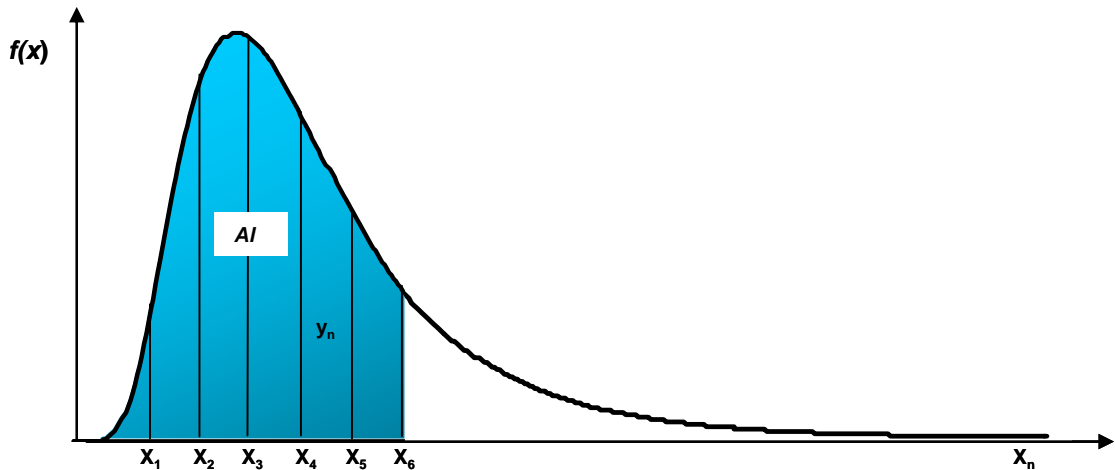


Figura III.16. Número aleatorio dentro de la distribución lognormal.

Algunas de sus características más importantes de esta distribución son:

- Al igual que la distribución normal, está definida únicamente por dos parámetros estadísticos: la media logarítmica μ y la desviación estándar logarítmica σ de los datos.
- El logaritmo natural de los valores dará como representación gráfica una curva normal.
- Los límites teóricos son 0 y $+\infty$. En la práctica esta distribución usualmente se trunca cuando la curva es asintótica al eje de las abscisas.
- Puede crecer sin límite hacia la derecha, pero no puede tener valores negativos.

En la exploración de hidrocarburos esta distribución es muy importante ya que se ha encontrado que el tamaño de las reservas de los campos de aceite y gas, normalmente

está representado por una distribución lognormal, es decir que existen pocos campos de gran tamaño y muchos campos pequeños.

3.5 Distribución exponencial

A pesar de que la distribución normal puede utilizarse para resolver muchos problemas de ingeniería y ciencias, existen numerosas situaciones que requieren diferentes tipos de funciones de densidad. La distribución exponencial es otra distribución que se ajusta al comportamiento de ciertos eventos, Figura III.17.

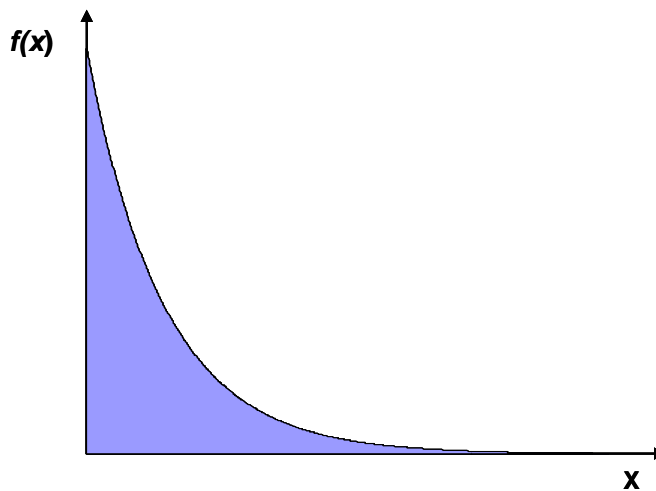


Figura III.17. Distribución de probabilidad exponencial.

La expresión matemática que denota la distribución de densidad de probabilidades es:

$$f(x) = \frac{1}{\mu} e^{-\frac{x}{\mu}} \quad (3.26)$$

El área bajo la curva se obtiene integrando la función de distribución de densidad:

$$F(x) = \int_0^{\infty} \frac{1}{\mu} e^{-\frac{x}{\mu}} dx \quad (3.27)$$

Por lo tanto, la distribución de probabilidad acumulada es:

$$F(x) = 1 - e^{-\frac{x}{\mu}} \quad (3.28)$$

En la simulación de eventos, un número aleatorio (AI) estará representado por el área bajo la curva de la distribución, Figura III.18

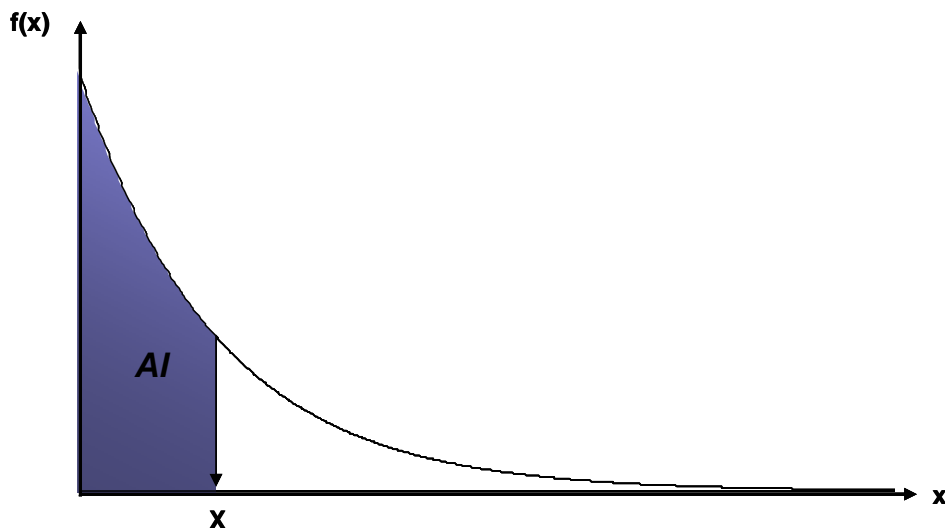


Figura III.18. Número aleatorio dentro de una distribución de probabilidad exponencial.

El valor de x correspondiente a esa área, lo obtenemos despejando esta variable de la ecuación (3.28):

$$x = \mu \ln \left(\frac{1}{(1 - AI)} \right) \quad (3.29)$$

La media de los datos μ se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.30)$$

La Tabla III.9 muestra los primeros resultados de un ejemplo donde se simula por medio de números aleatorios la reserva de hidrocarburos de los yacimientos de un área petrolera desarrollada en donde se conoce que obedece a una distribución exponencial con una media 29.88 mmbls.

Tabla III.9. Simulación de la reserva de hidrocarburos con la distribución exponencial.

Simulación No.	No. Aleatorio	Valor de X (Reserva mmbls)	Simulación No.	No. Aleatorio	Valor de X (Reserva mmbls)
1	0.82	52.14	26	0.01	0.41
2	0.15	4.99	27	0.96	93.59
3	0.79	47.29	28	0.21	7.07
4	0.43	16.79	29	0.89	67.03
5	0.54	23.55	30	0.45	17.69
6	0.07	2.22	31	0.17	5.59
7	0.06	1.75	32	0.29	10.17
8	0.84	54.12	33	0.75	41.60
9	0.98	124.40	34	0.85	57.69
10	0.02	0.58	35	0.26	8.87
11	0.66	32.07	36	0.35	12.80
12	0.95	92.51	37	0.87	60.76
13	0.12	3.84	38	0.86	58.69
14	0.38	14.56	39	0.42	16.12
15	0.49	20.37	40	0.60	27.17
16	0.90	69.10	41	0.19	6.30
17	0.17	5.57	42	0.94	86.63
18	0.83	52.36	43	0.26	8.97
19	0.65	31.73	44	0.02	0.54
20	0.22	7.54	45	0.32	11.67
21	0.05	1.44	46	0.60	27.50
22	0.91	72.71	47	0.38	14.29
23	0.49	20.24	48	0.64	30.83
24	0.67	33.30	49	0.74	40.64
25	0.07	2.04	50	0.71	37.26

La distribución de frecuencias se presenta en la Tabla III.10 y el histograma en la Figura III.19.

Tabla III.10. Distribución de frecuencias de la reserva de hidrocarburos.

Intervalo			
Limite inf.	Limite sup.	Frec. rel.	Media
0	20	0.4896	10
20	40	0.2495	30
40	60	0.1256	50
60	80	0.0656	70
80	100	0.0353	90
100	120	0.0162	110
120	140	0.0089	130
140	160	0.0050	150
160	180	0.0027	170
180	200	0.0005	190
200	220	0.0003	210
220	240	0.0004	230
240	260	0.0002	250
260	280	0.0000	270
280	300	0.0001	290
300	320	0.0001	310

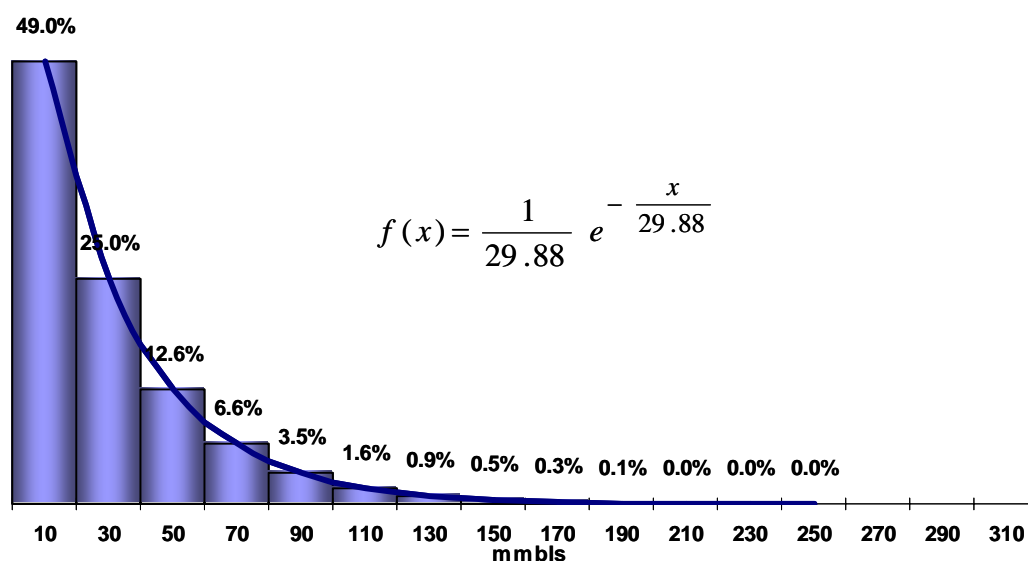


Figura III.19. Histograma de la reserva de hidrocarburos con el ajuste a la distribución de probabilidad exponencial.

El área bajo la curva de esta distribución para un valor de x se puede obtener con la ecuación 3.28 y también sumando las áreas de los trapecios formados bajo la curva exponencial, Figura III.20,

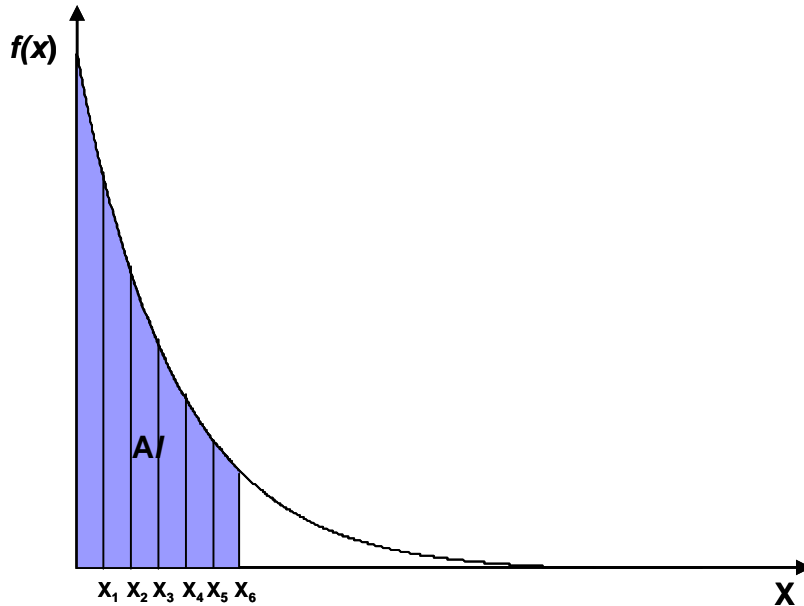


Figura III.20. Número aleatorio dentro de la distribución de probabilidad exponencial.

Por lo tanto, para utilizar esta distribución en la simulación de eventos, igual que en las distribuciones normal y lognormal, un número aleatorio (Al) representará el área bajo la curva y esta área será la sumatoria de las áreas de los trapecios:

$$Al = \sum_{x=1}^n \frac{y_n + y_{n+1}}{2} (x_{n+1} - x_n) \quad (3.31)$$

Sus propiedades más importantes son:

- Está definida únicamente por un parámetro estadístico: la media μ .
- Los límites teóricos en el eje x son 0 y $+\infty$.

Capítulo IV

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

En el presente capítulo se obtienen las distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos de aceite de la Región Sur, las cuales son de gran utilidad para estimar la probable magnitud de los yacimientos en la exploración de nuevas áreas.

Para construir estas distribuciones de probabilidad, primeramente se utiliza el concepto de distribución discreta mediante el uso de los histogramas de frecuencias de los volúmenes originales de hidrocarburos y factores de recuperación de los campos ya desarrollados; y realizando el producto de estas dos variables, se estiman las reservas de hidrocarburos. Con los valores de reserva obtenidos, se construye un histograma de frecuencias, el cual se ajusta a un patrón de distribución de probabilidad clásico, Finalmente, para realizar una primera estimación de la reserva de un nuevo yacimiento, se utiliza el concepto de distribución continua en donde un número aleatorio representará el área bajo la curva.

Debido a que en la Región Sur se tienen dos tipos de yacimientos: los formados por arenas del Plio-Pleistoceno del período Terciario (era Cenozoica) y los formados por

carbonatos dolomitizados de los periodos Cretácico y Jurásico (era Mesozoica), se obtendrán dos distribuciones de probabilidad para la estimación de las reservas, una para los yacimientos del Mesozoico y otra para los yacimientos del Terciario.

4.1 Yacimientos del Mesozoico

4.1.1 Volúmenes Originales

En la Región Sur, al inicio de los años setenta los pocos estudios geológicos y geofísicos con los que se contaba indicaban acumulaciones de hidrocarburos en el Mesozoico de Chiapas-Tabasco, razón por la cual se inició la perforación exploratoria, terminándose en 1972 los primeros pozos exploratorios Cactus 1, Sitio Grande 1 y Pichucalco 1 en el estado de Chiapas en calizas de la edad cretácica, Figura IV.1.

Pero, ¿Cuáles eran los volúmenes originales de hidrocarburos que se esperaba encontrar con la perforación de estos tres pozos exploratorios?... Dado que no se contaba con alguna evidencia de la presencia de hidrocarburos del Mesozoico, el resultado de estos pozos podría ser encontrar *nada* o *todo*, así que por ser un área geográfica totalmente desconocida en la que se iniciaba la exploración, la magnitud del volumen original de estos yacimientos bien podría haber estado entre 0 y 5,000 mmbls, entre 0 y 10,000 mmbls, entre 0 y 20,000 mmbls o más. Para iniciar con los descubrimientos utilizaremos un rango no muy grande ni muy pequeño, tomando en cuenta que éste se irá ajustando a los datos reales según se vayan presentando los descubrimientos. Por lo tanto, el rango inicial será de 0 a 10,000 mmbls con una probabilidad de descubrimiento de tan sólo 10%, ya que por primera vez se perforaban pozos en áreas no investigadas antes.

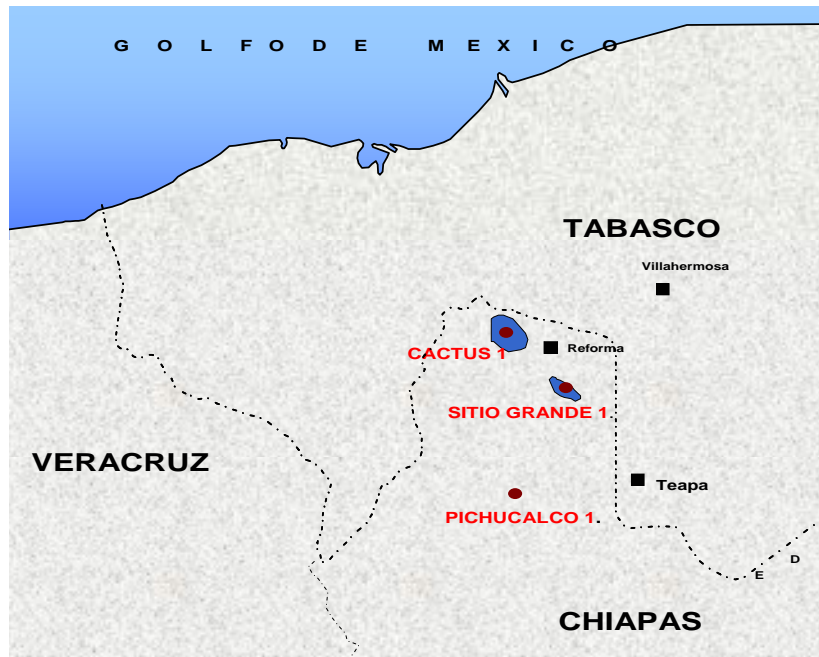


Figura IV.1. Primeros pozos exploratorios del Sureste en el Mesozoico, 1972.

Para estimar la magnitud de los volúmenes originales de hidrocarburos que esperaríamos encontrar en estas localizaciones si los pozos exploratorios resultaran productores, utilizaremos primeramente la distribución uniforme, que nos indica que existe la misma probabilidad de que se descubra un yacimiento con cualquier valor de volumen comprendido entre un rango, que para este caso será de 0 a 10,000 mmbls, Figura IV.2.

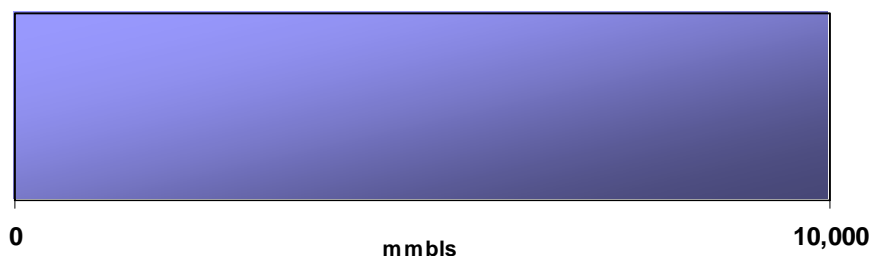


Figura IV.2. Distribución de probabilidad uniforme para estimar el volumen original de hidrocarburos del Mesozoico en el Sureste, 1972.

La Tabla IV.1 muestra el resultado real de estos pozos exploratorios, en donde se observa que de los tres pozos perforados dos resultaron productores y uno improductivo, y que los volúmenes originales de los yacimientos descubiertos Cactus y Sitio Grande se encuentran en el rango inicialmente establecido de 0 a 10,000 mmbls por la primera distribución de probabilidad.

Tabla IV.1. Primeros pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1972.

Pozo	Año de perforación	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Cactus 1	1972	10	Productor	1,880.6
Sitio Grande 1	1972	10	Productor	1,152.6
Pichucalco 1	1972	10	No productor	-

Con la magnitud real de los primeros yacimientos descubiertos en el Mesozoico, haremos un primer ajuste a la distribución de probabilidad de volúmenes originales. De acuerdo a los volúmenes de los yacimientos encontrados, podemos decir que el patrón de distribución de probabilidad representativa es la distribución triangular, Figura IV.3, en donde el valor mínimo es de 0 mmbls por resultar el pozo Pichucalco 1 improductivo, el valor modal es el promedio de los volúmenes originales de los yacimientos Cactus y Sitio Grande con 1,516 mmbls y el valor máximo seguirá siendo de 10,000 mmbls ya que como es un área que inicia la exploración, se pueden encontrar yacimientos más grandes. La probabilidad de éxito en la perforación hasta este momento es de 67% ya que de tres pozos exploratorios perforados, sólo dos resultaron productores. La distribución de probabilidad obtenida en este año y el porcentaje de éxito en pozos exploratorios, servirá para hacer una estimación de los siguientes descubrimientos.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

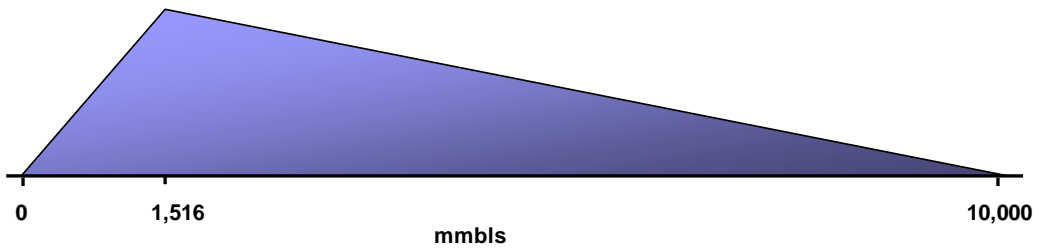


Figura IV. 3. Distribución de probabilidad real del volumen original de hidrocarburos, yacimientos del Mesozoico, 1972.

En el siguiente año, en 1973, se perforaron dos pozos exploratorios más, los cuales fueron Sabancuy 1 y Samaria 101 en los estados de Chiapas y Tabasco respectivamente. Con la distribución de probabilidad de volumen original de hidrocarburos que se tiene hasta este momento, ¿Cuál será la magnitud de los yacimientos, si los pozos exploratorios resultan productores? De acuerdo al antecedente podemos decir que existe el 67% de probabilidad de que estos pozos resulten productores y que los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos que se descubran podrían estar entre 0 y 10,000 mmbls, siendo más probable encontrar yacimientos con un volumen alrededor de 1,516 mmbls. La Tabla IV.2 muestra el resultado de estos pozos exploratorios y los volúmenes originales reales de los yacimientos descubiertos en este año, observándose que el volumen original de los yacimientos Sabancuy y Samaria está dentro del rango de valores estimado por la distribución de probabilidad.

Tabla IV.2. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1973.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Sabancuy 1	1973	67	Productor	5.2
Samaria 101	1973	67	Productor	4,422.4

Con estos nuevos descubrimientos se actualiza la distribución de probabilidad, que con los resultados obtenidos hasta el momento, seguirá siendo la triangular con un valor

mínimo de 0 mmbls, un valor máximo de 5,000 mmbls y un valor más probable de 2,000 mmbls, Figura IV.4.

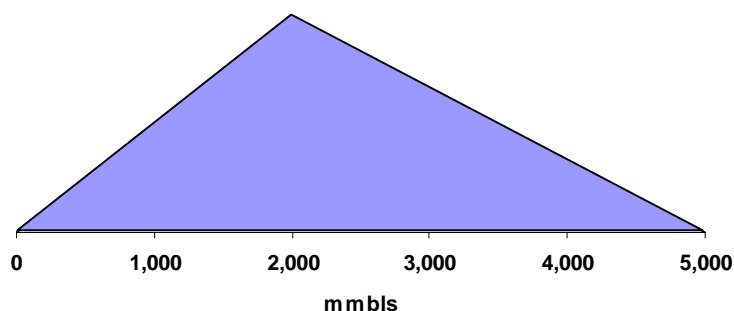


Figura IV.4. Distribución de probabilidad para volumen original de hidrocarburos, yacimientos del Mesozoico, 1973.

Cada vez que se descubre un nuevo yacimiento, el patrón de la distribución de probabilidad y su rango, se modifican con base en la magnitud de los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos. Es importante observar que el límite superior del rango de nuestra distribución, cambió de 10,000 a 5,000 mmbls, ya que el pozo Samaria 101 descubrió el primer yacimiento grande de la Región con un volumen original de hidrocarburos de 4,422 mmbls, acotando así, el rango de la distribución de probabilidad de 0 a 5,000 mmbls.

En 1974 se perforaron los pozos exploratorios Níspero 1 en Chiapas e Íride 1 y Cunduacán 1 en Tabasco. Hasta este momento la probabilidad de descubrimiento real de la zona para los yacimientos del Mesozoico era de 80%, ya que de los cinco pozos perforados, cuatro resultaron productores. Con respecto a los volúmenes originales de hidrocarburos, podemos decir que estos tres pozos exploratorios podrían descubrir un volumen original entre 0 y 5,000 mmbls y en caso de que resultaran productores, sería más probable encontrar yacimientos con un volumen original promedio de 2,000 mmbls.

El resultado real de estos tres pozos exploratorios se muestra a continuación, Tabla IV.3.

Tabla IV.3. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1974.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbis)
Níspero 1	1974	80	Productor	661.8
Íride 1	1974	80	Productor	1,814.1
Cunduacán 1	1974	80	Productor	3,111.0

Todos los volúmenes originales reales de hidrocarburos que encontraron estos pozos, están dentro del rango estimado por la distribución de probabilidad triangular establecida, además de que el promedio de estos tres nuevos yacimientos es de aproximadamente 1,800 mmbis, muy cercano al valor más probable obtenido por la última distribución triangular que es 2,000 mmbis. Presentemos ahora un primer histograma con los datos que hasta el momento tenemos y veamos cuál es el patrón de distribución de probabilidad que representa el volumen original de hidrocarburos real de los yacimientos, Figura IV.5.

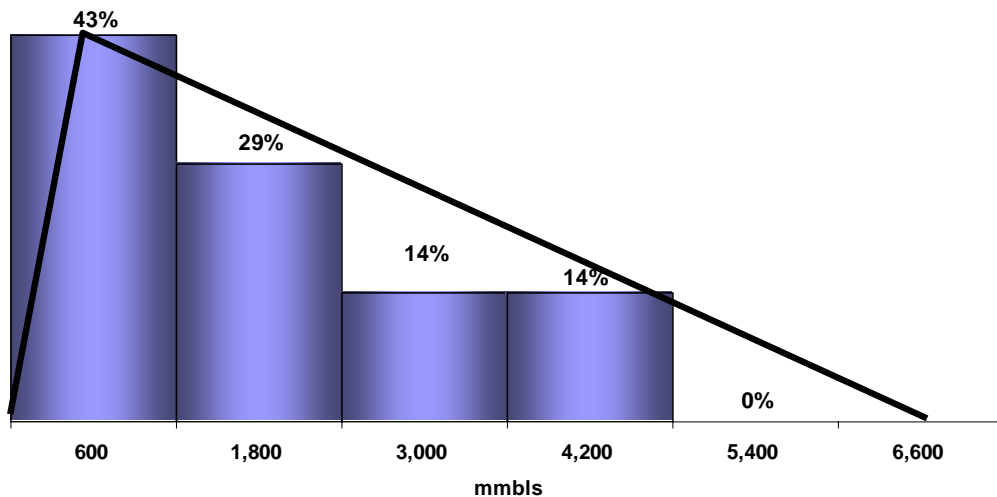


Figura IV.5. Distribución de probabilidad real de volumen original de hidrocarburos para el Mesozoico, 1974.

Este histograma nos muestra información muy valiosa, ya que nos dice que hasta el momento los yacimientos descubiertos del Mesozoico en la Región, el 43% tienen un

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

volumen original entre 0 y 1,200 mmbls con promedio de 600 mmbls, el 29% entre 1,200 y 2,400 mmbls con promedio de 1,800 mmbls, el 14% entre 2,400 y 3,600 mmbls con promedio de 3,000 mmbls y el 14% entre 3,600 y 4,800 mmbls con promedio de 4,200 mmbls. A simple vista el patrón de distribución que se puede ajustar al histograma obtenido es el triangular, con un valor mínimo de 0 mmbls, un valor modal (más probable) de 600 mmbls y un valor máximo de 6,600 mmbls. Para el siguiente año esperaríamos el mismo comportamiento en los descubrimientos.

En 1975 continuó la perforación exploratoria en la zona, con los pozos Lino 1 y Río Nuevo 1 en Chiapas, y Menta 1 y Atitlán 1 en Tabasco. Para estos pozos la probabilidad de descubrimiento será de 88% debido a que de los ocho pozos perforados hasta el año anterior, siete resultaron productores. Con respecto al volumen de hidrocarburos más probable que descubriría cada pozo si resultara productor, sería de 600 mmbls en promedio, con el 43% de probabilidad de que así resulte. La Tabla IV.4 muestra la magnitud real de estos nuevos yacimientos.

Tabla IV.4. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1975.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Lino 1	1975	88	No productor	-
Menta 1	1975	88	Productor*	0.7
Atitlán 1	1975	88	Productor*	0.8
Río Nuevo 1	1975	88	Productor	445.2

* Productor no comercial

De los cuatro pozos perforados en este año, tres resultaron productores y uno improductivo y los volúmenes originales de los yacimientos descubiertos por estos pozos, se encuentran dentro del rango más probable establecido por la distribución de probabilidad de los descubrimientos anteriores. Es importante notar que sólo un pozo resultó comercialmente productor; el Río Nuevo 1, descubriendo un yacimiento con un

volumen original de 445 mmbls y los pozos Menta 1 y Atitlán 1 aunque fueron productores, no resultaron comercialmente explotables.

Debido a que estamos investigando el volumen original de hidrocarburos de los yacimientos en la Región, estos dos últimos yacimientos entrarán en nuestra estadística de pozos productores, aunque los yacimientos hayan resultado no explotables comercialmente. Por lo tanto, la estadística muestra que la probabilidad de descubrimiento en la zona es que de los 12 pozos perforados, diez resulten productores y dos improductivos, es decir, se tiene el 83% de probabilidad de descubrimiento en la perforación exploratoria y con estos datos, la distribución de probabilidad que se ajusta con el histograma, es ahora una lognormal, Figura. IV.6.

La distribución lognormal depende de dos parámetros estadísticos de los datos, que son la media y la desviación estándar, que para los datos que tenemos hasta ahora son 1,349 mmbls y 1,408 mmbls respectivamente. Los próximos descubrimientos pueden presentarse de acuerdo a esta distribución.

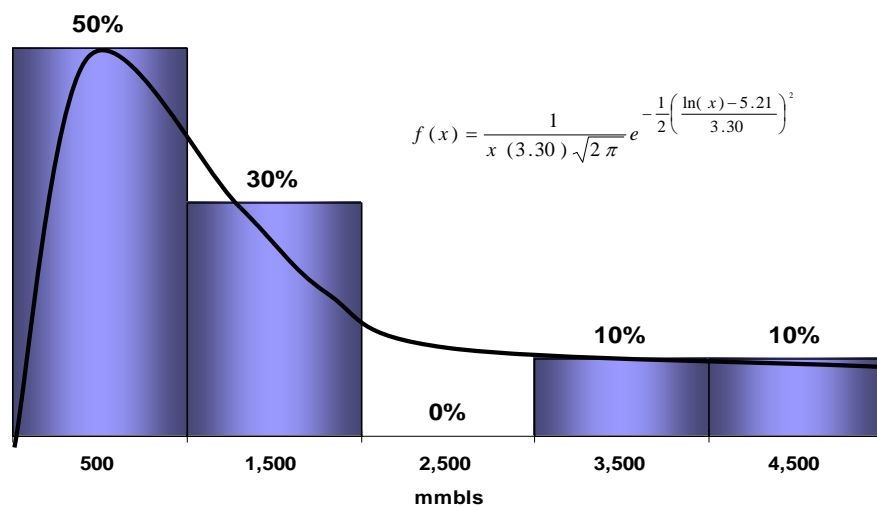


Figura IV.6. Distribución de probabilidad para el volumen original, yacimientos del Mesozoico, 1975.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

En 1976 se perforaron tres pozos exploratorios orientados también a descubrir acumulaciones en el Cretácico Medio e Inferior, estos fueron Oxchuc 1, Pangola 1 y Tepotzingo 1. La distribución de probabilidad que se tiene hasta el este momento estima que, si los pozos resultaran productores, podemos decir que existe el 50% de probabilidad de encontrar yacimientos con un volumen original entre 0 y 1,000 mmbls, con una media de 500 mmbls, el 30% entre 1,000 y 2,000 mmbls con una media de 1,500 mmbls, el 10 % entre 3,000 mmbls y 4,000 mmbls con una media de 3,500 mmbls y 10% entre 4,000 y 5,000 mmbls con una media de 4,500 mmbls, con el 83% de probabilidad de que los pozos exploratorios resulten productores. Durante este año la perforación exploratoria en el área mesozoica no tuvo éxito ya que los tres pozos perforados resultaron improductivos, Tabla IV.5.

Tabla IV.5. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1976.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado real	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Pangola 1	1976	83	No productor	-
Oxchuc 1	1976	83	No productor	-
Tepotzingo 1	1976	83	No productor	-

En 1977 continuó la actividad exploratoria con el objeto de descubrir más reservas y evaluar con prontitud las posibilidades petrolíferas de la Región. Así, nueve pozos exploratorios se perforan en el área de Chiapas-Tabasco, Paredón 1, Zarza 1A, Cacho López 2, Crimea 1, Sunuapa 1, Oxiacaque 1, Artesa 1, Copanó 1 y Tres Pueblos 1A. Si estos pozos resultaran productores, la magnitud de volumen original de hidrocarburos que esperaríamos encontrar, según nuestra distribución de probabilidad está entre 0 y 5,000 mmbls con 67% de probabilidad de que los pozos resulten productores, siendo más probable encontrar yacimientos con un volumen original entre 0 y 1,000 mmbls. La Tabla IV.6 muestra el resultado de los pozos exploratorios y los volúmenes originales reales de los yacimientos descubiertos.

Tabla IV:6. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1977.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Paredon 1	1977	67	Productor	600.0
Zarza 1A	1977	67	No Productor	-
Cacho López 2	1977	67	Productor	8.3
Crimea 1	1977	67	No Productor	-
Sunuapa 1	1977	67	Productor	73.7
Oxiacaque 1	1977	67	Productor	1,443.0
Artesa 1	1977	67	Productor	200.1
Copano 1	1977	67	Productor	1.0
Tres Pueblos 1A	1977	67	Productor*	0.9

* Productor no comercial

Casi todos los volúmenes de los yacimientos están dentro del volumen de hidrocarburos más probable estimado por la distribución de probabilidad, es decir, entre 0 y 1,000 mmbls y sólo un yacimiento, Oxiacaque, sale fuera de este rango con 1,443 mmbls. Este último; aunque no se encuentra en el rango más probable, sí está en nuestra distribución de probabilidad, con probabilidad de ocurrencia de 30%.

Durante este año se tuvo éxito en la perforación exploratoria ya que de los nueve pozos perforados, siete resultaron productores. Nuevamente el pozo Tres Pueblos 1A resultó productor aunque no explotable económicamente.

¿Cómo se ve modificada la distribución de probabilidad con estos nuevos descubrimientos? La Figura IV.7 muestra el histograma y el patrón de distribución de probabilidades en donde observamos que continúa siendo lognormal con su media y desviación estándar de 931 mmbls y 1,270 mmbls respectivamente. El éxito en la perforación exploratoria es ahora de 71%, ya que de los 24 pozos perforados, 17 han resultado productores y siete improductivos.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

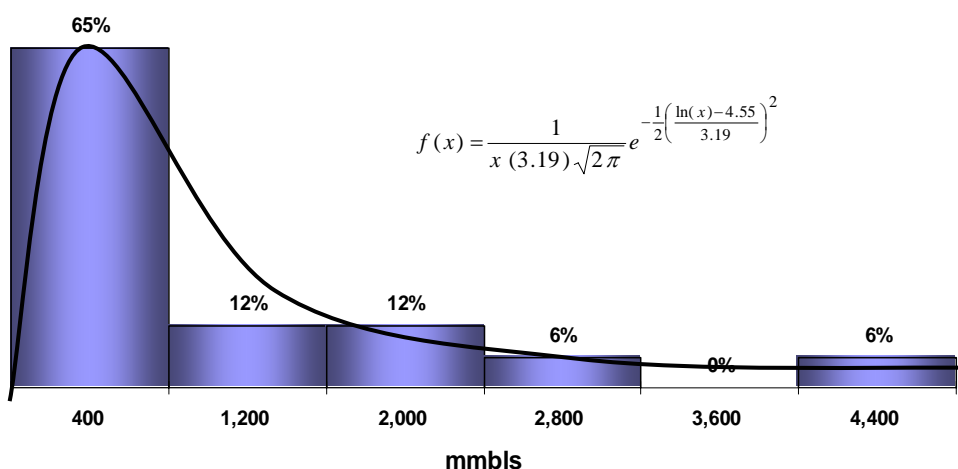


Figura IV.7. Distribución de probabilidad para el volumen original, yacimientos del Mesozoico, 1977.

En 1978 se perforaron los pozos Platanal 101, Ricino 1A en el estado de Tabasco, el Arroyo Zanapa 1, Topén 1, Badajo 1, Tepate 1 y Guarumo 1 en el estado de Chiapas. De acuerdo con los resultados obtenidos en los años anteriores esperamos que estos pozos, de resultar productores, descubran yacimientos con volúmenes originales entre 0 y 4,800 mmbls, siendo más probable descubrir acumulaciones entre 0 y 800 mmbls con una media de 400 mmbls con una probabilidad de descubrimiento de 71%. El resultado de los pozos se muestra en la Tabla IV.7, así como los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos.

Tabla IV.7. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1978.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Zapatero 1	1978	71	No productor	-
Platanal 101	1978	71	Productor	58.9
Tepate 1	1978	71	No productor	-
Ricino 1 A	1978	71	Productor*	0.8
Guarumo 1	1978	71	No productor	-
Arroyo Zanapa 1	1978	71	Productor	42.8
Badajo 1	1978	71	No productor	-
Topén 1	1978	71	Productor	356.0

* Productor no comercial

Con estos nuevos descubrimientos se actualiza el patrón de distribución de probabilidad que representa los yacimientos descubiertos hasta ahora. De acuerdo a la forma del histograma, Figura IV.8, la distribución que mejor se ajusta es la lognormal con una media de 775 mmbls y una desviación estándar de 1,184 mmbls y probabilidad de descubrimiento de 66%, ya que de los 32 pozos exploratorios perforados hasta ahora, 21 han resultando productores y el resto improductivos.

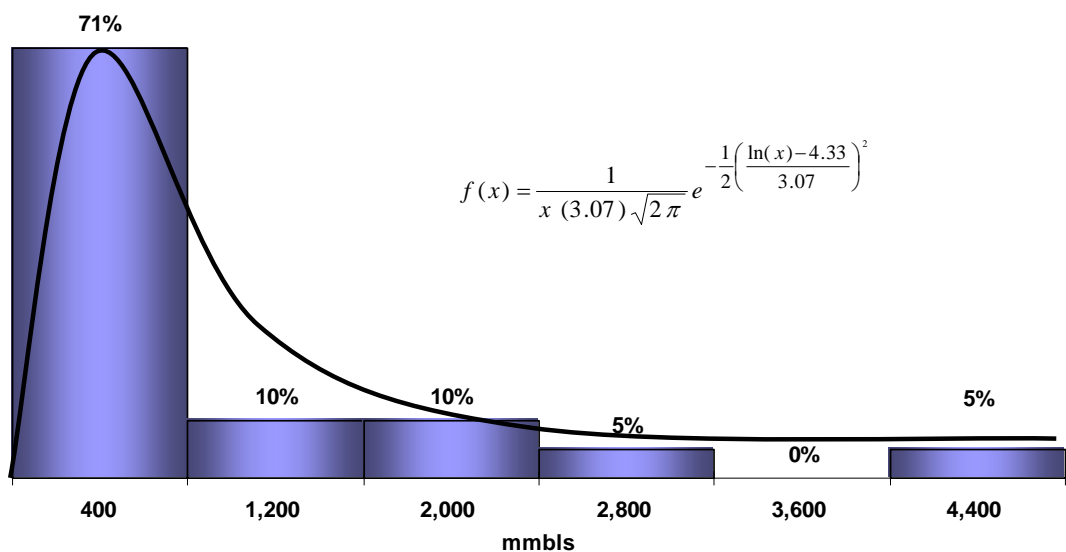


Figura IV.8. Distribución de probabilidad para volumen original, yacimientos del Mesozoico, 1978.

En el siguiente año, 1979, se perforó sólo un pozo con objetivo Mesozoico, Comoapa 1A en Chiapas. La probabilidad de que este pozo resulte productor es de 66% con 71% de probabilidad de que el yacimiento tenga un volumen entre 0 y 800 mmbls. La Tabla IV.8 muestra que el pozo resultó productor con un volumen original de hidrocarburos de 171.8 mmbls, cayendo dentro del rango más probable pronosticado por la distribución probabilidad.

Tabla IV 8. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1979.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Comoapa 1A	1979	66	Productor	171.8

El patrón de distribución de probabilidades que resulta de acuerdo al histograma de frecuencias, es el lognormal con una media de 748 mmbls y una desviación estándar de 1,162 mmbls, Figura IV 9.

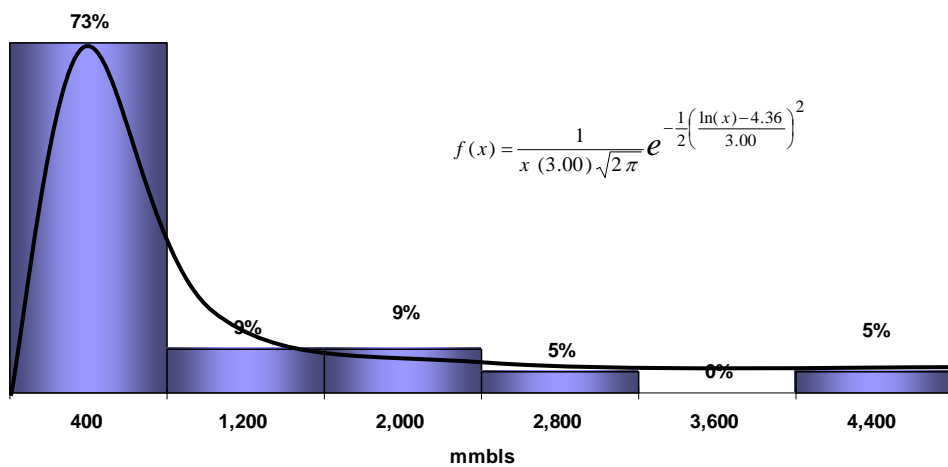


Figura IV.9. Distribución de probabilidad para volumen original, yacimientos del Mesozoico, 1979.

Por lo tanto de acuerdo a lo anterior, para los próximos años, la probabilidad de descubrimiento será de 67%, con un volumen original de hidrocarburos más probable de encontrar entre 0 y 400 mmbls.

En 1980 se descubrieron dos yacimientos importantes por su tamaño en la Región, que fueron Cárdenas y Jujo en el estado de Tabasco, con la perforación de los pozos exploratorios Cárdena 101 y Jujo 2A. Se perforaron también los pozos exploratorios Teapa 101 y Chacalapa 1 en Tabasco y Arce 1 en Chiapas, los cuales resultaron improductivos. ¿Qué resultado se esperaba con la perforación de los cinco pozos exploratorios? De acuerdo a nuestra distribución de probabilidad, lo que esperaríamos

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

es que los pozos perforados tengan un 67% de probabilidad de que resulten productores y descubran un yacimiento con un volumen original de hidrocarburos entre 0 y 4,800 mmbls, siendo más probable encontrar yacimientos cuyo volumen esté entre 0 y 800 mmbls o con un promedio de 400 mmbls. La Tabla IV.9 muestra el resultado de la perforación exploratoria y observamos que los volúmenes originales de los yacimientos descubiertos Cárdenas y Jujo, no se encuentran dentro del rango más probable de la distribución de probabilidad, sin embargo, si están dentro de ésta con menos porcentaje de ocurrencia.

Tabla IV.9. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1980.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Cardenas 101	1980	67	Productor	1,293.4
Teapa 101	1980	67	No productor	-
Chacalapa 1	1980	67	No productor	-
Jujo 2A	1980	67	Productor	3,721.0
Arce 1	1980	67	No productor	-

Con los nuevos yacimientos, la probabilidad de descubrimiento es de 63%, con un total de 38 pozos perforados, resultando productores 24 y 14 improductivos. Esta probabilidad de descubrimiento se utilizará para los próximos años. Es importante comentar que en este año se descubrió el yacimiento Jujo, que es uno de los más grandes de la Región con un volumen original de hidrocarburos de 3,721 mmbls.

Veamos cómo ha variado a través del tiempo la magnitud del volumen original de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos hasta el momento, Figura IV.10.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

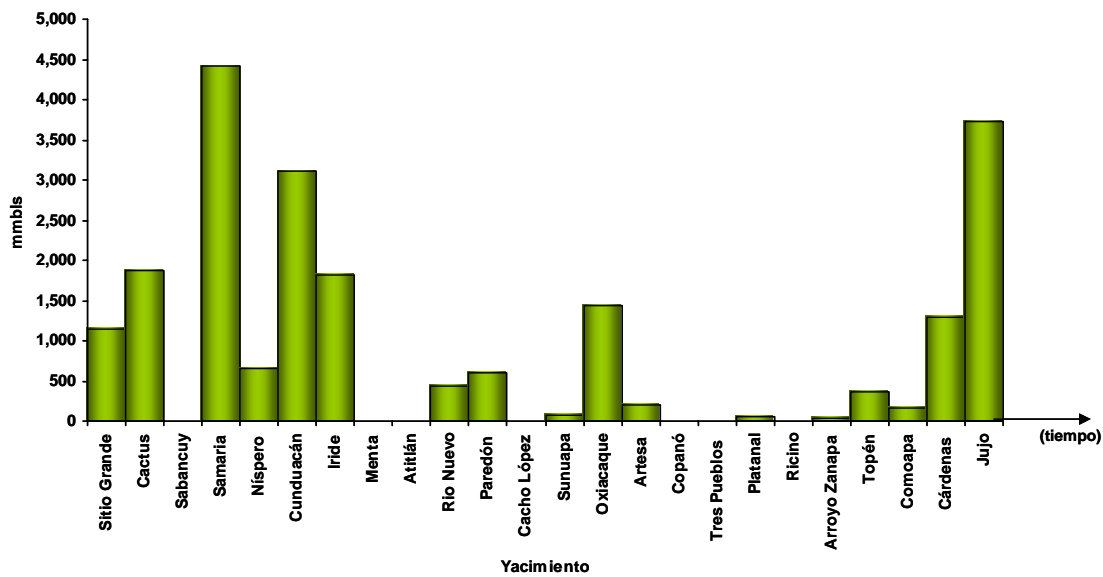


Figura IV.10. Volumen original de yacimientos del Mesozoico de la Región Sur hasta 1980.

A medida que se avanza en el tiempo, la magnitud de los volúmenes originales de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos tienden a ser pequeños, situación estimada por nuestra distribución de probabilidad, lo cual indica que lo que esperaríamos encontrar en el futuro serían muchos yacimientos pequeños y muy pocos yacimientos grandes. El histograma de frecuencias y la distribución de probabilidad se presentan en la Figura IV.11, en donde se observa que la distribución es una lognormal cuya media y desviación estándar son 894 mmbbls y 1,242 mmbbls respectivamente.

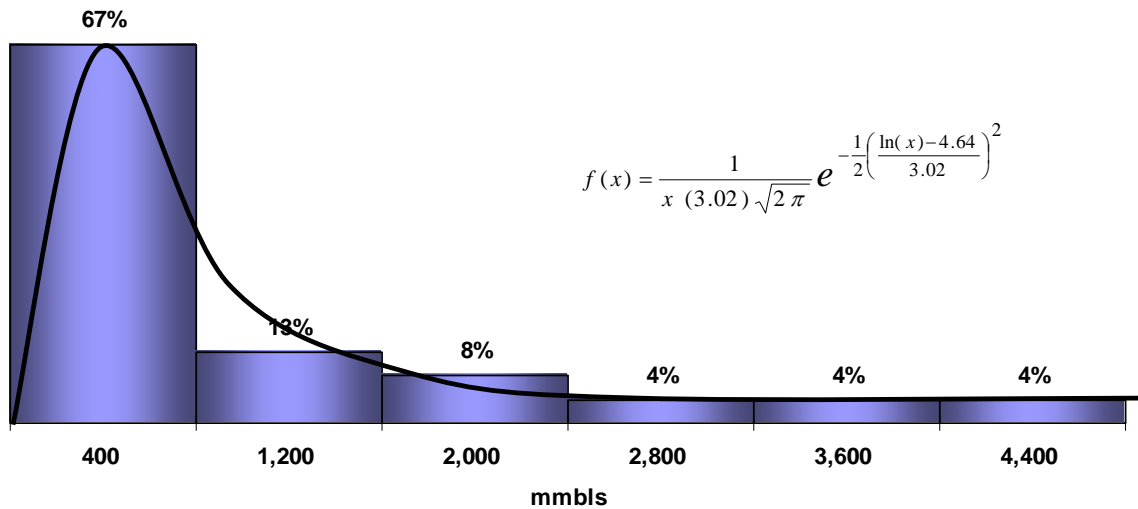


Figura IV.11. Histograma de volumen original de los yacimientos del Mesozoico hasta 1980.

¿Qué observamos en la gráfica anterior? Se observa que hasta 1980 en la Región Sur, el 67% de los yacimientos descubiertos tuvo un volumen original de hidrocarburos entre 0 y 800 mmbls, el 13% entre 800 y 1600 mmbls, el 8% entre 1,600 y 2,400 mmbls y el 12 % entre 2,400 y 4,800 mmbls, con un éxito en la perforación exploratoria de 63%.

Con esta información real, ¿Qué magnitud de volumen original de hidrocarburos esperaríamos encontrar en los próximos yacimientos en la Región Sur? Según nuestra distribución de probabilidad, lo que esperaríamos encontrar en el futuro serían muchos yacimientos pequeños, cuyo volumen original este entre 0 y 800 mmbls y muy poca probabilidad de encontrar yacimientos grandes, con volúmenes entre 2,400 y 4,800 mmbls o más grandes. Entre los yacimientos grandes que hasta el momento se han descubierto, están Samaria con 4,422 mmbls y Jujo con 3,721 mmbls, que representan el 8% del total de yacimientos de la Región y que se encuentran en el rango de 3,200 a 4,800 mmbls de nuestro histograma de frecuencias.

En la Figura IV. 12 se muestran localizados los yacimientos encontrados hasta 1980.

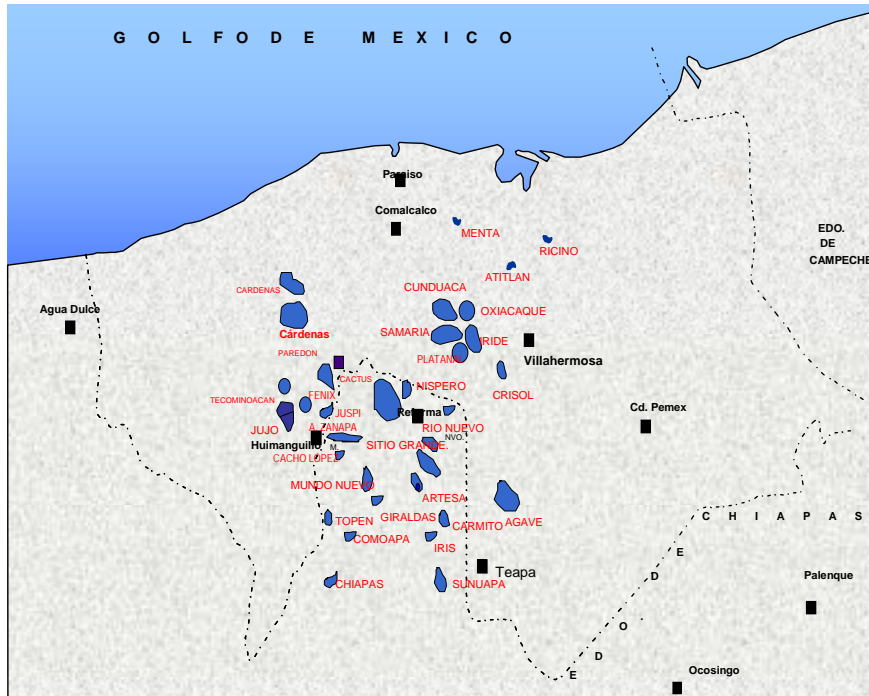


Figura IV.12. Yacimientos del Mesozoico descubiertos hasta 1980.

Continuando con la historia de los descubrimientos y definida la tendencia de los volúmenes que esperaríamos encontrar en el futuro, se discutirá a continuación lo que sucederá en la Región los próximos años.

En 1981 se perforaron los pozos Huacano 1 y Mora 1 en el estado de Tabasco y el Choix 1 en Chiapas; de acuerdo a los antecedentes de la zona se espera que de resultar productores los pozos, el volumen original de los yacimientos esté entre 0 y 4,800 mmbls, con una probabilidad de 67% de encontrar yacimientos con 400 mmbls en promedio, o entre 0 y 800 mmbls con un 63% de probabilidad de que los pozos resulten productores. En la Tabla IV.10, se observa el resultando de estos pozos.

Tabla IV.10. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1981.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbbls)
Huacano 1	1981	63	No productor	-
Mora 1	1981	63	Productor	130.2
Choix 1	1981	63	No productor	-

El campo Mora descubierto en este año tiene un volumen original de 130.2 mmbbls, cumpliéndose así lo estimado por la distribución de probabilidad que pronosticaba que los próximos yacimientos tendrían un volumen original de hidrocarburos pequeño, entre 0 y 800 mmbbls. Con estos resultados la probabilidad de descubrimiento se modifica a 61% por los 25 pozos que resultaron productores de los 41 perforados.

En 1982 se perforaron los pozos Teapa 1, Chirivital 2, Bellota 1A, Ortiga 1, Tapanco 1, Catalpa 1 y Caparroso 1B, de acuerdo a nuestra distribución de probabilidad de volumen original y a la probabilidad de descubrimiento, esperamos que de resultar productores los pozos, el volumen original de los yacimientos esté entre 0 y 4,800 mmbbls, con una probabilidad de 61% de que los pozos resulten productores con mucha probabilidad de encontrar yacimientos entre 0 y 800 mmbbls. En la Tabla IV.11, se observa el resultando de estos pozos.

Tabla IV.11. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1982.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbbls)
Teapa 1	1982	61	No productor	-
Chirivital 2	1982	61	No productor	-
Bellota 1A	1982	61	Productor	237.9
Ortiga 1	1982	61	No productor	-
Tapanco 1	1982	61	No productor	-
Catalpa 1	1982	61	No productor	-
Caparroso 1B	1982	61	Productor	489.3

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

En este año la perforación exploratoria no tuvo tanto éxito, ya que de los siete pozos perforados sólo dos resultaron productores; cambiando por lo tanto la probabilidad de descubrimiento del área a 56%, la cual se usará para los próximos años. Los yacimientos descubiertos tienen un volumen original entre 0 y 800 mmbls, cumpliéndose así lo estimado por la última distribución de probabilidad.

En 1983 la perforación exploratoria se mostró más acertiva, ya que de los seis pozos perforados, cuatro resultaron productores, Tabla IV.12.

Tabla IV.12. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1983.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Arrastradero 101	1983	56	Productor	0.8
Aguilera 101	1983	56	No productor	-
Mezcal 1	1983	56	No productor	-
Puerto Ceiba 1	1983	56	Productor	459.0
Eden 1	1983	56	Productor	297.9
Jalupa 101	1983	56	Productor*	0.4

*Productor no comercial

En 1984 se perforaron los pozos Chivaltic 1, Cueva 1, Dorado 7 y Sen 1, resultando los dos últimos productores, aunque económicamente explotable sólo el yacimiento Sen. La Tabla IV.13 muestra el resultado de estos pozos.

Tabla IV.13. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1984.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Dorado 7	1984	56	Productor*	0.71
Sen 1	1984	56	Productor	440.6
Cueva 1	1984	56	No productor	-
Chivaltic 1	1984	56	No productor	-

Productor no comercial.

Construyamos el histograma de frecuencias para observar cómo ha variado la distribución de probabilidad con los descubrimientos de los últimos cuatro años, Figura IV.13.

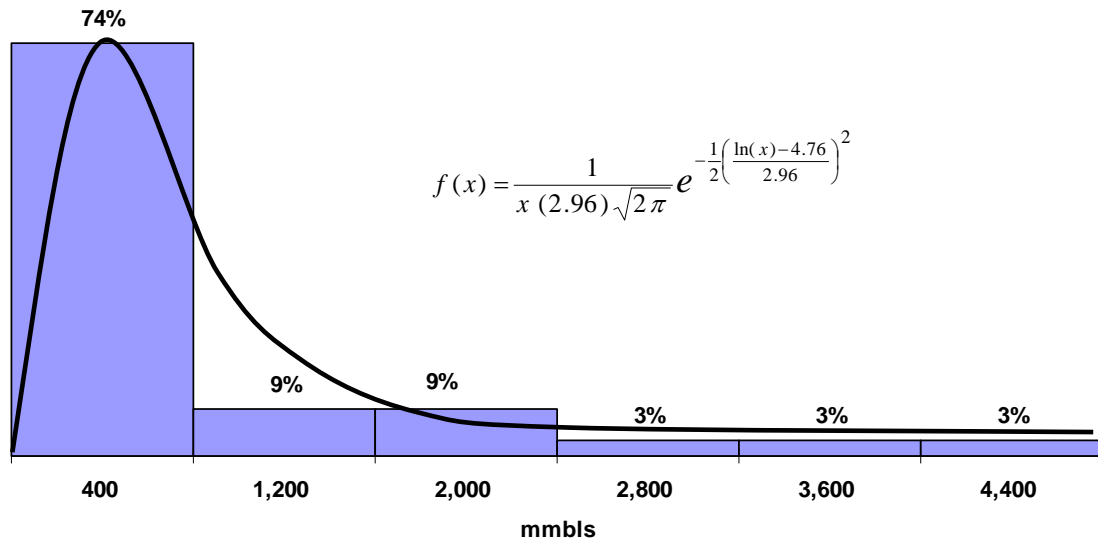


Figura IV.13. Histograma de volumen original de los yacimientos del Mesozoico hasta 1984.

La distribución lognormal es la que sigue ajustándose al histograma de frecuencias, con una media 729 mmbls y una desviación estándar de 1,118 mmbls. Así que los próximos descubrimientos estarán representados por esta distribución, con el 74% de probabilidad de encontrar yacimientos pequeños, con un volumen original en promedio de 400 mmbls y con tan sólo el 3% de encontrar yacimientos grandes, con un volumen de 4,400 mmbls en promedio en los siguientes años. La probabilidad de descubrimiento hasta este momento es de 55%, ya que de 58 pozos perforados 32 han resultado productores y 27 improductivos.

En 1985 la perforación exploratoria se mostró desminuida, ya que solamente se perforó un pozo, el Zelandia 1, resultando no productor, Tabla IV.14.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

Tabla IV.14. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1985.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbbls)
Zelandia 1	1985	55	No productor	-

La probabilidad de descubrimiento para el siguiente año será de 54 % ya que de los 59 pozos exploratorios perforados 32 han resultado productores.

En 1986 se perforaron los pozos Tepeyil 101, Mercedes 101A, Laguna Jovita 1, Marañón 101A, Cuatajapa 101A, Cayuco 1, Prados 1 y Coconá 1, de los cuales sólo resultaron productores tres. La Tabla IV.15 muestra el resultado real y los volúmenes originales de hidrocarburos encontrados por estos pozos exploratorios.

Tabla IV.15. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1986.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbbls)
Tepeyil 101	1986	54	Productor	24.6
Mercedes 101A	1986	54	No productor	
Laguna Jovita 1	1986	54	Productor*	0.8
Marañón 101A	1986	54	No productor	
Cuatajapa 101 A	1986	54	Productor	3.5
Cucayo 1	1986	54	No productor	
Prados 1	1986	54	No productor	
Cocona 1	1986	54	No productor	

*Productor no comercial

De acuerdo al resultado obtenido en la perforación exploratoria en este año, la probabilidad de descubrir nuevos yacimientos para los próximos años será de 52%.

En 1987 se perforaron los pozos Gaucho 1 y Majagual 1A, resultando productor únicamente el primero, Tabla, IV.16.

Tabla IV.16. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1987.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Gaicho 1	1987	52	Productor	153.9
Majagual 1A	1987	52	No productor	

Con este descubrimiento la probabilidad de éxito en la perforación exploratoria se mantiene en 52%.

Veamos ahora como ha variado la distribución de probabilidades con estos descubrimientos, Figura IV.14.

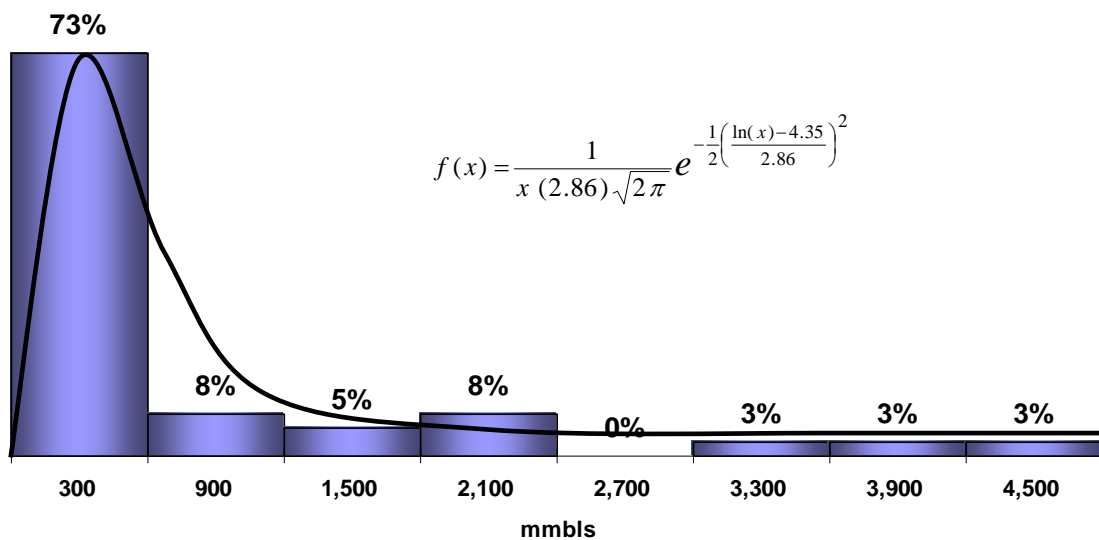


Figura IV.14. Distribución de probabilidad del volumen original de los yacimientos del Mesozoico hasta 1987.

De acuerdo al histograma de frecuencias, la distribución de probabilidad que se ajusta es la lognormal, con una media de 646 mmbls y una desviación estándar de 1,058 mmbls. Los próximos descubrimientos se estima se presenten de acuerdo a esta distribución, con un valor más probable de encontrar yacimientos con volumen original

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

entre 0 y 600 mmbls. Hasta este momento se tiene una probabilidad de descubrimiento de 52% ya que de los 69 pozos perforados 36 han sido productores y 34 improductivos.

En 1988 se perforaron los pozos Chuchumo 1, Carmena 1, Chipilin 1, Topén 1, Sabanero 1, Mazateupa 101A, Platero 1 y Arce 101, de los cuales sólo el Chipilin 1 y Topén 1 resultaron productores, encontrando un volumen original de 80 y 40 mmbls respectivamente, volúmenes que están de acuerdo a lo estimado por la distribución de probabilidad de la Región Tabla IV.17.

Tabla IV.17. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1988.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Chuchumo 1	1988	52	No productor	
Carmena 1	1988	52	No productor	
Chipilin 1	1988	52	Productor	80.0
Topén 101	1988	52	Productor	40.4
Sabanero 1	1988	52	No productor	
Mazateupa 101 A	1988	52	No productor	
Platero 1	1988	52	No productor	
Arce 101	1988	52	No productor	

En 1989 se perforaron los pozos Cardo 101B, Arroyo Pantano 101A, Turulete 1, Mecate 1, Yagual 1, Mic 1B, Chopo 1 y Tlapalco 1, de los cuales resultaron productores únicamente dos, Tabla IV.18.

Tabla IV.18. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1989.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbbls)
Cardo 101B	1989	49	Productor	6.4
Arroyo pantano 101A	1989	49	No productor	-
Turulete 1	1989	49	No productor	-
Mecate 1	1989	49	No productor	-
Yagual 1	1989	49	Productor	99.7
Mic 1B	1989	49	No productor	-
Chopo 101	1989	49	No productor	-
Tlalpalco 1	1989	49	No productor	-

El volumen original de los yacimientos Cardo y Yagual se encuentra dentro del rango establecido por la distribución de probabilidad. Con estos resultados la probabilidad de descubrimiento para los próximos pozos perforados será de 47%.

En 1990 se perforaron los pozos Chacuaco 1, Escarbado 1, Palomino 1, Guanaco 1A y Manea 1, resultando productores dos, Tabla IV.19.

Tabla IV.19. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en 1990.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbbls)
Chacuaco 1	1990	47	No productor	-
Escarbado 1	1990	47	Productor	36.7
Palomino 1	1990	47	No productor	-
Guaco 1A	1990	47	No productor	-
Manea 1	1990	47	Productor	4.8

La Figura IV.15 muestra los volúmenes originales encontrados desde los primeros yacimientos descubiertos en 1972 hasta 1990.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

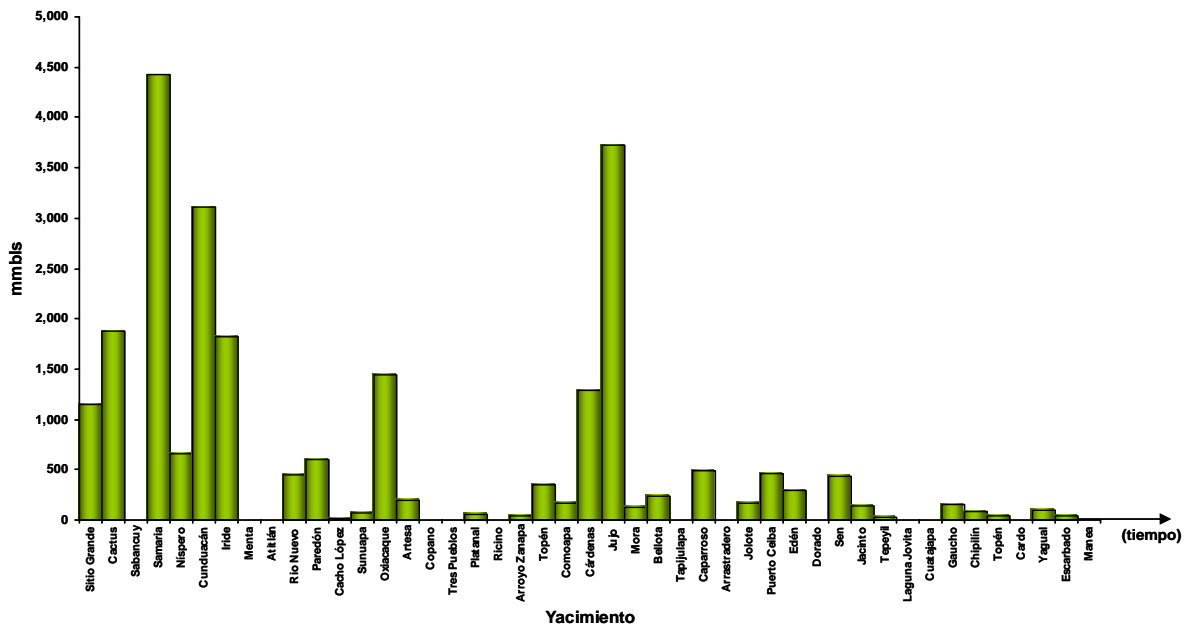


Figura IV.15. Volumen original de hidrocarburos de yacimientos del Mesozoico hasta 1990.

Esta gráfica nos muestra simplemente que la mayoría de los yacimientos descubiertos desde 1972 hasta 1990 han sido pequeños y solo unos pocos son grandes. La mayoría de ellos presenta un volumen original entre 0 y 600 mmbbls, lo cual fue estimado por la distribución de probabilidad lognormal.

El histograma de frecuencias de volumen original de hidrocarburos se muestra en la Figura IV.16, con una distribución lognormal cuya media es 528 mmbbls y desviación estándar de 992 mmbbls.

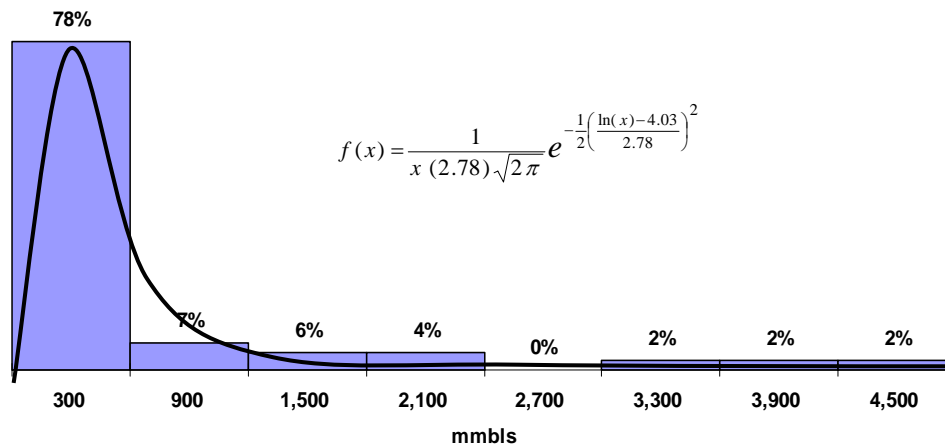


Figura IV.16. Distribución de probabilidad del volumen original de los yacimientos del Mesozoico hasta 1990.

Puede comentarse que hasta 1990 en la Región Sur, el 78% de los yacimientos descubiertos tuvo un volumen original de hidrocarburos entre 0 y 600 mmbls, el 7% entre 600 y 1,200 mmbls, el 6% entre 1,200 y 1,800 mmbls, el 4 % entre 1,800 y 2,400 mmbls y el 6% entre 2,400 y 4,800 mmbls. Por lo tanto, lo más probable es que en los siguientes años igualmente se descubran yacimientos pequeños, cuyo volumen original varíe entre 0 y 600 mmbls, con pocas probabilidades de encontrar yacimientos grandes.

La perforación exploratoria continuó en los años siguientes con menos intensidad que en los años anteriores, debido principalmente a la limitación de recursos de inversión para la evaluación de potencial e incorporación de reservas, Tabla IV.20. Los descubrimientos en esta década fueron pocos, ya que sólo se descubrieron seis yacimientos de aceite con un volumen original de hidrocarburos comprendido entre 0 y 600 mmbls, como estaba pronosticado por la distribución lognormal de la Región.

Tabla IV.20. Pozos exploratorios perforados en el Mesozoico en el período 1990- 2004.

Pozo	Año de descubrimiento	Probabilidad de descubrimiento (%)	Resultado	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)
Secadero 1	1991	47	Productor	12.9
Chanchamito 1A	1991	47	No productor	-
Ocote 101	1991	47	No productor	-
Macaco 1	1991	47	No productor	-
Garambullo 1	1991	47	No productor	-
Jolosin 1	1991	47	No productor	-
Chinchorro 1	1991	47	Productor	421.1
Caleton 1	1991	47	Productor	1.0
Mayacaste 1	1991	47	Productor	38.5
Nazareth 101A	1992	46	No productor	-
Asniche 1	1992	46	No productor	-
Aztlan 1A	1992	46	No productor	-
Canalete 1	1992	46	No productor	-
Sandalo 1	1992	46	No productor	-
Ocuapan 101A	1992	46	No productor	-
Melocoton 1	1993	44	No productor	-
Palangre 1	1993	44	Productor	45.1
Musgo 101	1993	44	No productor	-
Cosaco 1	1993	44	No productor	-
Jicara 1A	1996	43	Productor	0.7
Gualas 1	1997	44	No productor	-
Tupilco 1001	1998	43	No productor	-
Tecomate 1	1999	43	No productor	-
Soñador 1	2003	42	No productor	-
Chalatengo 1	2003	41	No productor	-
Polvillo 1	2004	41	No productor	-

Finalmente, con estos últimos descubrimientos se obtiene el histograma de frecuencias y la distribución de probabilidades representativa de los volúmenes originales de todos los yacimientos de aceite del Mesozoico, Figura IV.17.

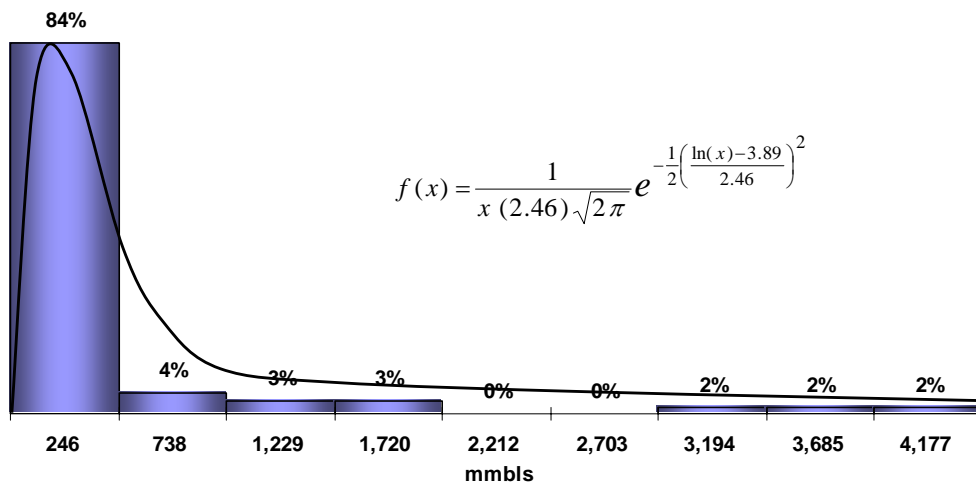


Figura IV.17. Volumen original de hidrocarburos de los yacimientos del Mesozoico, Región Sur de México.

Esta gráfica nos representa la distribución de frecuencias de los volúmenes originales de los yacimientos de aceite del Mesozoico de la Región Sur y nos indica que su magnitud oscila entre 0 y 4,500 mmbls, con una media estadística de 394 mmbls y una desviación estándar de 846 mmbls. El 84% de los yacimientos, tienen un volumen original entre 0 y 500 mmbls, el 4% entre 500 y 1,000 mmbls, el 3% entre 1,000 y 1,500 mmbls, el 3% entre 1,500 y 2,000 mmbls, el 2% entre 3,000 y 3,500 mmbls, el 2% entre 3,500 y 4,000 mmbls y el 2% entre 4,000 y 4,500 mmbls.

Con la información que tenemos hasta ahora, podríamos estimar cuáles serían los volúmenes originales de hidrocarburos que tendrían los yacimientos que se descubran en el futuro en la Región. Para estimarlos, utilizaremos los números aleatorios y el histograma de frecuencias acumuladas de los volúmenes originales de hidrocarburos. Así por ejemplo, para un prospecto en el que ya se tiene localizado el pozo exploratorio a perforar, para estimar el volumen que tendría si resultara productor, primeramente un número aleatorio (A_1) ubicaría la barra del histograma y un segundo número aleatorio (A_2) indicaría el valor exacto dentro de esta, Figura IV.18.

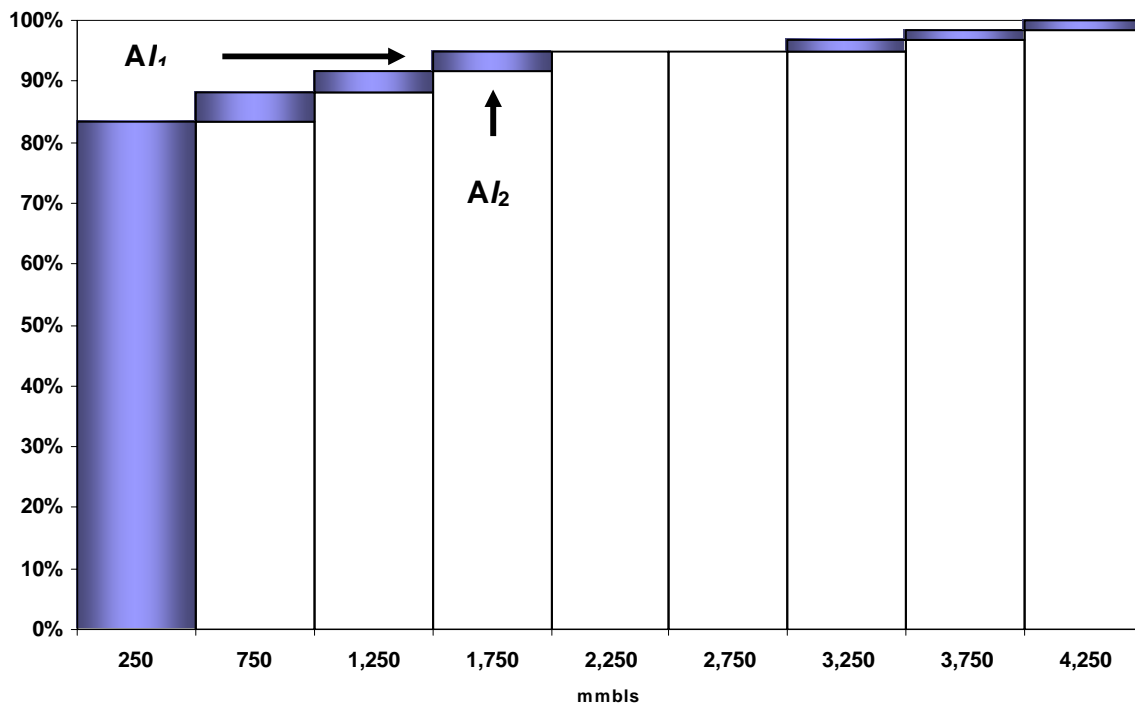


Figura IV.18. Distribución de probabilidad acumulada del volumen original de hidrocarburos de los yacimientos del Mesozoico, Región Sur de México.

Si el primer número aleatorio resultara de 0.92, la barra que le correspondería en su histograma de probabilidades acumuladas sería aquella cuyo límite inferior sea menor al número aleatorio y su límite superior mayor o igual a este. Para el ejemplo, esta barra es la cuarta, ya que los valores de los límites inferior y superior son 0.91 y 0.95 respectivamente. Esta barra tiene un rango de volumen original entre 1,500 a 2,000 mmbbls con una media de 1,750 mmbbls. El segundo número aleatorio representará el número exacto entre el rango de la barra, así que si el segundo número resultara de 0.35, el valor del volumen que se obtendría con la distribución de probabilidad uniforme en donde el límite inferior es 1,500 y el superior es 2,000, sería:

$$V = 1500 + 0.35 (2000 - 1500)$$

$$V = 1,675 \text{ mmbbls}$$

La Figura IV.19 muestra el histograma de probabilidades resultado de 10,000 simulaciones, donde se observa que se tiene la misma tendencia que se presentó con los datos reales, incluso los porcentajes en casi todos los rangos son iguales.

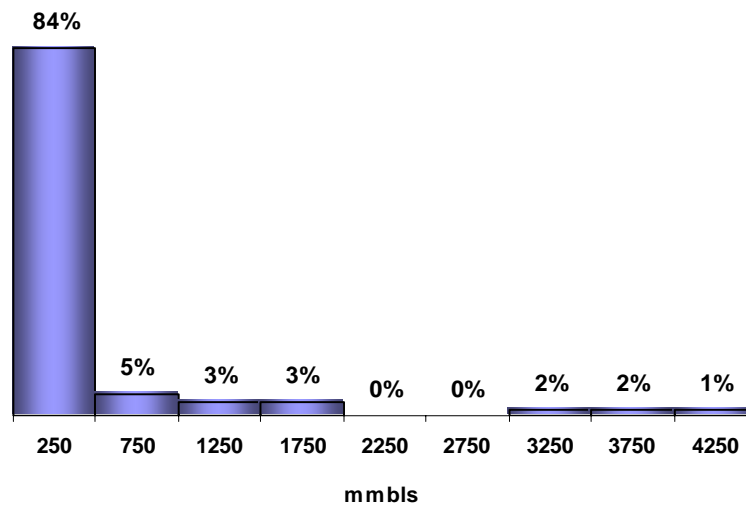


Figura IV.19. Histograma de volumen original de hidrocarburos del Mesozoico, 10,000 simulaciones.

Como resultado de las 10,000 simulaciones se encontró sólo un yacimiento con un volumen original de 4,495 mmbls, que correspondería al yacimiento más grande del área, que en la realidad es Samaria, cuyo volumen real es de 4,422 mmbls, muy cercano al encontrado con la simulación.

4.1.2 Factores de Recuperación

Una vez que se ha analizado el volumen original, veamos cómo es el histograma del factor de recuperación total de hidrocarburos de los yacimientos del Mesozoico de la Región Sur. La Figura IV.20 muestra el histograma de frecuencias de esta variable, donde se observa que oscila entre 0 y 0.60, presentando una media de 0.26 y una desviación estándar de 0.14.

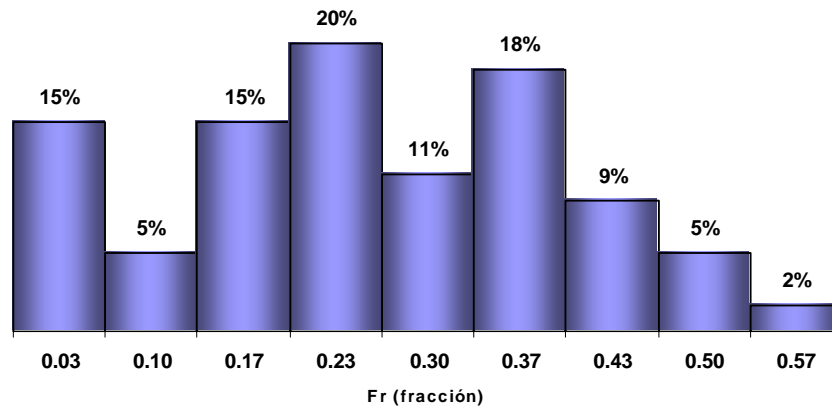


Figura IV.20. Histograma del factor de recuperación de los yacimientos del Mesozoico, Región Sur de México.

El 15% de los campos, tienen un factor de recuperación entre 0 y 0.07, el 5% entre 0.07 y 0.14, el 15% entre 0.13 y 0.20, el 20% entre 0.20 y 0.27, el 11% entre 0.27 y 0.33, el 18% entre 0.33 y 0.40, el 9% entre 0.40 y 0.47, el 5% entre 0.47 y 0.53 y finalmente el 2% entre 0.47 y 0.60. Entre los yacimientos con mayor factor de recuperación se encuentran los yacimientos Edén-Jolote con 0.54, Puerto Ceiba con 0.49 y Cárdenas con 0.48.

De igual manera que para el volumen original de hidrocarburos, para estimar cuál será el factor de recuperación de un yacimiento futuro, en el supuesto de que fuera sometido a esquemas de explotación semejantes, usaremos el histograma de frecuencias acumuladas y dos números aleatorios. El primer número lo utilizaremos para ubicar la barra del histograma y el segundo, para obtener el valor exacto dentro de esta, Figura VI.21.

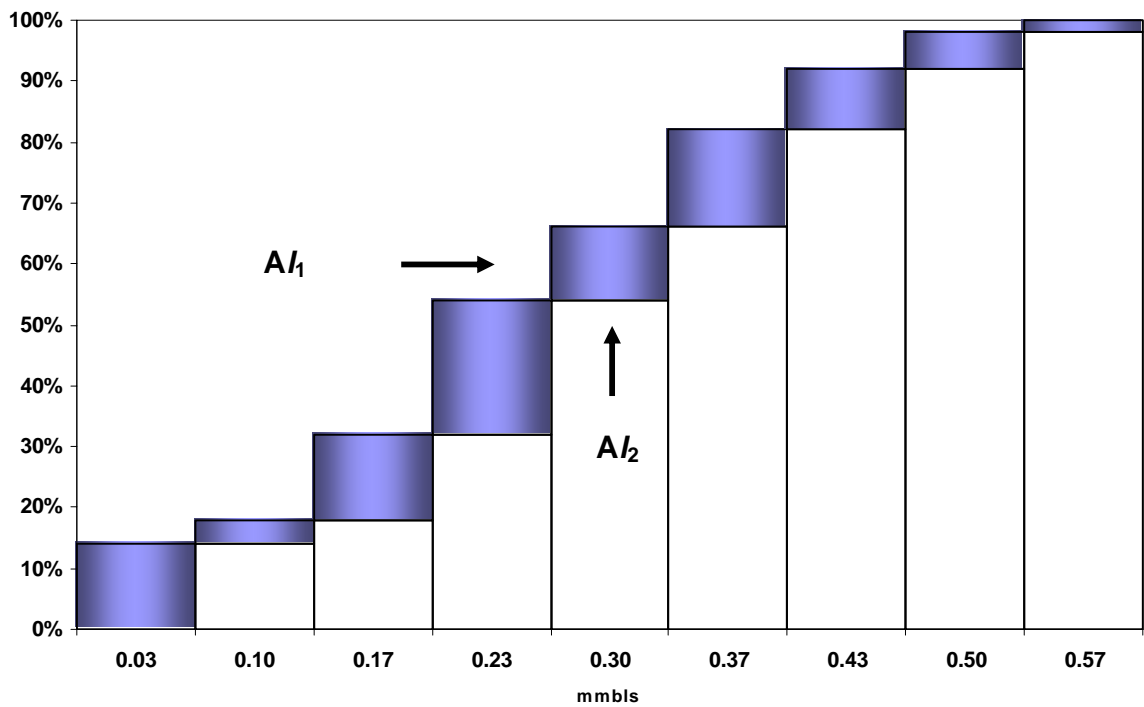


Figura IV.21. Simulación del factor de recuperación de los yacimientos del Terciario, Región Sur de México.

Así por ejemplo, si el primer número aleatorio resultara de 0.62 ó 62%, se ubicaría en la quinta barra del histograma cuyos límites inferior y superior son 0.54 y 0.66 respectivamente. El rango para el factor de recuperación para esta barra va de 0.27 a 0.33, con un valor medio de 0.30. Si el segundo número aleatorio resultara de 0.85 tendría un valor dentro de la barra de:

$$Fr = 0.27 + 0.85 (0.33 - 0.27)$$

$$Fr = 0.32$$

La Figura VI.22 muestra la gráfica del resultado de 10,000 simulaciones en un histograma de frecuencias. Igualmente se observa que presenta la misma forma del histograma de los datos reales.

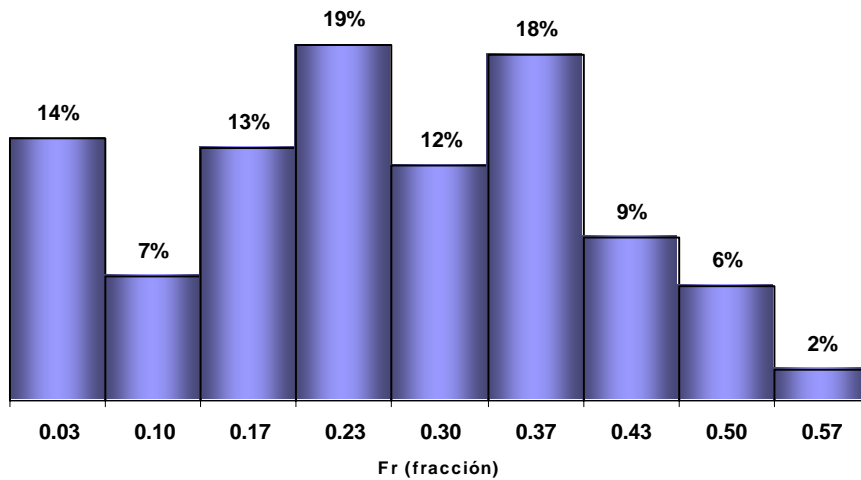


Figura IV.22. Histograma del factor de recuperación del Terciario, 10,000 simulaciones.

4.1.3 Reservas

Con los valores del volumen original de hidrocarburos y factor de recuperación obtenidos, podemos calcular ya la reserva de hidrocarburos que esperamos descubrir mediante el producto de estas dos variables. La Tabla IV.21 muestra el resultado de las primeras 50 simulaciones de este procedimiento de un total de 10,000 realizadas. y la Figura IV.23 el histograma resultante.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

Tabla VI.21. Reserva de hidrocarburos del Mesozoico.

Simul. No.	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)	Factor de recuperación (fracción)	Reserva esperada (mmbls)	Simul. No.	Volumen original de hidrocarburos (mmbls)	Factor de recuperación (fracción)	Reserva esperada (mmbls)
1	266.7	0.29	76.6	26	244.9	0.10	24.1
2	387.4	0.05	20.6	27	314.4	0.21	66.3
3	354.5	0.03	10.3	28	1,827.2	0.23	415.4
4	895.2	0.27	239.3	29	392.0	0.25	99.1
5	528.1	0.49	259.8	30	416.4	0.01	6.1
6	383.6	0.04	15.9	31	52.7	0.14	7.3
7	149.1	0.31	46.0	32	268.4	0.37	98.8
8	139.7	0.39	54.2	33	40.9	0.11	4.5
9	493.0	0.42	205.0	34	178.5	0.11	20.0
10	490.0	0.17	82.0	35	1,765.1	0.05	93.6
11	499.7	0.33	165.5	36	230.9	0.21	49.5
12	50.0	0.06	2.8	37	47.7	0.28	13.4
13	22.8	0.16	3.6	38	1,549.0	0.22	339.4
14	474.3	0.49	234.3	39	875.3	0.18	155.1
15	80.2	0.11	8.7	40	44.9	0.02	1.0
16	206.4	0.35	72.8	41	148.6	0.16	24.3
17	103.8	0.11	10.9	42	170.3	0.03	5.8
18	229.0	0.42	95.8	43	432.3	0.32	136.3
19	189.5	0.19	36.8	44	1,665.5	0.21	342.5
20	313.8	0.21	64.9	45	205.0	0.48	97.8
21	347.2	0.46	159.2	46	1,810.1	0.21	380.9
22	271.7	0.43	116.9	47	109.7	0.54	59.1
23	251.2	0.23	58.4	48	172.7	0.33	56.2
24	202.4	0.13	27.1	49	203.2	0.46	93.0
25	489.5	0.03	13.4	50	360.9	0.55	199.9

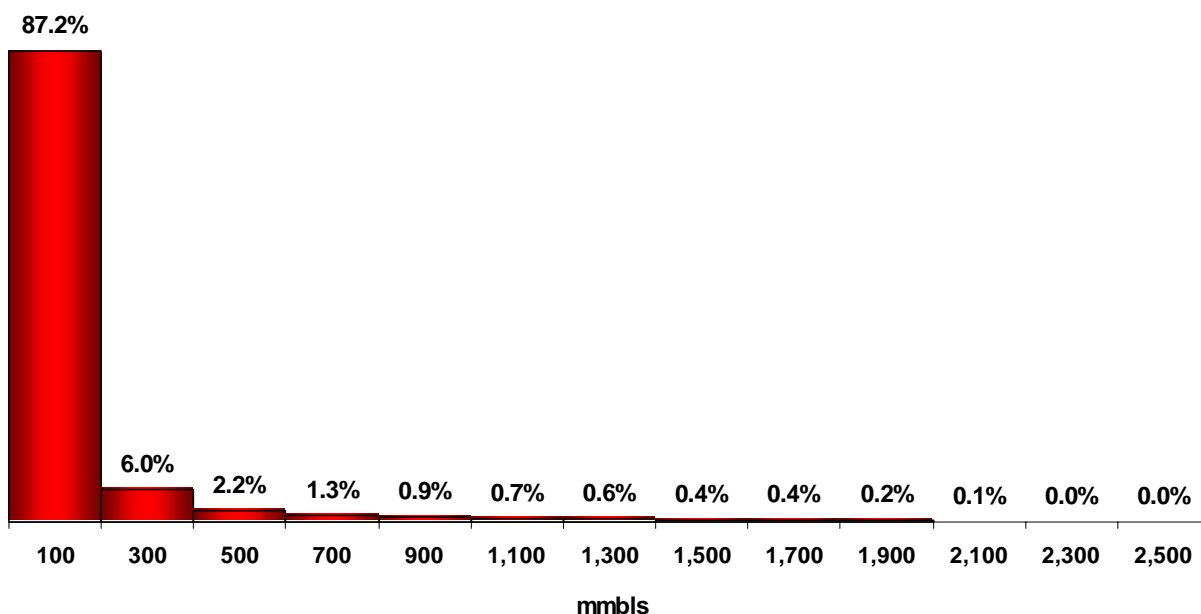


Figura IV.23. Histograma de la reserva de hidrocarburos del Mesozoico, 10,000 simulaciones.

Según el histograma obtenido, ¿qué se espera de los próximos descubrimientos? Podemos decir que los pozos exploratorios que resulten productores, encontrarán una reserva entre 0 y 2,600 mmbls, pero hay una probabilidad muy alta de que el 87% de la reserva sea inferior a 200 mmbls. También se podrían descubrir yacimientos con reservas superiores a los 1,000 mmbls pero con una probabilidad de tan solo 2%

Una vez que ya sabemos cuál será la magnitud de los yacimientos del Mesozoico en el área y la probabilidad con la que se podrían presentar, el procedimiento que seguiremos ahora es ajustar el histograma de reservas de hidrocarburos encontrado a un patrón de distribución de probabilidad, que de acuerdo a lo expuesto en el capítulo III puede ser uniforme, triangular, normal, lognormal o exponencial.

Para investigar cuál es el patrón de distribución de probabilidad que mejor se ajusta y que representará las reservas de hidrocarburos de estos yacimientos, se compara la forma del histograma obtenido con los patrones de distribuciones de probabilidad clásicos existentes. A simple vista se observa que de acuerdo a la forma del histograma, el patrón de distribución puede ser exponencial o lognormal, Figura IV.24.

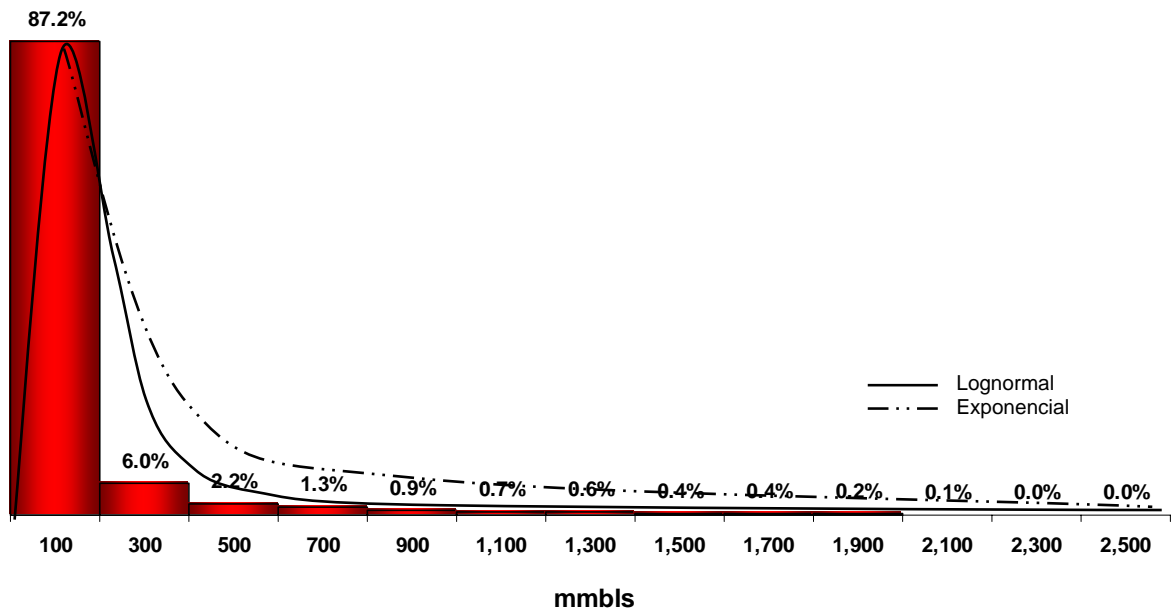


Figura IV.24. Histograma de la reserva de hidrocarburos con las distribuciones lognormal y exponencial.

Para saber cuál de estas dos distribuciones de probabilidad tiene el mejor ajuste con el histograma, es necesario realizar un análisis estadístico entre los datos que conforman este histograma y los datos que se obtienen al graficar el patrón de distribución seleccionado con su expresión matemática.

Probemos primero la distribución exponencial, la cual depende únicamente de la media de los datos (μ), inicia en $x = 0$ y es asintótica en este eje. La ecuación que representa esta distribución es:

$$f(x) = \frac{1}{\mu} e^{-\frac{x}{\mu}} \quad (4.1)$$

En la Figura VI.25 se presenta la gráfica de la distribución exponencial, construida con la expresión (4.1), con una media de los datos de las reservas de 132 mmbls.

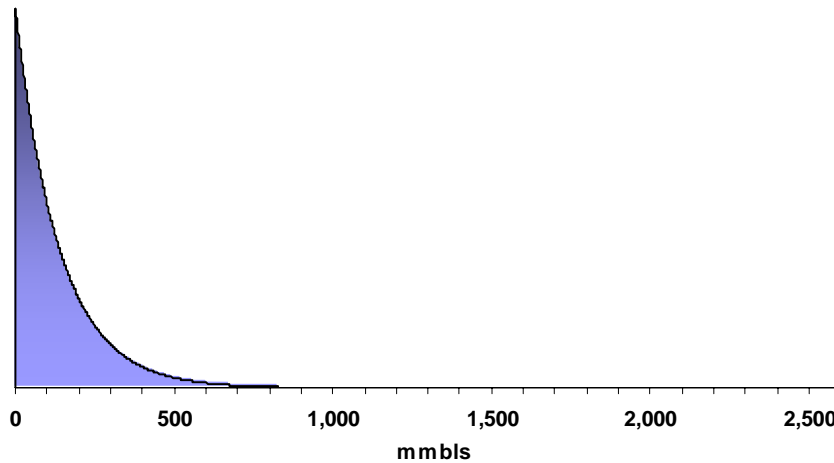


Figura IV.25. Distribución exponencial de la reserva del Mesozoico, Región Sur.

Para continuar con el análisis, es conveniente introducir en este momento el concepto de hipótesis. Una hipótesis es una suposición o inferencia para el valor desconocido de un parámetro.

Nuestra hipótesis es:

El patrón de distribución de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur en los yacimientos del Mesozoico es exponencial.

El análisis estadístico tiene como objetivo reducir el nivel de incertidumbre en el proceso de toma de decisiones; realizarlo ayuda a tomar mejores decisiones sólo si tiene suficiente información. La prueba de hipótesis es una herramienta analítica muy efectiva para obtener esa valiosa información bajo una gran variedad de circunstancias. Una de las herramientas más útiles para aceptar o rechazar una hipótesis, es la prueba de bondad de ajuste mediante la prueba de la chi-cuadrada (χ^2). La prueba de bondad de ajuste es una comparación entre la distribución de probabilidad seleccionada y el histograma de frecuencias que se construye con los datos. En otras palabras, la prueba

de bondad de ajuste mide qué tan cerca están los datos a un patrón de distribución planteado por la hipótesis, si el ajuste es razonablemente cercano, puede concluirse que sí existe la forma de distribución planteada con la hipótesis.

La hipótesis debe rechazarse cuando las observaciones obtenidas difieran mucho del patrón que se espera que ocurra. Para contrastar la hipótesis relativa a una distribución, se debe analizar la diferencia entre las expectativas con base en la distribución planteada como hipótesis y los datos reales que aparecen en la muestra. Esto es precisamente lo que hace la prueba chi-cuadrada de bondad de ajuste, determina si las observaciones se ajustan a las expectativas.

La prueba chi-cuadrada matemáticamente se expresa como:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (4.2)$$

Donde:

O_i = Valor de la frecuencia o probabilidad observada para una clase del histograma

E_i = Valor de la frecuencia o probabilidad teórica calculada con la distribución de densidad de probabilidad hipotética

k = Número de categorías o clases

Una regla de uso común en la bondad de ajuste es que la frecuencia esperada o la probabilidad teórica calculada (E_i) de cada categoría, debe ser al menos 5. Si la categoría no cumple con este criterio, se debe combinar con las categorías adyacentes para cumplir con esta regla. El valor crítico de la estadística en la prueba de chi-cuadrada para rechazar o aceptar una hipótesis, depende del nivel de significancia especificado y de los grados de libertad. En una prueba de bondad de ajuste los grados

de libertad (gl) son iguales al número de categorías de los datos menos el número de estimadores paramétricos basados en la muestra menos 1:

$$gl = k - m_p - 1 \quad (4.3)$$

Donde:

gl = Grados de libertad

k = Número de categorías o clases

m_p = Número de estimadores paramétricos

Un valor paramétrico es cualquier valor estadístico que deba calcularse a partir de las observaciones que definen la distribución de probabilidad. Los niveles de significancia ya se encuentran tabulados de acuerdo al grado de libertad y se refieren al porcentaje de error permitido.

Una vez que se obtiene la chi-cuadrada, se compara con el valor crítico. Si la chi-cuadrada es mayor que el valor crítico, la hipótesis debe rechazarse, es decir que, la distribución seleccionada no resulta con buen ajuste.

Con respecto a los yacimientos del Mesozoico de la Región Sur, la Tabla IV.22 muestra la distribución de frecuencias de los datos de reservas obtenidos, agrupados en 13 categorías.

Tabla IV.22. Distribución de frecuencias de las Reservas de hidrocarburos del Mesozoico, Región Sur.

Intervalo		Frecuencia	Frec Relat.	Media
Límite inf.	Límite sup.			
0	200	8,722	0.87220	100
200	400	601	0.06010	300
400	600	219	0.02190	500
600	800	134	0.01340	700
800	1,000	91	0.00910	900
1,000	1,200	67	0.00670	1,100
1,200	1,400	59	0.00590	1,300
1,400	1,600	43	0.00430	1,500
1,600	1,800	35	0.00350	1,700
1,800	2,000	16	0.00160	1,900
2,000	2,200	9	0.00090	2,100
2,200	2,400	1	0.00010	2,300
2,400	2,600	3	0.00030	2,500

En la Tabla IV.23 se presenta la prueba de bondad de ajuste mediante la prueba de la chi-cuadrada entre los datos de las reservas del histograma y los obtenidos por medio de la ecuación de la distribución exponencial (ecuación 4.1).

Tabla IV.23. Prueba de bondad de ajuste con la distribución exponencial del Mesozoico.

Frecuencia	
Histograma (O _i)	Distr. Exponencial (E _i)
0.87220	0.78023
0.06010	0.17147
0.02190	0.03769
0.01340	0.00828
0.00910	0.00182
0.00670	0.00040
0.00590	8.79E-05
0.00430	1.93E-05
0.00350	4.25E-06
0.00160	9.33E-07
0.00090	2.05E-07
0.00010	4.51E-08
0.00030	9.91E-09

$$X^2 = 0.2575$$

El nivel de significancia que se tomará será de 5%, con 11 grados de libertad, $k = 13$ por considerar 13 clases y $m_p = 1$, ya que la distribución exponencial depende únicamente de la media estadística de los datos.

$$gl = 13 - 1 - 1$$

$$gl = 11$$

De la Tabla I del apéndice I se lee el valor crítico, en este caso X^2 es igual a 19.675. La hipótesis se analiza de la siguiente manera:

Rechazar la hipótesis si $X^2 > 19.675$

Aceptar la hipótesis si $X^2 \leq 19.675$

Debido a que $0.2575 < 19.675$ la hipótesis se acepta y podemos decir entonces con certeza que el volumen original de hidrocarburos de la Región Sur tiene un patrón de distribución de probabilidad de tipo exponencial.

Probemos ahora la distribución de probabilidad lognormal. Ahora nuestra hipótesis es:

El patrón de distribución de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur en los yacimientos del Mesozoico es de tipo lognormal.

La distribución lognormal depende de los parámetros estadísticos media y desviación estándar y la ecuación que la representa es:

$$f(x) = \frac{1}{x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma} \right)^2} \quad (4.4)$$

Para probar si ésta distribución representa a las reservas de hidrocarburos del Mesozoico, se grafica con la media y desviación estándar logarítmicas cuyos valores son 3.88 y 1.61 respectivamente. Su gráfica es la siguiente, Figura IV.26.

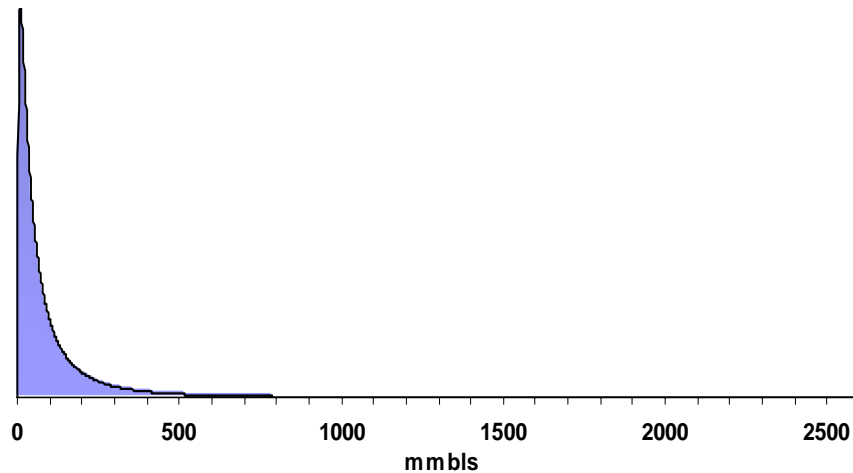


Figura IV.26. Distribución lognormal de la reservas del Mesozoico, Región Sur.

La prueba de bondad de ajuste para esta distribución se realizó con un nivel de significancia de 5% y 10 grados de libertad, por tener 13 categorías y 2 estimadores paramétricos en la distribución (media y desviación estándar), resultando $\chi^2 = 18.307$

La Tabla IV.24 muestra la prueba de bondad de ajuste con esta distribución.

Tabla IV.24. Prueba de bondad de ajuste para la distribución lognormal del Mesozoico.

Frecuencia	
Histograma (O_i)	Distr. Lognormal (E_i)
0.87220	0.80964
0.06010	0.09408
0.02190	0.03574
0.01340	0.01816
0.00910	0.01070
0.00670	0.00690
0.00590	0.00473
0.00430	0.00340
0.00350	0.00253
0.00160	0.00194
0.00090	0.00152
0.00010	0.00121
0.00030	0.00098

$$X^2 = 0.0267$$

Debido a que $0.0267 < 18.307$ también aceptamos la hipótesis.

Pero ahora, ¿cuál de las dos distribuciones de probabilidad tomar, si las dos cumplen con la prueba de chi-cuadrada? Al realizar una comparación entre el histograma de los datos observados, el histograma que resultaría con la distribución exponencial y el histograma de la distribución lognormal, la respuesta sería que el mejor ajuste es el histograma de la distribución lognormal, Figura IV.27.

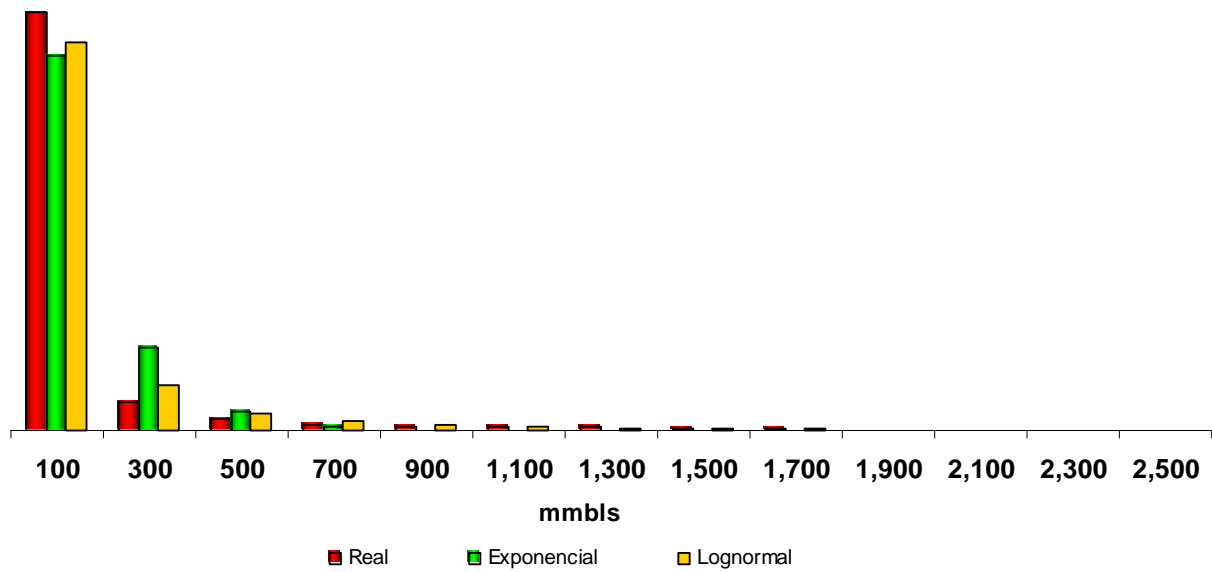


Figura IV.27. Comparativo de los histogramas de las reservas de hidrocarburos, yacimientos del Mesozoico.

Se pueden comparar también los datos a través de los polígonos de frecuencia mostrados en la Figura IV.28, observándose que el mejor ajuste también es con la curva lognormal.

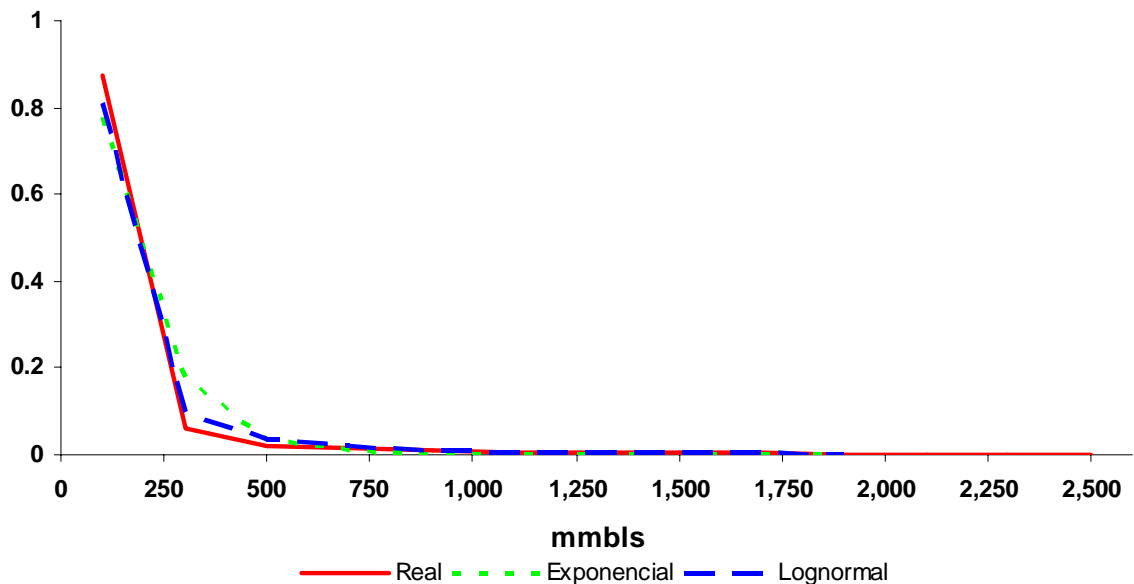


Figura IV.28. Comparativo de los polígonos de frecuencias de las reservas de hidrocarburos, yacimientos del Mesozoico.

Finalmente debido a que mientras menor sea el valor de la chi-cuadrada mejor es el ajuste, al comparar los resultados de las dos distribuciones propuestas se ve que el menor es el obtenido con la lognormal. Así que nuestra conclusión es que *las reservas de hidrocarburos de los yacimientos del Mesozoico de la Región Sur de México tienen un patrón de distribución de probabilidad de tipo lognormal, el cual está representado por la siguiente ecuación:*

$$f(x) = \frac{1}{x (1.61) \sqrt{2 \pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln x - 3.88}{1.61} \right)^2} \quad (4.5)$$

Esta distribución tiene gran valor, ya que nos proporcionará una primera estimación de la magnitud de la reserva de los yacimientos del Mesozoico en la Región Sur.

4.2 Yacimientos del Terciario

Para el caso de los yacimientos del Terciario de la Región Sur, se realizó un análisis detallado de todos los yacimientos de aceite descubiertos, encontrándose que la mayoría de estos son pequeños, y sólo unos cuantos son grandes. En la Figura IV.29 se muestra el histograma de sus volúmenes originales de hidrocarburos.

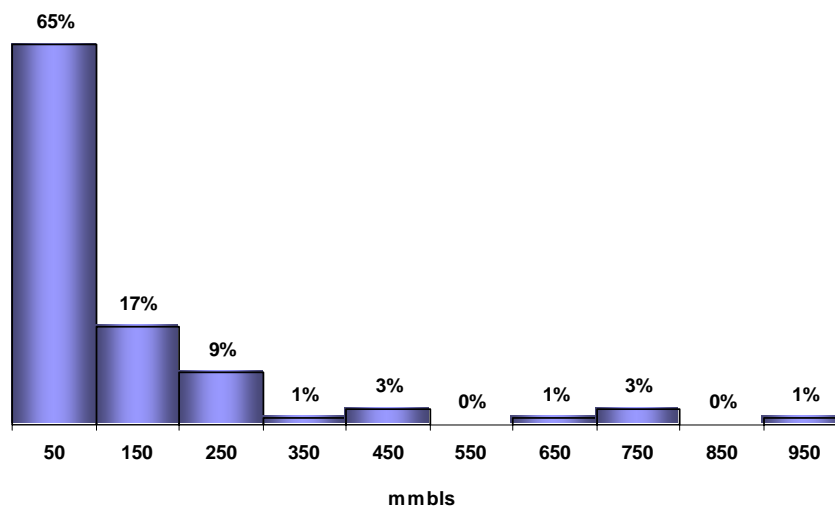


Figura VI.29. Volumen original de hidrocarburos de los yacimientos del Terciario, Región Sur de México.

En el caso del Terciario se observa que el volumen original de hidrocarburos de los yacimientos oscila entre 0 y 1,000 mmbls, con una media estadística de 116 mmbls y una desviación estándar de 188 mmbls. El 65% de estos yacimientos, tienen un volumen original entre 0 y 100 mmbls, el 17% entre 100 y 200 mmbls, el 9% entre 200 y 300 mmbls, el 1% entre 300 y 400 mmbls, el 2% entre 400 y 500 mmbls, el 2% entre 600 y 700 mmbls, el 3% entre 700 y 800 mmbls y el 1% entre 900 y 1,000 mmbls. El yacimiento más grande de la región es Cinco Presidentes, con un volumen original de hidrocarburos de 971.6 mmbls que corresponde al último rango de la distribución. Esto significa que los próximos años se pueden descubrir yacimientos con un volumen original de hidrocarburos entre 0 y 1,000 mmbls, siendo más probable encontrar yacimientos pequeños, con un volumen entre 0 y 100 mmbls.

Siguiendo el mismo procedimiento de los números aleatorios utilizado en el caso de los yacimientos del Mesozoico, la Figura VI.30 muestra el histograma de frecuencias de 10,000 simulaciones del volumen original de hidrocarburos para los yacimientos del Terciario.

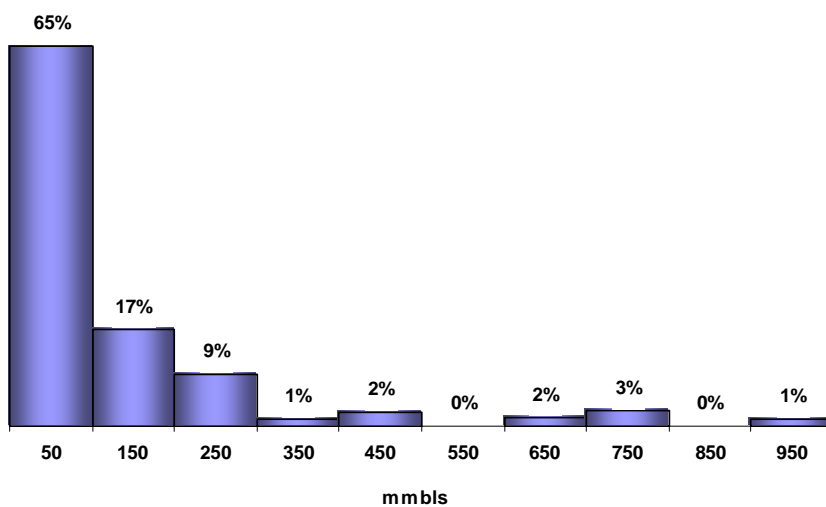


Figura IV.30. Volumen original de hidrocarburos del Terciario, 10,000 simulaciones.

Es importante comentar que en estas simulaciones se encontró que el volumen original más grande fue de 999 mmbbls muy cercano al valor real del campo Cinco Presidentes, que es el más grande del Terciario con 971 mmbbls.

El factor de recuperación para estos yacimientos se presenta en la Figura IV.31.

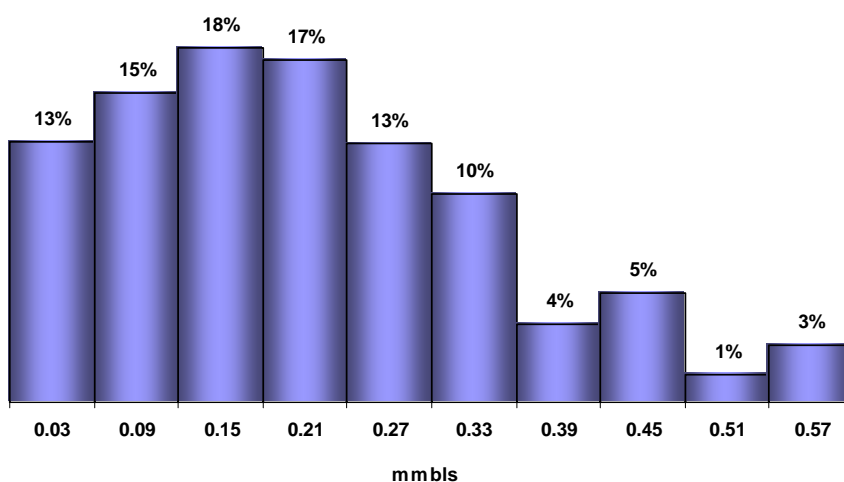


Figura IV.31. Factor de recuperación de hidrocarburos de los yacimientos del Terciario, Región Sur de México.

El factor de recuperación de hidrocarburos de los yacimientos del Terciario oscila entre 0 y 0.60, con una media estadística de 0.21 y una desviación estándar de 0.13. En este caso el 13% de los campos, tienen un factor de recuperación entre 0 y 0.06, el 15% entre 0.06 y 0.12, el 18% entre 0.12 y 0.18, el 17% entre 0.18 y 0.24, el 13% entre 0.24 y 0.30, el 10% entre 0.30 y 0.36, el 4% entre 0,36 y 0.42, el 5% entre 0.42 y 0.48, el 1% entre 0.48 y 0.54 y finalmente el 3% entre 0.54 y 0.60. Entre los yacimientos con mayor factor de recuperación se encuentran los yacimientos Bacal, Santa Rosa y Yagual con 0.57, 0.54 y 0.53 respectivamente. De acuerdo con esta tendencia real, se espera que los factores de recuperación de hidrocarburos de los nuevos descubiertos en el Terciario, en caso de explotarse bajo esquemas semejantes, también estén entre 0 y 0.60, siendo muy poco probable que salgan de este rango.

Finalmente, se calcula la reserva de igual forma como se calculó con los yacimientos del Mesozoico. La Tabla VI.25 muestra las primeras 50 simulaciones y la Figura VI.32 el histograma que resulta de las 10,000 simulaciones realizadas.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

Tabla IV.25. Reserva de hidrocarburos del Terciario.

Simul. No.	Vol. original (mmbis)	fr (fracción)	Reserva (mmbis)	Simul. No.	Vol. original (mmbis)	fr (fracción)	Reserva (mmbis)
1	195.51	0.16	31.51	26	14.57	0.01	0.09
2	175.53	0.14	24.35	27	82.88	0.11	8.99
3	21.04	0.11	2.24	28	118.89	0.13	15.52
4	972.77	0.20	196.89	29	64.58	0.28	17.87
5	154.75	0.35	54.65	30	46.83	0.07	3.25
6	138.36	0.32	44.56	31	66.42	0.03	2.03
7	131.44	0.19	24.81	32	212.12	0.26	54.48
8	92.28	0.07	6.05	33	99.77	0.21	21.09
9	68.75	0.13	8.83	34	36.29	0.21	7.59
10	62.31	0.06	3.92	35	908.82	0.04	34.42
11	17.12	0.14	2.48	36	98.70	0.47	46.84
12	34.05	0.42	14.18	37	20.58	0.20	4.03
13	9.79	0.48	4.67	38	86.48	0.32	28.03
14	400.89	0.43	172.49	39	94.86	0.23	21.66
15	12.83	0.28	3.63	40	44.63	0.06	2.70
16	14.07	0.08	1.14	41	74.28	0.13	9.32
17	75.13	0.18	13.88	42	25.91	0.09	2.29
18	32.62	0.29	9.40	43	34.29	0.17	5.99
19	78.36	0.32	25.45	44	40.93	0.35	14.15
20	73.38	0.00	0.13	45	33.14	0.03	1.01
21	187.03	0.27	50.70	46	8.10	0.03	0.25
22	261.01	0.14	35.35	47	61.89	0.06	4.00
23	298.45	0.01	2.74	48	3.63	0.10	0.35
24	177.98	0.17	31.04	49	94.43	0.14	12.85
25	792.76	0.33	262.95	50	411.55	0.10	39.73

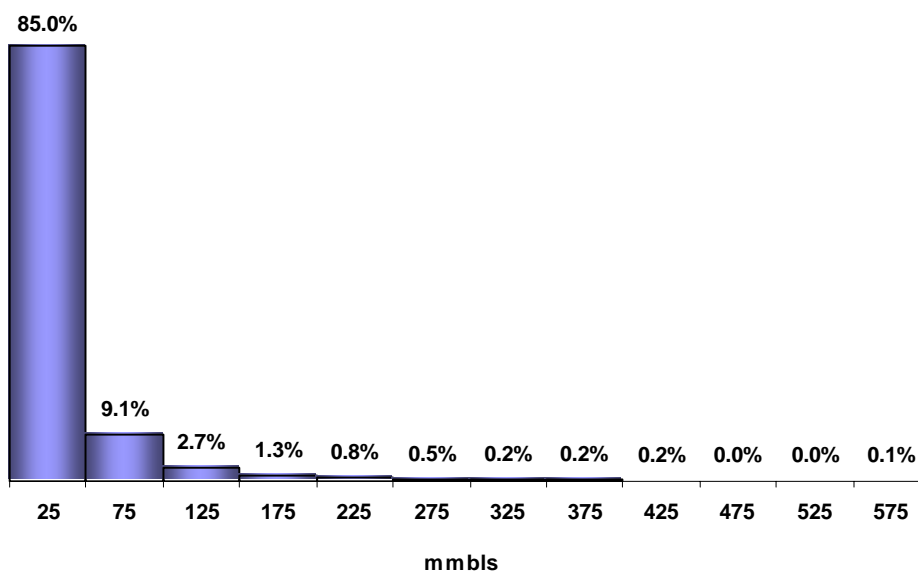


Figura IV.32. Histograma de las reservas de hidrocarburos, yacimientos del Terciario, Región Sur.

Distribuciones de probabilidad de las reservas de hidrocarburos de la Región Sur

Según el histograma de frecuencias, podemos decir que en los yacimientos del Terciario, se estima encontrar una reserva de hidrocarburos entre 0 y 600 mmbls con un promedio de 29 mmbls y una desviación estándar de 50 mmbls y que si los pozos resultan productores, existe el 85% de probabilidad de encontrar yacimientos que tengan una reserva entre 0 y 50 mmbls, el 9% entre 50 y 100 mmbls, el 3% entre 100 y 150 mmbls, el 1% entre 150 y 200 mmbls y solamente el 2% entre 200 y 600 mmbls.

Comparemos ahora el histograma de reservas de hidrocarburos encontrado con los patrones de distribución de probabilidad clásicos, ajustándolo al que más se parezca. A simple vista podría ser exponencial o lognormal como en el caso de los yacimientos del Mesozoico, Figura IV.33.

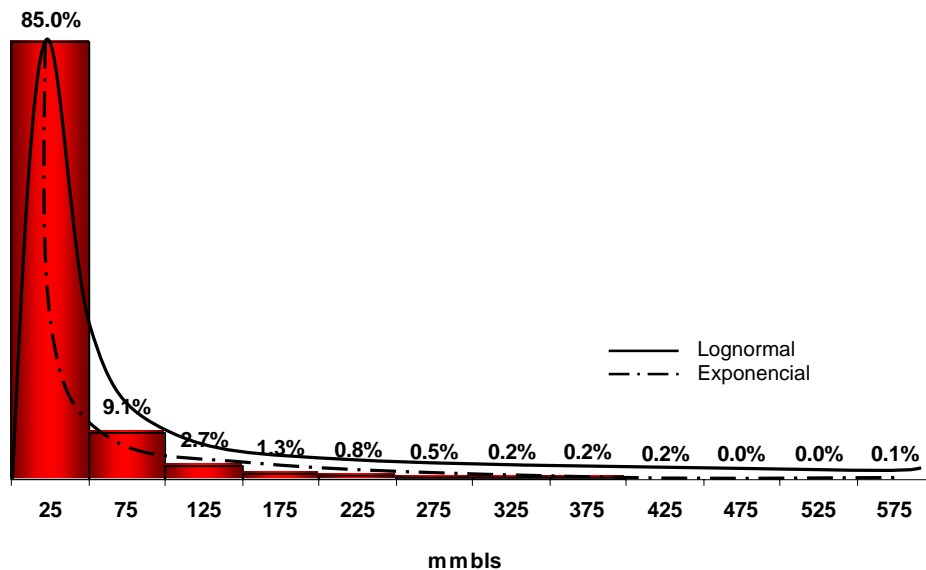


Figura IV.33. Histograma con las distribuciones lognormal y exponencial.

En la Figura IV.34 se presenta la gráfica de la distribución exponencial utilizando la ecuación 4.1, con la media estadística de los datos de reservas de hidrocarburos de 29 mmbls.

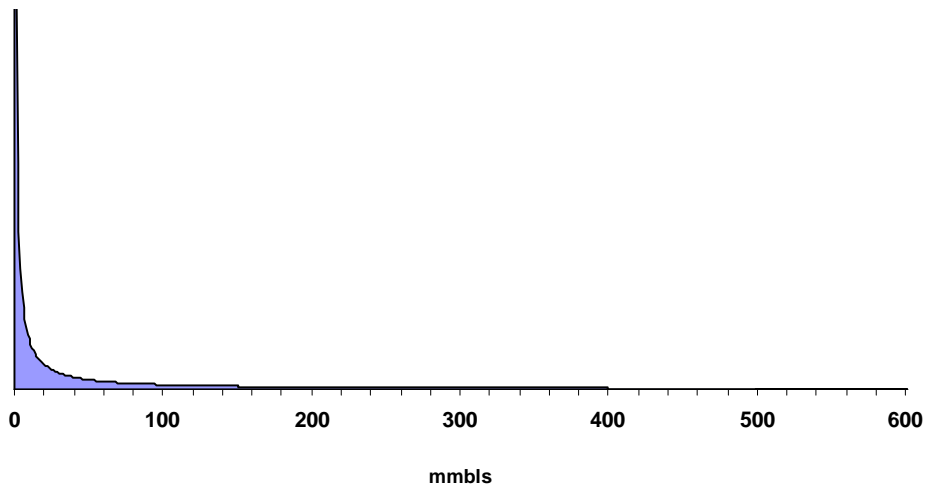


Figura IV.34. Distribución exponencial de las reservas de hidrocarburos del Terciario.

En la Tabla IV.26 se presenta la prueba de bondad de ajuste de la chi-cuadrada para los datos de reserva del histograma y los obtenidos con la ecuación de la distribución exponencial.

Tabla VI.26. Prueba de bondad de ajuste con la distribución exponencial para el Terciario.

Frecuencia	
Histograma (O_i)	Distr. Exponencial (E_i)
0.85000	0.02959
0.09100	0.05640
0.02730	0.00082
0.01250	0.00774
0.00800	0.00715
0.00470	0.00455
0.00190	0.00187
0.00200	2.00E-03
0.00180	1.80E-03
0.00030	3.00E-04
0.00000	2.88E-08
0.00050	5.0E-04

$$X^2 = 0.0580$$

El nivel de significancia que se tomará será nuevamente del 5% con 10 grados de libertad, $k = 12$ por considerar 12 clases y $m = 1$, por lo tanto $\chi^2 = 18.307$.

Debido a que $0.0580 < 18.307$, podemos decir entonces que las reservas de hidrocarburos de la Región Sur en el Terciario tiene un patrón de distribución de probabilidad de tipo exponencial.

Para probar ahora si el patrón de distribución de probabilidad que representa a la reserva es de tipo lognormal, se grafica con la media y la desviación estándar logarítmicos, cuyos valores son 2.4 y 5.0 respectivamente, Figura IV.35.

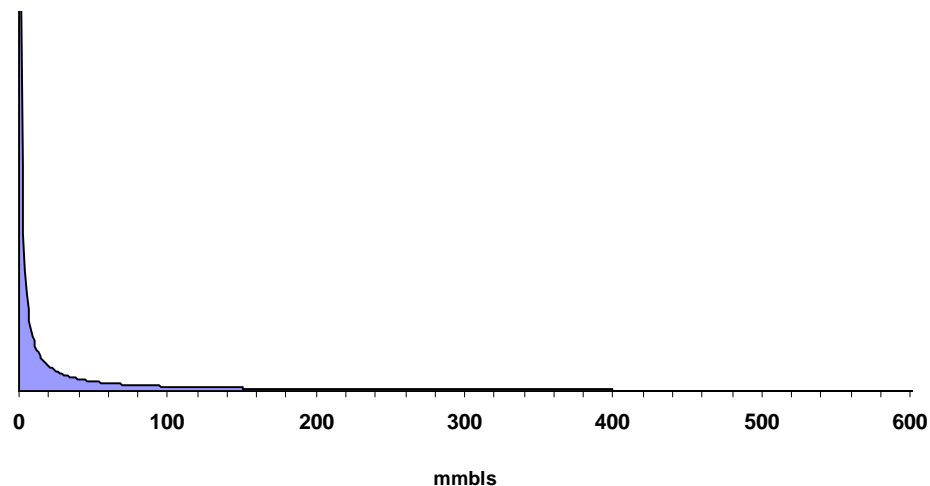


Figura IV.35. Distribución lognormal de las reservas de hidrocarburos del Terciario.

La prueba de bondad de ajuste para esta distribución se realizó con un nivel de significancia de 5% y 9 grados de libertad, ya que m es igual a 2 por tener dos estimadores paramétricos: la media y desviación estándar. Por lo tanto $\chi^2 = 16.919$.

La Tabla IV.27 muestra la prueba de bondad de ajuste para esta distribución.

Tabla IV.27. Prueba de bondad de ajuste para la distribución lognormal.

Frecuencia	
Histograma (O _i)	Distr. Lognormal (E _i)
0.85000	0.84487
0.09100	0.05164
0.02730	0.02884
0.01250	0.01975
0.00800	0.01488
0.00470	0.01185
0.00190	0.00980
0.00200	8.32E-03
0.00180	7.21E-03
0.00030	6.35E-03
0.00040	5.65E-03
0.00050	5.1E-03

$$X^2 = 0.2712$$

En este caso también aceptamos la hipótesis ya que $0.2712 \leq 16.919$

Las Figuras IV.36 y IV.37 muestran un comparativo de los histogramas y polígonos de frecuencia respectivamente de los datos reales y los obtenidos con las distribuciones exponencial y lognormal.

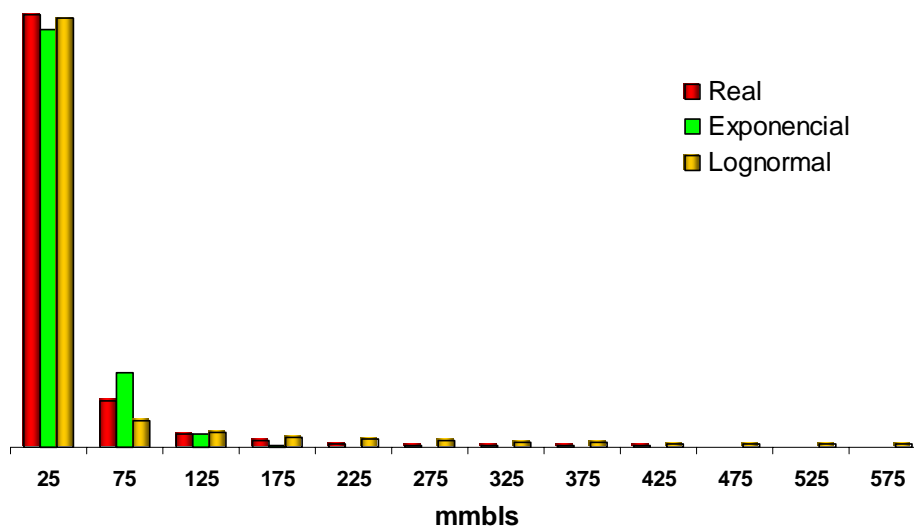
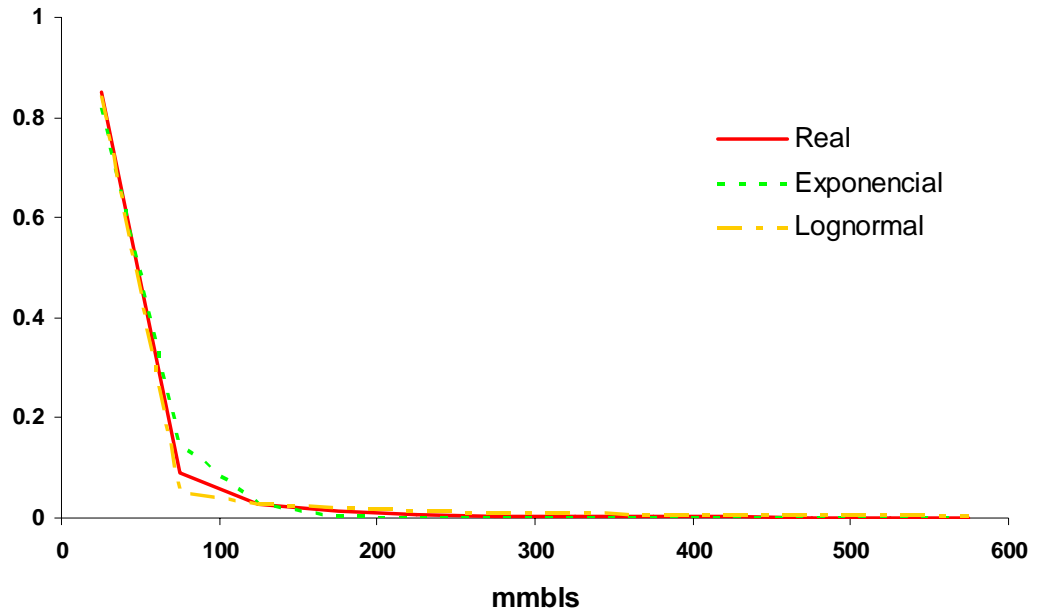


Figura IV.36. Comparativo de los histogramas de las reservas de hidrocarburos, yacimientos del Terciario.



IV.37. Comparativo de los polígonos de frecuencias de las reservas de hidrocarburos, yacimientos del Terciario.

Finalmente las dos distribuciones cumplen con la prueba de ajuste de chi-cuadrada, pero se acepta la de menor valor de χ^2 , por lo que se concluye que *las reservas de hidrocarburos de los yacimientos del Terciario de la Región Sur de México tiene un patrón de distribución de probabilidad del tipo exponencial:*

$$f(x) = \frac{1}{29.12} e^{-\frac{x}{29.12}} \quad (4.6)$$



Capítulo V

Aplicación

En este capítulo se hace la evaluación del proyecto de exploración Bellota-Chinchorro componente exploratoria de la Región Sur, utilizando la distribución de probabilidad de las reservas de aceite del Mesozoico Chiapas-Tabasco.

El método de evaluación de proyectos exploratorios que se aplica en este trabajo, de acuerdo con L. N. Solórzano, consiste en simular el proceso de descubrimiento, desarrollo y explotación de los campos, desde su inicio hasta su abandono, tal y como ocurre en la realidad. Se considera que el área geográfica en estudio cuenta con trabajos de exploración realizados y que el análisis de estos ha llevado a la definición de la localización para la perforación de un pozo exploratorio por prospecto. Las localizaciones tienen asociada una probabilidad de éxito geológico (P_g), de acuerdo al grado de avance de los estudios exploratorios realizados; los de mayor porcentaje serán los más avanzados o concluidos y los de menor los que están aún en investigación. Esta probabilidad de descubrimiento asociada a los prospectos, está definida por la multiplicación de las probabilidades de la roca generadora, la roca almacenadora o yacimiento, las trampas y la dinámica de la migración de fluidos. Si alguna de estas probabilidades es cero, la probabilidad de éxito geológico será también cero.

El método considera que la perforación de los prospectos se llevará a cabo con un número de equipos que permanecerá fijo durante todo el tiempo que dure la exploración y desarrollo de los campos, entendiendo que mientras mayor sea el número de equipos asignados, más rápido será el desarrollo de los campos y consecuentemente más rápida será la extracción de la reserva de hidrocarburos. Los prospectos o campos se irán perforando de acuerdo a su probabilidad de éxito geológico, asignando primeramente un equipo a cada uno. Si el pozo exploratorio del prospecto resulta productor, todos los equipos disponibles se direccionarán al desarrollo del campo. Cuando el campo se haya desarrollado completamente, los equipos se asignarán a los siguientes prospectos, de tal manera que todos los prospectos sean perforados y los que resulten productores sean desarrollados. Si el pozo resulta improductivo se abandonará el prospecto. El tiempo de perforación y terminación será igual para todos los pozos perforados.

La estimación de las reservas de hidrocarburos de los campos que resulten productores se determina en forma aleatoria, utilizando la distribución de probabilidad obtenida en el capítulo IV y con este valor de reserva, se determina el número óptimo de pozos de los prospectos o campos productores.

Los pozos entrarán a producción según se vayan terminando y su producción declinada comenzará desde el primer mes y su factor de declinación permanecerá constante durante toda su vida productora. Una vez que el campo haya quedado completamente desarrollado y se hayan determinado los perfiles de producción de aceite y gas a lo largo del tiempo, se calculan los indicadores de rentabilidad del proyecto. A partir del ritmo de producción de los campos se obtienen las bandas de fluctuación de producción de hidrocarburos, las cuales son de gran ayuda, ya que proporcionan una idea de las posibles capacidades de las instalaciones requeridas para la explotación de los campos.

5.1 Ubicación del proyecto

El proyecto Bellota-Chinchorro en su componente exploratoria Comalcalco se localiza en la porción noroccidental del estado de Tabasco, Figura V.1, cubriendo una superficie aproximada de 1,265 km².

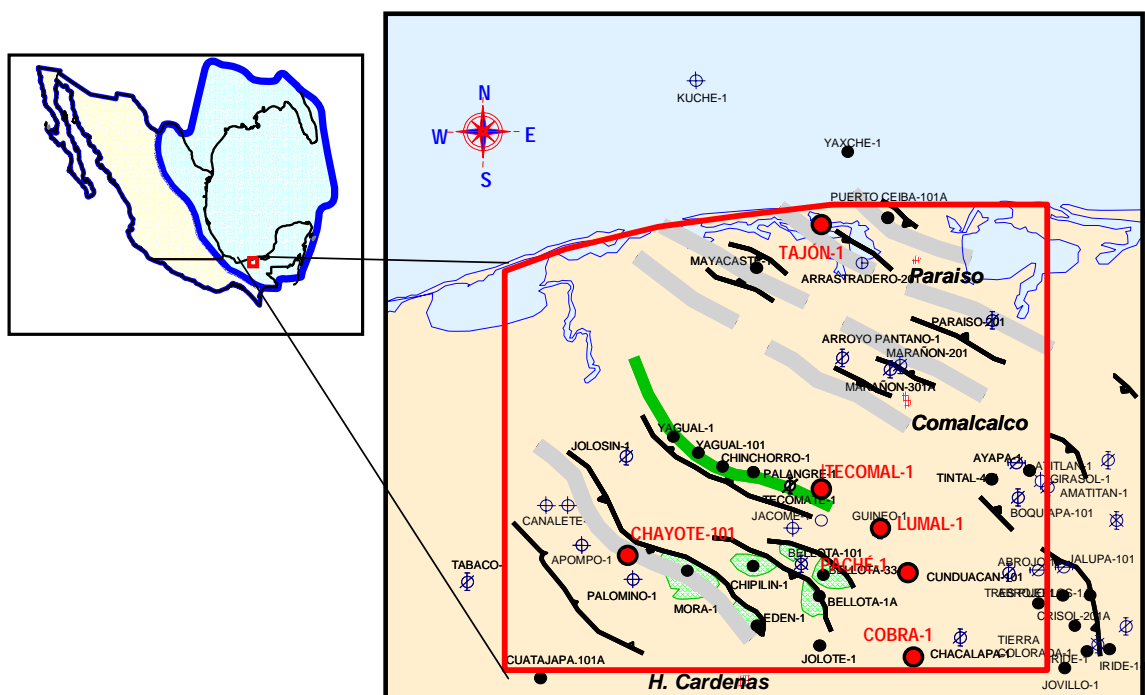


Figura V.1. Proyecto Bellota-Chinchorro, componente exploratoria Comalcalco.

Geológicamente se ubica en la Provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, en la denominada Subcuenca de Comalcalco y cuenta con 146 estructuras con posibilidades de contener hidrocarburos, de las cuales se obtuvo información de 35 localizaciones aprobadas ya definidas para la perforación de pozos exploratorios. De acuerdo a los estudios técnicos actuales que definen el avance del prospecto y conforme a la correlación de formaciones productoras de la zona, la probabilidad de descubrimiento, los valores mínimo, máximo y medio de las reservas de aceite estimadas de cada localización aprobada se muestran en la Tabla V.1.

Tabla V.1. Probabilidad de éxito geológico y reservas de los prospectos del proyecto.

No.	Prospecto	Probabilidad de éxito geológico (%)	Reservas (mmbbls)		
			Valor Mínimo	Valor Modal	Valor Máximo
1	Pache-1	55	0.21	10.36	270.66
2	Tajon 101	55	3.54	36.09	193.89
3	Jastiyel 1	54	2.54	37.95	247.21
4	Arrastradero 301	52	1.75	42.44	343.91
5	Mayacaste 101	52	0.79	16.16	121.46
6	Colibri 1	52	3.09	23.47	107.58
7	Cobra 1	50	0.38	24.22	285.83
8	Tupilco 2001	46	2.55	19.03	86.37
9	Arroyopantano 1001	46	0.26	9.21	87.26
10	Pepino 1	45	2.06	13.55	57.09
11	Conquista 1	43	0.08	3.49	35.56
12	Toronjil 1	41	0.05	1.16	8.86
13	Tecomal 1	41	0.22	6.84	62.02
14	Naguin 1	41	0.21	9.23	94.45
15	Marañon 1001	38	0.04	2.06	22.90
16	Lumal-1	36	0.21	11.12	123.29
17	Gotico 1	36	0.45	11.60	96.17
18	Morita 1	36	0.09	4.34	46.62
19	Rumbero 1	36	1.00	3.21	8.52
20	Pochote 1	34	0.20	4.51	35.75
21	Chispo 1	34	0.05	3.83	49.47
22	Amapola 1	34	0.04	1.27	11.14
23	Furtivo 1	33	0.19	5.42	47.27
24	Guinic 1	33	0.47	5.47	31.40
25	Coton 1	32	0.06	0.99	6.54
26	Bojincho 1	32	0.13	2.25	15.68
27	Pocho 1	31	0.06	5.40	71.07
28	Ofiolita 1	31	0.25	7.35	65.07
29	Cinchazo 1	31	0.05	7.66	119.35
30	Nayi 1	31	0.07	6.20	81.96
31	Cushale 1	30	0.11	4.83	49.29
32	Geranio 1	30	0.21	5.59	47.48
33	Abaco 1	29	0.09	12.06	180.90
34	Azhar 1	29	0.06	4.90	61.47
35	Chab 1	29	0.59	15.28	127.09

Los prospectos con baja probabilidad de descubrimiento, tienen programados estudio sísmicos 3D y estudios de interpretación de gabinete a corto plazo, que podrían mejorar su probabilidad de descubrimiento.

De la información de esta Tabla V.1 únicamente se tomará la correspondiente a la probabilidad de éxito geológico y la información de reservas será sustituida por la distribución de probabilidad previamente obtenida en el capítulo IV.

5.2 Características de los prospectos

Para explicar de la manera más sencilla posible el procedimiento, supongamos que llevamos un equipo a perforar la primera localización exploratoria. El resultado del pozo exploratorio puede ser productor o no productor.

Para investigar si el pozo exploratorio del prospecto resultará productor, se utilizarán los números aleatorios (A_i) y la probabilidad de descubrimiento de cada prospecto. Si el número aleatorio es menor o igual que la probabilidad de descubrimiento, el pozo exploratorio será productor y si es mayor, entonces será no productor, Figura V.2.

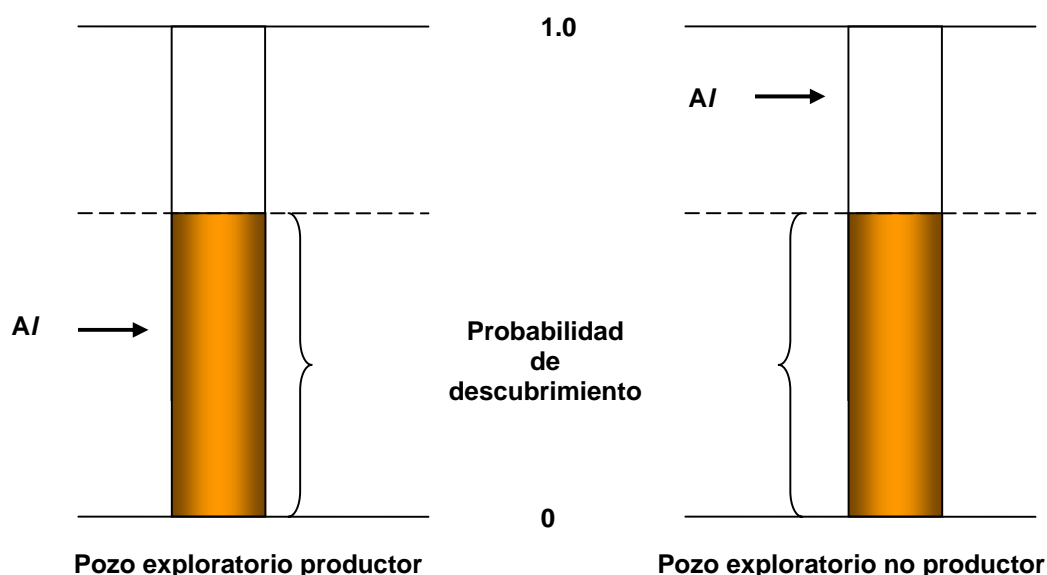


Figura V.2. Resultado del pozo exploratorio.

Por ejemplo, si el prospecto 1 tiene una probabilidad de descubrimiento de 0.55 ó 55% y el número aleatorio fue 0.23, el pozo exploratorio sería productor. La Tabla V.2 muestra el resultado de una simulación para los 35 prospectos del proyecto, resultando 15 pozos productores y 20 improductivos.

Tabla V.2. Resultado de los pozos exploratorios de los prospectos del proyecto.

No.	Prospecto	Probabilidad de éxito geológico (%)	Número aleatorio (AI)	Resultados posibles de los pozos exploratorios
1	Pache-1	55	34	Productor
2	Tajon-101	55	27	Productor
3	Jastiyel-1	54	89	No Productor
4	Arrastradero-301	52	90	No Productor
5	Mayacaste-101	52	20	Productor
6	Colibri-1	52	5	Productor
7	Cobra-1	50	76	No Productor
8	Tupilco-2001	46	29	Productor
9	Arroyopantano-1001	46	51	No Productor
10	Pepino-1	45	80	No Productor
11	Conquista-1	43	66	No Productor
12	Toronjil-1	41	48	No Productor
13	Tecomal-1	41	89	No Productor
14	Naguin-1	41	37	Productor
15	Marañon-1001	38	8	Productor
16	Lumal-1	36	13	Productor
17	Gotico-1	36	53	No Productor
18	Morita-1	36	86	No Productor
19	Rumbero-1	36	84	No Productor
20	Pochote-1	34	4	Productor
21	Chispo-1	34	30	Productor
22	Amapola-1	34	27	Productor
23	Furtivo-1	33	68	No Productor
24	Guinic-1	33	61	No Productor
25	Coton-1	32	4	Productor
26	Bojincho-1	32	10	Productor
27	Pocho-1	31	97	No Productor
28	Ofiolita-1	31	98	No Productor
29	Cinchazo-1	31	77	No Productor
30	Nayi-1	31	53	No Productor
31	Cushale-1	30	8	Productor
32	Geranio-1	30	92	No Productor
33	Abaco-1	29	33	No Productor
34	Azhar-1	29	22	Productor
35	Chab-1	29	33	No Productor
				Pozos prod. = 15

Con este procedimiento y dado que los números aleatorios satisfacen los requisitos de uniformidad e independencia, después de realizar 100 simulaciones el prospecto 1

resultará 55 veces productor y 45 veces improductivo, lo que coincide con su probabilidad de descubrimiento.

5.3 Reserva de hidrocarburos

Una vez que se sabe cuales prospectos resultarían productores, se calculan en forma aleatoria las reservas de hidrocarburos con la distribución de probabilidad encontrada en el capítulo IV para los yacimientos del Mesozoico de la Región Sur. Esta distribución de probabilidad, que resultó ser una lognormal, está representada por la expresión (4.5).

Al graficar esta expresión, un número aleatorio representará el área bajo la curva de la distribución de probabilidad y el valor de la reserva de hidrocarburos será el correspondiente valor de x para esa área bajo la curva. Para visualizar cómo se tomarán los valores, se calculará la ecuación (4.5) con incrementos de x , obteniéndose también el área correspondiente a Δx y el área acumulativa, Tabla V.3.

Tabla V.3. Distribución lognormal de las reservas del Mesozoico, área bajo la curva.

y = (fx)	x (Reserva)	Área del Δx	Área acumulada
0.00506	49	0.00511	0.50210
0.00495	50	0.00500	0.50710
0.00485	51	0.00490	0.51200
0.00476	52	0.00481	0.51681
0.00467	53	0.00471	0.52152
0.00458	54	0.00462	0.52615
0.00449	55	0.00453	0.53068
0.00441	56	0.00445	0.53513
0.00432	57	0.00436	0.53949
0.00424	58	0.00428	0.54377
0.00417	59	0.00420	0.54798
0.00409	60	0.00413	0.55211
0.00402	61	0.00405	0.55616
0.00395	62	0.00398	0.56015
0.00388	63	0.00391	0.56406
0.00381	64	0.00385	0.56790
0.00375	65	0.00378	0.57168
0.00368	66	0.00371	0.57540
0.00362	67	0.00365	0.57905
0.00356	68	0.00359	0.58264
0.00350	69	0.00353	0.58617
0.00345	70	0.00347	0.58965
0.00339	71	0.00342	0.59307
0.00334	72	0.00336	0.59643
0.00328	73	0.00331	0.59974
0.00323	74	0.00326	0.60300
0.00318	75	0.00321	0.60620
0.00313	76	0.00316	0.60936
0.00308	77	0.00311	0.61247
0.00304	78	0.00306	0.61553
0.00299	79	0.00302	0.61855

Si un número aleatorio normalizado entre 0 y 1 resultara de 0.571, entonces se buscaría éste en la columna de área acumulada y el valor de x para esta área sería la reserva de hidrocarburos:

$Af = \text{Área acumulada} = 0.571$

$x = \text{Reserva de hidrocarburos} = 65 \text{ mmbls}$

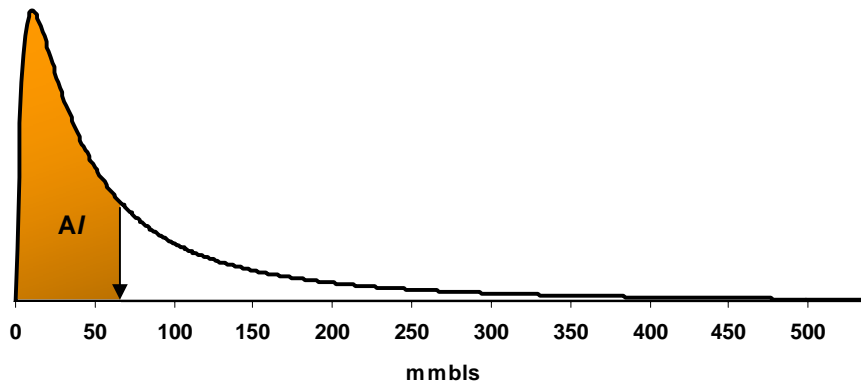


Figura V.3. Área bajo la curva y reserva de hidrocarburos.

Es importante comentar que entre más pequeña sea Δx , mayor precisión se tendrá en el cálculo de las áreas de los trapecios formados bajo la curva y por lo tanto el valor de x será también más exacto.

5.4 Número óptimo de pozos

Después de que el primer pozo perforado resultó productivo y que se ha estimado su reserva de hidrocarburos, se procede a calcular el número óptimo de pozos a perforar. Considerando que las propiedades de la roca del yacimiento son homogéneas, el número óptimo de pozos se determina analíticamente por el máximo beneficio económico esperado, con la siguiente ecuación⁽⁹⁾:

$$N = \left(\frac{Re}{q_h} \right) \left(\sqrt{\frac{u^* q_h^* i}{C + D}} - i \right) \quad (5.1)$$

Donde:

N = Número óptimo de pozos

Re = Reserva de hidrocarburos (bls)

112 _____

⁽⁹⁾ Solórzano, L. N.

- $u =$ Precio neto del crudo (DlIs/bls)
 $q_h =$ Ritmo de producción de hidrocarburos totales (BPCED)
 $i =$ Tasa de interés (fracción)
 $C =$ Costo de la perforación del pozo (DlIs)
 $D =$ Costo de las obras asociadas al pozo (DlIs)

Los costos de las obras asociadas al pozo, son todas aquellas erogaciones causadas por las instalaciones superficiales directamente relacionadas con el pozo.

La ecuación (5.1) tiene las siguientes consideraciones:

- Se tiene un yacimiento homogéneo
- La reserva inicial estimada permanece constante durante todo el desarrollo
- Todas las inversiones están llevadas al año cero
- Todos los pozos tienen la misma producción inicial
- La declinación permanece constante

En la ecuación del número óptimo de pozos interviene el precio neto de crudo (u). Esta variable se obtiene restando del precio de venta del barril del líquido producido (Pl), los costos de operación y mantenimiento (c).

$$u = Pl - c \quad (5.2)$$

Los costos de operación y mantenimiento incluyen todos aquellos gastos necesarios directamente asociados a la operación, mantenimiento y administración de las instalaciones y de los pozos.

El precio del barril de líquido producido, se obtiene con los ingresos por venta de aceite y gas dividido entre el ritmo de producción de líquidos totales.

$$Pl = \frac{oq_o + \frac{gq_g}{1000}}{q_h} \quad (5.3)$$

donde:

- Pl = Precio del barril de líquido producido (DlIs/bls)
- o = Precio de barril de aceite (DlIs/bls)
- g = Precio de millar de pie cúbico de aceite (DlIs/millar ft^3)
- q_o = Ritmo de producción de aceite (BPD)
- q_g = Ritmo de producción de gas (ft^3 /día)
- q_h = Ritmo de producción de hidrocarburos totales (BPCEd)
- c = Costo unitario de operación y mantenimiento (DlIs/BPCE)

El ritmo de producción de gas se obtiene multiplicando la RGA por el ritmo de producción de aceite. Teniendo en cuenta que las unidades de la RGA son m^3 de gas por m^3 de aceite, para obtener ft^3 de gas por bls de aceite producidos, se multiplica por 5.614827, así entonces el gasto de gas se obtiene:

$$q_g = RGA * q_o * 5.614827 \quad (5.4)$$

El ritmo de producción de líquidos se obtiene sumando el ritmo de producción de aceite más el de gas convertido a petróleo crudo equivalente, utilizando como factor del poder calorífico del gas 5,000 ft^3 /bls.

$$q_h = q_o + \frac{q_g}{5000} \quad (5.5)$$

Para visualizar mejor los conceptos anteriores, supongamos que en alguna simulación el ritmo de producción de aceite hubiera resultado $q_o = 1,800$ BPD con un RGA de

1,200 m³/m³, precio de aceite, o = 22 Dlls/bls, precio de gas, g = 4 Dlls/millar de ft³ y costo de operación y mantenimiento, c = 3.5 Dlls/bls.

El ritmo de producción de gas sería igual a:

$$q_g = 1200 * 1800 * 5.614827$$

$$q_g = 12.128 \text{ mmpcd}$$

El ritmo de producción de hidrocarburos totales producidos será:

$$qh = 1800 + \frac{12128000}{5000}$$

$$qh = 4225.6 \text{ BPCED}$$

El precio de líquido producido es:

$$Pl = \frac{(22 * 1800) + \frac{(4 * 12128000)}{1000}}{4225.6}$$

$$Pl = 20.85 \text{ Dlls / bls}$$

Finalmente el precio neto de líquido producido es:

$$u = 20.85 - 4.20$$

$$u = 16.65 \text{ Dlls / bls}$$

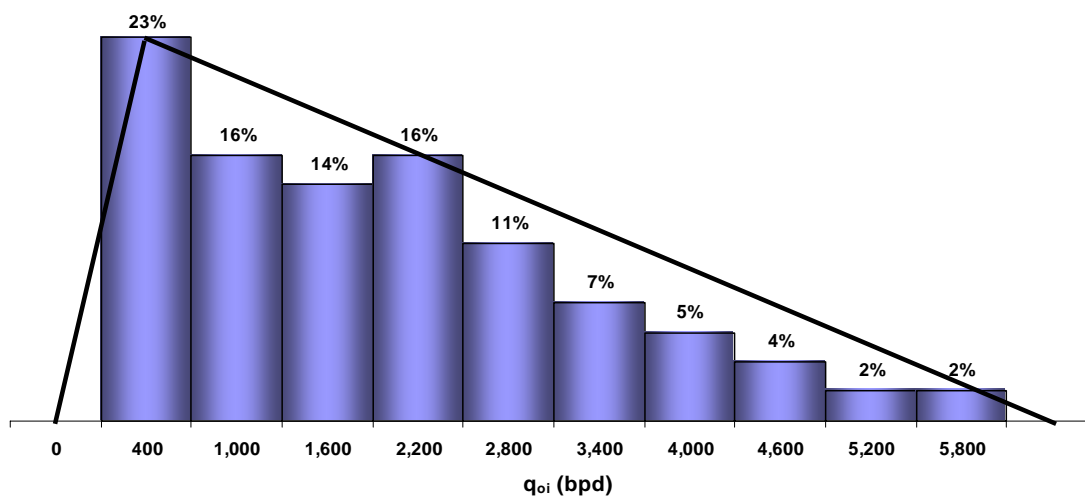
Para determinar la magnitud de las variables que intervienen en el cálculo del número óptimo de pozos para el proyecto en estudio, tales como del ritmo de producción inicial de aceite (q_{oi}), relación gas-aceite (RGA), costo del pozo (C), costo de obras asociadas

al pozo (D) y costos de operación y mantenimiento (c), se tomaron datos reales de los campos de la Región, los cuales se comentan a continuación.

La Tabla V.3 muestra los valores reales del ritmo de producción de aceite y relación gas-aceite. El ritmo de producción de aceite se presenta graficado en un histograma de frecuencias en la Figura V.4.

Tabla V.3. Ritmo de producción de aceite y RGA de yacimientos del Mesozoico.

Yacimiento	q_{oi} (BPD)	R_{si} (m ³ /m ³)	Yacimiento	q_{oi} (BPD)	R_{si} (m ³ /m ³)
Palapa	158	440	Río Nuevo	1972	364
Manea	158	482	Edén-Jolote	2000	289
Caparroso	230	260	Sen	2000	514
Palapa	247	440	Caparroso	2104	440
Cuatajapa	250	300	Yagual	1900	231
Acuyo	376	837	Sunuapa	1950	361
Gaucho	400	750	Chipilín	2500	272
Gaucho	400	180	Bellota	2531	272
Topén	496	319	Mora	2800	269
Secadero	609	444	Iride	3000	202
Escarbado	657	447	Paredón	2500	459
Cardo	661	499	Palangre	3000	196
Malva	670	209	Níspero	3287	281
Mayacaste	700	67	Sen	3500	498
Sabancuy	720	96	Bellota	3500	312
Tepeyil	800	591	Bellota	4142	312
Nicapa	855	288	Cárdenas	4898	332
Paraíso	900	89	Oxiacaque	5000	271
Cactus	1052	400	Samaria	3500	187
Comoapa	1151	223	Artesa	1050	182
Cacho López	1315	500	Cárdenas	1150	332
Cacho López	1315	500	Edén-Jolote	2450	300
Palangre	1500	241	Sunuapa	2450	361
Cerro Nanchital	1500	34	Puerto Ceiba	4500	115
Caparroso-Pijije-E	1500	440	Cunduacán	2450	216
Cactus	1512	361	Mora	3850	273
Platanal	1644	296	Cárdenas	3850	347
Sitio Grande	1709	351	Chinchorro	5500	158



V.4. Histograma del ritmo de producción inicial de aceite, yacimientos del Mesozoico.

Por la forma del histograma, el ritmo de producción de aceite podemos representarlo por una distribución triangular, cuyos valores mínimo, modal y máximo son: 100, 800 y 6,000 BPD respectivamente.

Para la RGA se tomará también una distribución triangular con un valor mínimo de 30 m³/m³, un valor modal de 350 m³/m³ y un valor máximo de 950 m³/m³, Figura V.5.

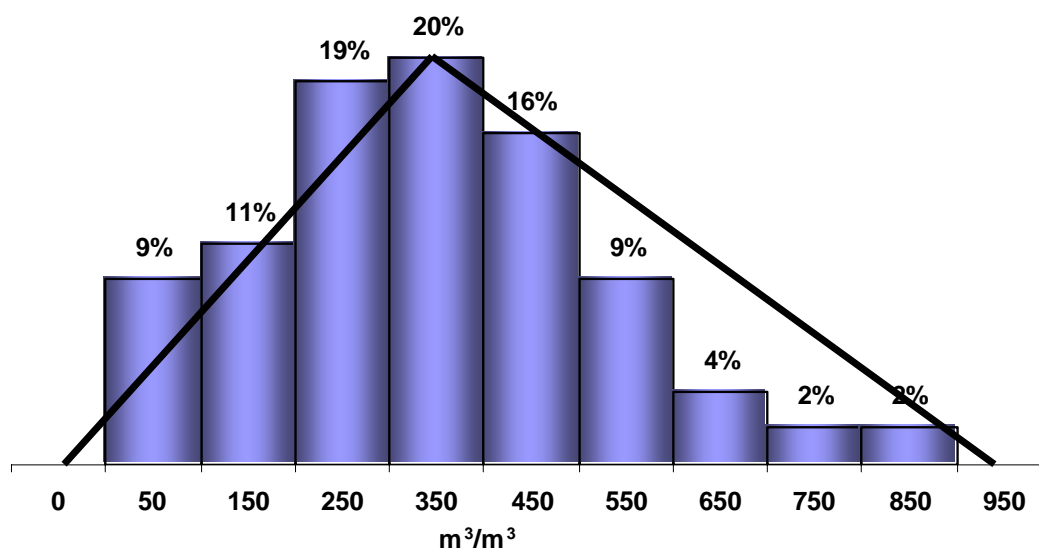


Figura V.5. Histograma de la RGA de los yacimientos del Mesozoico.

Debido a que en el proyecto se espera encontrar yacimientos de aceite ligero, se tomó el precio promedio de los últimos años y para el gas se consideró el de gas amargo, Tabla V.4.

Tabla V.4. Precios de hidrocarburos.

Año	Aceite DIIs/bls	Gas DIIs/MPC
1998	11.4	2.0
1999	14.3	2.3
2000	22.5	4.1
2001	22.9	4.3
2002	27.3	3.2
2003	28.1	5.3
2004	35.1	6.1
2005	36.6	7.7

La tasa de interés anual se tomó del 12 % debido a que actualmente con esta tasa se evalúan los proyectos en Pemex.

Los costos de operación y mantenimiento se tomaron de los costos promedio del año 2005 de los cinco Activos de producción de la Región Sur, Tabla V.5.

Tabla V.5. Costos de operación y mantenimiento (DIIs/BPCE).

Actividad	C. Presidentes	Samaria-Luna	Muspac	Bellota-Jujo	Macuspana
Arrendamiento	0.02	0.00	0.04	0.01	0.03
Compras de gas	2.56	1.76	3.23	2.14	0.00
Compras interorganismos	0.30	0.05	0.10	0.08	0.12
Administración del Corporativo	0.43	0.10	0.21	0.13	0.19
Fletes	0.15	0.01	0.02	0.01	0.09
Mano de Obra	4.57	0.78	1.37	0.91	1.89
Materiales	0.25	0.09	0.24	0.12	0.20
Servicio médico	0.32	0.06	0.13	0.07	0.12
Nitrógeno y químicos	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Reserva laboral	1.00	0.09	0.40	0.15	0.39
Seguros	0.63	0.02	0.04	0.07	0.16
Servicios contratados a terceros	2.44	0.77	0.87	0.98	0.79
Telecom	0.06	0.01	0.02	0.01	0.03
Varios	0.14	0.04	0.07	0.03	0.07
Total	12.86	3.78	6.73	4.71	4.07

Finalmente para determinar los costos de la perforación y terminación de los pozos exploratorios y las obras asociadas a estos, se tomaron los costos promedio de los últimos años de los pozos de la Región con objetivo Mesozoico, Tabla V.6.

Tabla V.6. Costos de perforación y obras asociadas (DIIIs).

Pozo	Perforación	Obras asociadas
CONQUISTA 1	13,404,783	1,179,621
CHIAPAS 61	8,018,937	641,515
SARAMAKO 1	8,851,929	796,674
NARANJA 1	14,981,581	1,498,158
MALVA 201	7,430,761	728,215

Con la información anterior, el valor de las variables se hará en forma aleatoria, utilizando los números aleatorios y la distribución de probabilidad de cada variable.

La Tabla V.7 muestra los rangos de las variables involucradas y las distribuciones que se utilizarán:

Tabla V.7. Variables para el cálculo del número óptimo de pozos.

Variable	Valor mínimo	Valor Modal	Valor Máximo	Distribución
q _o (bls/día)	100	800	5,500	Triangular
RGA (m ³ /m ³)	30	350	850	Triangular
o (DIIId/bls)	10	0	35	Uniforme
g (DIIIs/MPC)	2	0	7	Uniforme
c, (DIIIs/BPCE)	3.70	0	12.80	Uniforme
C (DIIIs)	8,000,000	-	14,000,000	Uniforme
D (dIIIs)	800,000	-	1,500	Uniforme

Para ilustrar cómo se van obteniendo las variables, a continuación se presenta un ejemplo para cada distribución de probabilidad.

La distribución que se tomará para el ritmo de producción de aceite es la triangular, con los siguientes valores:

$$q_{o\min} = 100$$

$$q_{o\max} = 5,500$$

$$q_{o\text{ modal}} = 800$$

Se calcula el área del triángulo de la izquierda y el área del triángulo de la derecha con las ecuaciones 3.7 y 3.8, respectivamente.

Triángulo de la Izquierda:

$$A_{izq} = \frac{(800 - 100)}{(5,500 - 100)} = 0.13$$

Triángulo de la derecha:

$$A_{der} = \frac{(5,500 - 800)}{(5,500 - 100)} = 0.87$$

La suma de ambas áreas debe ser igual a la unidad. Si un número aleatorio resulta de 0.09, el valor correspondiente para el q_o se calcula con la expresión 3.13:

$$q_o = 200 + \sqrt{.09 (800 - 100)(5,500 - 100)}$$

$$q_o = 783 \text{ bls}$$

Para el precio del gas se utilizará la distribución uniforme con el siguiente rango:

$$g_{\min} = 2$$

$$g_{\max} = 7$$

Así que para el precio del gas si un número aleatorio resultara de 0.76, utilizando la ecuación 3.5 se tiene:

$$g = 2 + 0.76(7 - 2)$$

$$g = 5.8 \text{ Dlls / MPC}$$

Para cada prospecto del proyecto, se obtiene aleatoriamente un valor para cada variable y se mantienen constantes los precios de aceite y gas, debido a que se considera que los prospectos del área tendrán el mismo tipo de aceite. Otra variable constante será la tasa de interés.

Continuando con la evaluación del proyecto y para seguir con la explicación del método propuesto, se comentará el resultado completo de una simulación.

En esta simulación resultó que de los 35 pozos exploratorios perforados, uno por prospecto, 12 resultaron productores. Es decir, que de todos los prospectos que conforman el proyecto, solo el 34% de ellos resultaron productores, obteniendo una reserva de 777 millones de barriles de aceite en total. Sin considerar los 23 pozos que resultaron improductivos, se requieren 233 pozos para extraer la reserva, de los cuales 221 son de desarrollo y 12 son exploratorios (productores), Tabla V.8. De acuerdo a la reserva a extraer por prospecto, la cantidad de pozos necesarios es variada y va desde 1 hasta 61.

Es importante comentar que la magnitud de las reservas de hidrocarburos obtenidas con la simulación, está dentro del rango establecido por los estudios geológicos, dando validez al método propuesto en este trabajo para estimar las reservas. Por otro lado, en lugar de utilizar los valores de reserva estimados por los geólogos podríamos utilizar nuestra *curva de distribución de probabilidad* encontrada en el capítulo IV para la estimación de las reservas de los proyectos.

Tabla V.8. Número óptimo de pozos de los prospectos del proyecto.

Prospecto	Probabilidad de éxito geológico (%)	Resultado del pozo exploratorio	Reserva (mmbls)	No. óptimo de pozos
1	55	Productor	248.8	61
2	55	No Productor	-	1
3	54	Productor	70.0	21
4	52	Productor	24.5	9
5	52	No Productor	-	1
6	52	Productor	39.7	12
7	50	No Productor	-	1
8	46	No Productor	-	1
9	46	Productor	19.8	7
10	45	Productor	76.9	20
11	43	Productor	26.7	13
12	41	Productor	54.9	21
13	41	Productor	18.1	7
14	41	No Productor	-	1
15	38	No Productor	-	1
16	36	Productor	116.2	36
17	36	No Productor	-	1
18	36	No Productor	-	1
19	36	No Productor	-	1
20	34	No Productor	-	1
21	34	No Productor	-	1
22	34	No Productor	-	1
23	33	Productor	11.2	7
24	33	No Productor	-	1
25	32	No Productor	-	1
26	32	No Productor	-	1
27	31	No Productor	-	1
28	31	No Productor	-	1
29	31	No Productor	-	1
30	31	No Productor	-	1
31	30	No Productor	-	1
32	30	No Productor	-	1
33	29	No Productor	-	1
34	29	No Productor	-	1
35	29	Productor	70.5	19
		Pozos prod. = 12	777.3	256

La selección de las variables que intervienen en el cálculo del número óptimo de pozos para cada prospecto del proyecto, se realiza en forma aleatoria. La Tabla V.9 muestra los valores que tomaron los 35 prospectos que forman el proyecto.

Tabla V.9. Variables para cada prospecto del proyecto.

Número de prospecto	Reserva de hidrocarburos millones de barriles de PCE	Ritmo de Prod. Inicial de crudo, qo Barriles diarios por pozo	Relación Gas-Aceite, RGA, m3/m3	Ritmo de Prod. Inicial de gas, qg pies cúbicos diarios por pozo	Ritmo de Prod. Inicial de líquidos, Barriles diarios por pozo	Precio de venta de crudo, o Dólares por barril	Precio de venta de gas, g Dólares por millar de pies cúbicos	Precio de venta del líquido equivalente, dólares por barril	Costo de capital, I por ciento anual	Costo de perforación por pozo, C Dólares	Costo de obras asociadas, D Dólares	Costo de operación y mantenimiento, c dólares por barril de líquido producido	Número óptimo de pozos
1	248,752,529	2,698	217	3,286,744	3,355	33		29	12	13,631,271	634,210	12	61
2									12	11,926,996	536,706		1
3	70,017,461	2,249	623	7,869,444	3,823	33	3	26	12	11,036,524	723,800	6	21
4	24,508,651	1,424	224	1,790,023	1,782	33	3	29	12	10,342,829	329,051	14	9
5									12	8,644,252	664,356		1
6	39,725,747	2,986	158	2,649,848	3,516	33	3	30	12	12,703,972	59,298	11	12
7									12	10,757,845	721,803		1
8									12	12,522,129	445,576		1
9	19,821,290	3,173	79	1,410,686	3,455	33	3	31	12	11,576,567	582,052	10	7
10	76,895,659	2,711	346	5,269,349	3,765	33	3	28	12	12,996,381	103,271	11	20
11	26,691,765	819	154	709,338	961	33	3	30	12	8,112,550	200,576	14	13
12	54,919,344	1,752	156	1,534,880	2,059	33	3	30	12	9,262,212	582,056	13	21
13	18,111,159	3,427	457	8,785,376	5,185	33	3	27	12	8,443,720	262,093	3	7
14									12	8,632,716	595,082		1
15									12	9,990,167	728,218		1
16	116,205,507	4,172	243	5,704,383	5,313	33	3	29	12	8,769,499	775,286	8	36
17									12	8,001,447	542,310		1
18									12	11,220,764	169,082		1
19									12	11,942,330	562,639		1
20									12	11,264,084	612,127		1
21									12	12,964,471	416,341		1
22									12	8,491,361	596,700		1
23	11,212,892	847	187	890,437	1,025	33	3	30	12	9,151,535	528,026	6	7
24									12	12,073,480	764,120		1
25									12	10,725,247	414,781		1
26									12	10,142,139	635,495		1
27									12	8,899,886	109,669		1
28									12	12,226,375	329,980		1
29									12	13,572,716	197,206		1
30									12	11,181,275	59,085		1
31									12	8,537,848	535,683		1
32									12	12,546,376	366,461		1
33									12	10,411,052	735,568		1
34									12	10,771,246	293,454		1
35	70,452,498	3,734	300	6,295,248	4,993	33	3	29	12	10,952,994	472,586	10	19

Para los 35 prospectos a perforar se utilizarán 10 equipos de perforación

5.5 Perfiles de producción

Una vez que se ha estimado el número óptimo de pozos y el escenario de perforación de estos con respecto al tiempo, el siguiente paso es calcular el ritmo de producción de aceite y gas de cada uno de los pozos de todos los prospectos. Debido a que estamos considerando que se trata de un yacimiento homogéneo, el escenario de producción de los pozos de un prospecto es que todos iniciarán con el mismo ritmo de producción y su declinación será exponencial.

La declinación exponencial la calculamos con la siguiente expresión⁽⁹⁾:

$$q_o = q_{oi} e^{-bt} \quad (5.6)$$

Donde:

t = Tiempo (mes)

q_o = Gasto de aceite (BPD)

q_{oi} = Gasto inicial de aceite (BPD)

b = Declinación continua (% mensual)

Con esta ecuación se puede extrapolar el gasto de producción a cualquier tiempo y así se obtiene el perfil de producción para cada prospecto. En las Tabla V.10 y V.11 se observan los ritmos de producción de aceite y gas de los pozos de cada prospecto, según van entrando a producción en los primeros 100 meses.

Tabla V.11. Ritmo de producción de gas de los prospectos del proyecto.

Mes	Producción de gas (MMPCD)																																							
	Número de prospecto																																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35					
1																																								
2																																								
3																																								
4																																								
5		3.29		7.87	1.79		2.65			1.41	5.27																													
6		3.22		7.71	1.75		2.60			1.38	5.16																													
7		3.16		7.56	1.72		2.54			1.35	5.06																													
8		3.09		7.41	1.68		2.49			1.33	4.96																													
9		35.90		7.26	1.65		2.44			1.30	4.86																													
10		35.18		7.11	1.62		2.40			1.28	4.76																													
11		34.48		6.97	1.59		2.35			1.25	4.67																													
12		33.79		6.83	1.55		2.30			1.22	4.57																													
13		65.98		6.70	1.52		2.25			1.20	4.48																													
14		64.66		6.56	1.49		2.21			1.18	4.39																													
15		63.37		6.43	1.46		2.17			1.15	4.31																													
16		62.10		6.30	1.43		2.12			1.13	4.22																													
17		93.72		6.18	1.40		2.08			1.11	4.13																													
18		91.85		6.05	1.38		2.04			1.08	4.05																													
19		90.01		5.93	1.35		2.00			1.06	3.97																													
20		88.21		5.81	1.32		1.96			1.04	3.89																													
21		119.32		5.70	1.30		1.92			1.02	3.81																													
22		116.93		5.58	1.27		1.88			1.00	3.74																													
23		114.59		5.47	1.24		1.84			0.98	3.66																													
24		112.30		5.36	1.22		1.81			0.96	3.59																													
25		142.92		5.25	1.20		1.77			0.94	3.52																													
26		140.06		5.15	1.17		1.73			0.92	3.45																													
27		137.26		5.05	1.15		1.70			0.90	3.38																													
28		134.52		4.94	1.12		1.67			0.89	3.31																													
29		164.69		4.85	1.10		1.63			0.87	3.24																													
30		161.40		4.75	1.08		1.60			0.85	3.18																													
31		158.17		4.65	1.06		1.57			0.83	3.12																													
32		155.01		4.56	1.04		1.54			0.82	3.05																													
33		151.91		83.16	1.02		1.51			0.80	2.99																													
34		148.87		81.50	1.00		1.47			0.79	2.93																													
35		145.89		79.87	0.98		1.45			0.77	2.87																													
36		142.97		78.27	0.96		1.42			0.75	2.82																													
37		140.11		155.40	0.94		1.39			0.74	2.76																													
38		137.31		152.29	0.92		1.36			0.72	2.71																													
39		134.57		149.25	0.90		1.33			0.71	2.65																													
40		131.88		146.26	0.88		1.31			0.70	2.60																													
41		129.24		143.34	15.19		6.58			0.68	2.55																													
42		126.65		140.47	14.88		6.45			0.67	2.50																													
43		124.12		137.66	14.58		6.32			0.65	2.45																													
44		121.64		134.91	14.29		6.19			0.64	2.40																													
45		119.20		132.21	14.01		5.92			0.64	2.35																													
46		116.82		129.57	13.73		5.92			2.00	2.30																													
47		114.48		126.98	13.45		5.87			1.96	2.26																													
48		112.19		124.44	13.18		5.81			1.92	2.21																													
49		109.95		121.95	12.92		5.76			1.89	2.16																													
50		107.75		119.51	12.66		5.70			1.87	2.11																													
51		105.60		117.12	12.41		5.65			1.85	2.06																													
52		103.48		114.78	12.16		5.59			1.84	2.01																													
53		101.41		112.48	11.92		5.53			1.83	1.96																													
54		99.39		110.23	11.68		5.47			1.82	1.91																													
55		97.40		108.03	11.44		5.41			1.81	1.86																													
56		95.45		105.87	11.22		5.35			1.80	1.81																													
57		93.54		103.75	10.99		5.29			1.79	1.76																													
58		91.67		101.67	10.77		5.23			1.78	1.71																													
59		89.84		99.64	10.56		5.17			1.77	1.66																													
60		88.04																																						

Los perfiles de producción de aceite y gas para cada prospecto van aumentando a medida que entran los pozos a producir y tienen su máxima producción en el mes que entra a producción el último pozo perforado, para después, iniciar con su declinación natural.

En la Figura V.6 se presenta la gráfica del perfil de producción de aceite en un horizonte de 15 años o 180 meses, donde se observa que se alcanza una máxima producción de casi 300,000 BPD en el mes 85.

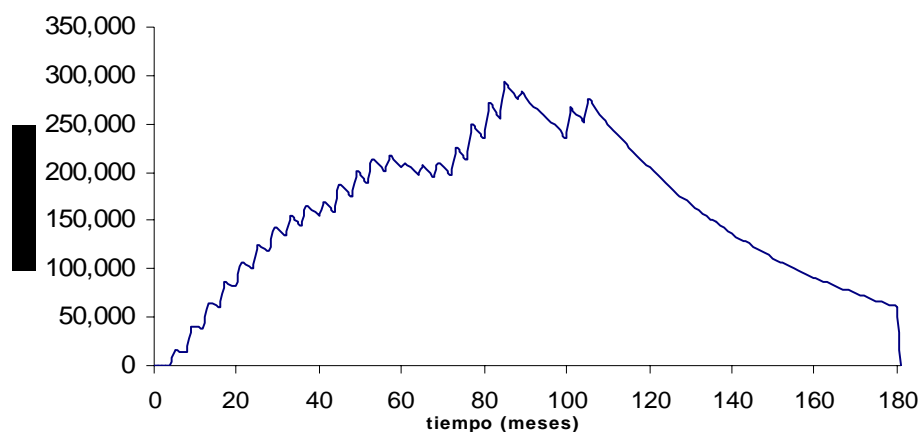


Figura V.6. Perfil del ritmo de producción de aceite del proyecto.

El ritmo de producción de gas se presenta en la Figura V.7 alcanzando una producción pico de gas de aproximadamente 430 MMPCD en el mes 85.

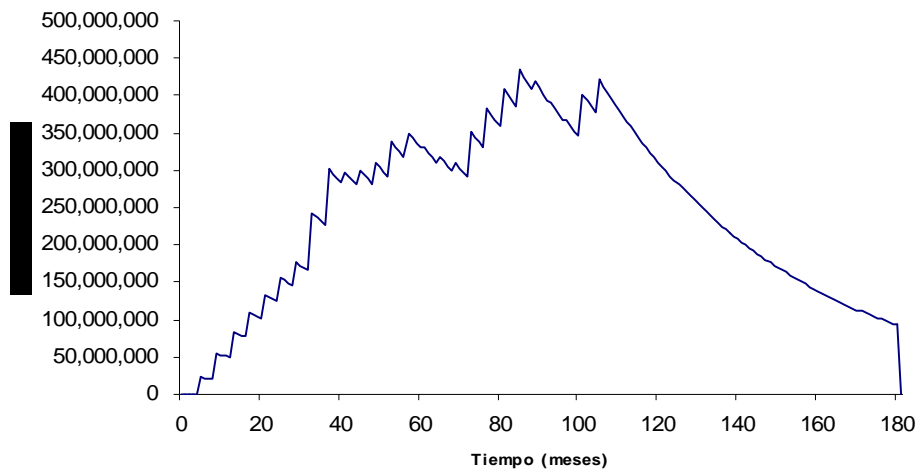


Figura V.7. Perfil del ritmo de producción de gas del proyecto.

En las Figuras V.8 y V.9 se observan los perfiles de producción de aceite y gas de 100 simulaciones, en donde se puede apreciar la banda de producción dentro de la cual quedaría la producción real de los campos del proyecto, considerando únicamente 10 equipos de perforación y un tiempo de perforación y terminación de los pozos de 4 meses.

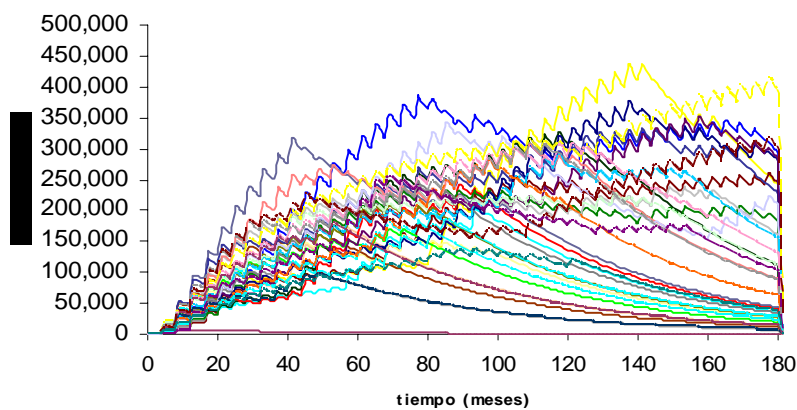


Figura V.8. Perfiles de producción de aceite del proyecto.

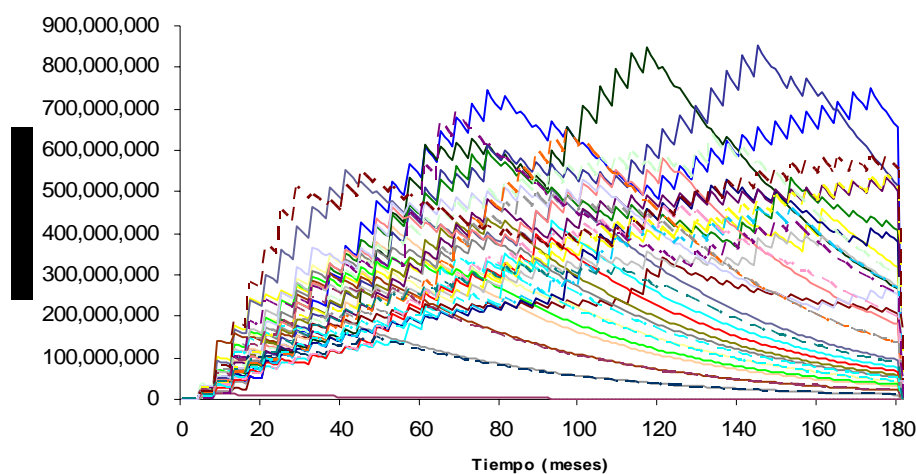


Figura V.9. Perfiles de producción de gas del proyecto.

Para cuantificar de una manera objetiva las bandas de fluctuación del perfil de producción, se analizarán las producciones de cada mes de las 1,000 simulaciones, calculándose la media y la desviación estándar. Se traza una banda cuyo límite inferior es la media menos la desviación estándar, y el límite superior es la media más la desviación estándar. Las Figuras V.10 y V.11 muestran las bandas de producción de aceite y gas respectivamente.

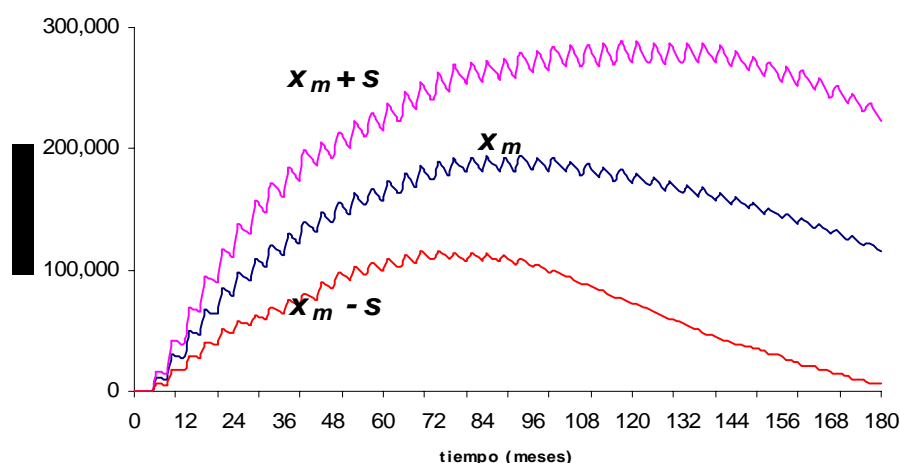


Figura V.10. Banda de fluctuación del ritmo de producción de aceite

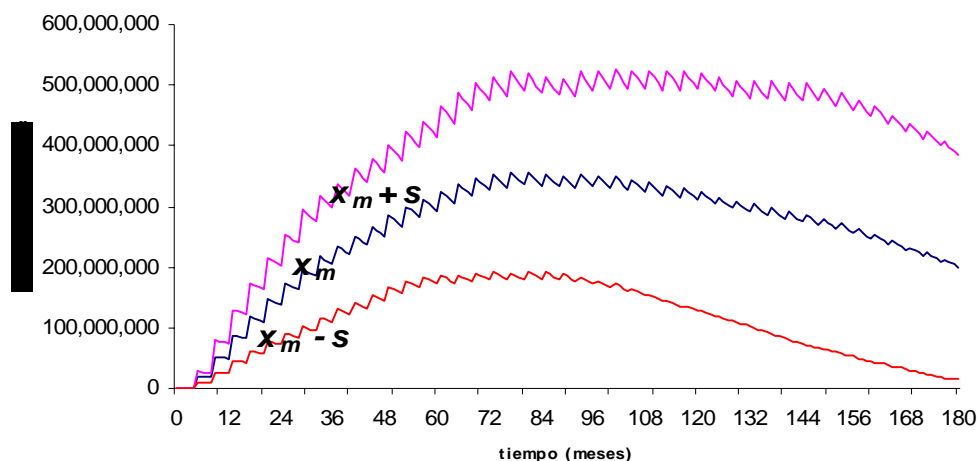


Figura V.11. Banda de fluctuación del ritmo de producción de gas.

¿Qué información aportan las dos gráficas anteriores? Estas gráficas nos muestran información muy importante, ya que primeramente nos indican los rangos más probables de producción de aceite y gas y su distribución en el tiempo, datos que son necesarios para planear las instalaciones de producción en dimensiones y tiempo.

Por ejemplo, en la gráfica de aceite se observa que a partir del mes 50 la producción podría fluctuar alrededor de 180,000 BPD mientras que el gas oscilaría alrededor de 340 MMPCD por un periodo para ambos de 40 meses aproximadamente, información que resulta de mucha utilidad para el manejo de la producción en superficie.

5.6 Indicadores económicos

El proyecto se evaluará mediante el cálculo de diversos indicadores económicos, como ganancia o valor presente neto, razón beneficio-costos, tasa de rendimiento, período de cancelación y tasa interna de retorno, tanto por prospecto como para todo el proyecto.

Es importante comentar que la inversión generada en perforación de pozos se maneja bajo el concepto "llave en mano".

Los ingresos mensuales se obtienen multiplicando el precio de aceite y gas por el volumen de producción mensual. El volumen de producción mensual de aceite y gas se calcula con la siguiente expresión:

$$V = \left(\frac{30.41667 * q}{b} \right) d \quad (3.14)$$

Donde

q = Ritmo de producción inicial del mes, aceite o gas

b = Declinación continua

d = Declinación nominal

Continuando con el ejemplo, la Tabla V.12 muestra las inversiones, gastos de operación y mantenimiento, ingresos por venta de crudo, ingresos por venta de gas e ingresos totales.

Tabla V.12. Ingresos, gastos e inversiones, primeros 50 meses.

mes	Aceite (bpd)	Gas (pcd)	Ingresos Crudo (Dólares)	Ingresos gas (Dólares)	Ingresos Totales (Dólares)	Gastos de op'n y manntto (Dólares)	Costo de Pozo, C (Dólares)	Obras asociadas, D (Dólares)	Inversiones (Dólares)
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	116,138,766	4,800,122	120,938,888
5	15,241	22,276,094	14,979,606	2,220,236	17,199,842	6,165,246	-	-	-
6	14,936	21,830,572	14,680,068	2,175,831	16,855,900	6,041,958	-	-	-
7	14,638	21,393,961	14,386,406	2,132,315	16,518,721	5,921,096	-	-	-
8	14,345	20,966,081	14,098,685	2,089,668	16,188,353	5,802,679	136,312,710	6,342,096	142,654,806
9	41,036	53,414,200	40,331,812	5,323,740	45,655,551	18,234,396	-	-	-
10	40,215	52,345,914	39,525,114	5,217,265	44,742,379	17,869,683	-	-	-
11	39,411	51,298,998	38,734,704	5,112,920	43,847,624	17,512,321	-	-	-
12	38,623	50,273,016	37,959,798	5,010,661	42,970,459	17,161,995	136,312,710	6,342,096	142,654,806
13	64,828	82,134,996	63,715,695	8,186,313	71,902,008	29,366,525	-	-	-
14	63,532	80,492,293	62,441,495	8,022,586	70,464,081	28,779,235	-	-	-
15	62,261	78,882,451	61,192,623	7,862,135	69,054,758	28,203,633	-	-	-
16	61,016	77,304,798	59,968,591	7,704,892	67,673,483	27,639,494	136,312,710	6,342,096	142,654,806
17	86,774	108,626,143	85,284,534	10,826,659	96,111,193	39,634,551	-	-	-
18	85,038	106,453,615	83,578,637	10,610,126	94,188,763	38,841,784	-	-	-
19	83,337	104,324,548	81,907,208	10,397,923	92,305,131	38,065,006	-	-	-
20	81,671	102,238,055	80,268,778	10,189,965	90,458,742	37,303,594	136,312,710	6,342,096	142,654,806
21	107,015	133,060,737	105,178,679	13,262,030	118,440,709	49,105,361	-	-	-
22	104,875	130,399,518	103,074,933	12,996,790	116,071,723	48,123,188	-	-	-
23	102,778	127,791,531	101,013,684	12,736,854	113,750,538	47,160,813	-	-	-
24	100,722	125,235,701	98,992,909	12,482,117	111,475,026	46,217,410	136,312,710	6,342,096	142,654,806
25	125,685	155,598,428	123,528,626	15,508,339	139,036,965	57,841,014	-	-	-
26	123,172	152,486,453	121,057,843	15,198,172	136,256,016	56,684,112	-	-	-
27	120,708	149,436,729	118,636,739	14,894,209	133,530,948	55,550,450	-	-	-
28	118,294	146,447,994	116,263,713	14,596,325	130,860,037	54,439,329	136,312,710	6,342,096	142,654,806
29	142,906	176,386,471	140,453,967	17,580,263	158,034,230	65,898,473	-	-	-
30	140,048	172,858,737	137,644,545	17,228,658	154,873,202	64,580,374	-	-	-
31	137,247	169,401,569	134,891,720	16,884,085	151,775,804	63,288,789	-	-	-
32	134,502	166,013,541	132,193,763	16,546,403	148,740,165	62,022,967	110,365,242	7,237,999	117,603,241
33	154,301	241,387,701	151,653,078	24,058,871	175,711,948	68,241,716	-	-	-
34	151,215	236,559,945	148,619,745	23,577,693	172,197,438	66,876,763	-	-	-
35	148,191	231,828,749	145,647,579	23,106,139	168,753,718	65,539,296	-	-	-
36	145,227	227,192,185	142,734,557	22,644,017	165,378,573	64,228,500	110,365,242	7,237,999	117,603,241
37	164,811	301,342,771	161,982,789	30,034,532	192,017,321	70,403,055	-	-	-
38	161,515	295,315,909	158,742,975	29,433,841	188,176,817	68,994,904	-	-	-
39	158,285	289,409,595	155,568,311	28,845,165	184,413,476	67,615,053	-	-	-
40	155,119	283,621,416	152,456,838	28,268,261	180,725,099	66,262,738	108,150,573	2,751,002	110,901,575
41	169,381	297,568,862	166,474,314	29,658,390	196,132,704	73,190,001	-	-	-
42	165,994	291,617,475	163,144,806	29,065,222	192,210,028	71,726,176	-	-	-
43	162,674	285,785,134	159,881,720	28,483,918	188,365,637	70,291,551	-	-	-
44	159,420	280,069,438	156,684,371	27,914,239	184,598,610	68,885,878	125,912,312	1,115,736	127,028,048
45	186,282	299,727,351	183,085,332	29,873,525	212,958,858	78,554,941	-	-	-
46	182,556	293,732,804	179,423,516	29,276,055	208,699,571	76,983,791	-	-	-
47	178,905	287,858,156	175,834,422	28,690,534	204,524,955	75,443,909	-	-	-
48	175,327	282,101,002	172,318,343	28,116,723	200,435,066	73,935,233	122,864,742	3,426,616	126,291,358
49	201,241	309,859,137	197,787,368	30,883,351	228,670,718	83,940,400	-	-	-
50	197,216	303,661,964	193,831,661	30,265,684	224,097,344	82,261,602	-	-	-

Para esta simulación (una sola corrida) el proyecto resultó que para un horizonte de análisis de 180 meses, los indicadores de rentabilidad son los que aparecen en la Tabla V.13.

**Tabla V.13. Resumen de indicadores económicos,
(una sólo simulación)**

Total	
Valor actual de los ingresos aceite, dólares	12,364,812,049
Valor actual de los ingresos gas, dólares	1,891,313,876
Valor actual de los ingresos Totales, dólares	14,256,125,925
Valor actual de los Costos de operacion y Mannto, dólares	5,054,040,984
Valor actual del costo del pozo, dólares	1,809,267,065
Valor actual de obras asociadas , dólares	82,174,437
Valor actual de la inversion Total, dólares	1,891,441,502
Valor actual de la egresos Total, dólares	6,945,482,486
Ganancia o Valor Presente Neto, VPN dólares	7,310,643,439
Razon Beneficio/Costo, Rbc	4.9
Tasa de rendimiento, (%anual),	23
Tiempo de Cancelación (meses)	31
Tasa interna de retorno, Tir (%anual)	58

El valor presente neto o ganancia se obtiene restando a los ingresos totales los costos de operación y mantenimiento y la inversión total. En este caso resultó de 7,310.6 millones de dólares.

La relación beneficio-costo se calcula dividiendo el valor actual de los ingresos netos entre el valor actual de las inversiones. El resultado para esta simulación fue de 4.9, lo que indica que por cada dólar invertido se tienen 4.9 dólares de ganancia.

La tasa de rendimiento fue de 23 % anual. Recordando que la tasa de rendimiento es la tasa a la cual la ganancia obtendría intereses si ésta se reinvierte totalmente; para que este sea buena debe ser mayor a la tasa de interés (i) y para el proyecto i es de 12%.

La tasa interna de retorno fue de 58 % anual y finalmente el tiempo de cancelación resultó de 31 meses.

Con respecto al costo de extracción de barril de crudo equivalente podemos decir que si la inversión en 256 pozos fue de 1,809 millones de dólares y el volumen a extraer se

estima en 777 millones de barriles entonces el costo total de producción sería de $1809/777= 7.06$ dólares por barril, costo que podría abatirse si los pozos salieran más baratos.

A continuación se comenta el resultado de 1,000 simulaciones.

La reserva mínima que se obtuvo fue de 0, la máxima de 2,580 mmbbls y el promedio de 191 mmbbls, mientras que el número promedio de pozos perforados fue de 329, con un máximo de 807 y un mínimo de 86. La Tabla V.14 muestra un resumen de las primeras 50 simulaciones realizadas.

Tabla V.14. Resumen de 50 simulaciones realizadas para el proyecto.

Número simulación	No. Prosp Productores	No. Prosp Sin éxito	Reserava original (mm bis)	No. de pozos No productores	No. de pozos productores	Total de pozos perforados
1	15	20	1,100	20	377	397
2	11	24	1,852	24	752	776
3	10	25	1,218	25	367	392
4	12	23	836	23	215	238
5	17	18	1,238	18	454	472
6	15	20	2,087	20	446	466
7	10	25	1,117	25	371	396
8	17	18	1,340	18	491	509
9	13	22	535	22	221	243
10	17	18	2,000	18	380	398
11	16	19	1,190	19	308	327
12	13	22	557	22	216	238
13	19	16	2,551	16	444	460
14	10	25	824	25	188	213
15	18	17	1,436	17	288	305
16	7	28	426	28	90	118
17	8	27	679	27	174	201
18	12	23	948	23	350	373
19	12	23	830	23	120	143
20	19	16	2,028	16	475	491
21	18	17	2,440	17	790	807
22	11	24	1,883	24	689	713
23	12	23	650	23	227	250
24	8	27	191	27	64	91
25	12	23	1,527	23	125	148
26	14	21	1,472	21	395	416
27	16	19	1,909	19	321	340
28	17	18	1,507	18	94	112
29	16	19	1,605	19	104	123
30	14	21	2,198	21	575	596
31	17	18	1,461	18	393	411
32	17	18	1,240	18	145	163
33	14	21	1,894	21	146	167
34	12	23	1,442	23	200	223
35	13	22	978	22	154	176
36	15	20	1,346	20	355	375
37	13	22	1,069	22	374	396
38	13	22	550	22	78	100
39	15	20	1,088	20	368	388
40	14	21	2,513	21	545	566
41	14	21	1,403	21	430	451
42	16	19	1,713	19	573	592
43	15	20	1,283	20	173	193
44	18	17	1,151	17	356	373
45	14	21	1,738	21	581	602
46	13	22	1,250	22	370	392
47	13	22	1,000	22	182	204
48	14	21	2,580	21	680	701
49	20	15	1,116	15	114	129
50	11	24	743	24	245	269

En la Figura V.12 se muestra el histograma de reservas de hidrocarburos del proyecto.

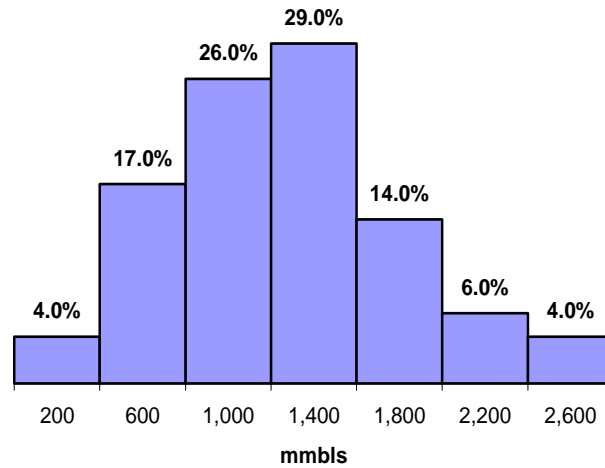


Figura V.12. Histograma de reservas de las 1,000 simulaciones, componente Comalcalco, Proyecto Bellota-Chinchorro.

El histograma de reservas nos muestra que el proyecto tiene el 4% de probabilidad de que su reserva a desarrollar esté entre 0 y 400 mmbbls, el 17% entre 400 y 800 mmbbls, 26% entre 800 y 1,200 mmbbls, 29% entre 1,200 y 1,600 mmbbls, 14% entre 1,600 y 2,000 mmbbls, 6% entre 2,000 y 2,400 mmbbls y 4% entre 2,400 y 2,800 mmbbls.

La Tabla V.15 muestra un resumen de los ingresos, egresos e indicadores económicos del proyecto.

Tabla V.15. Indicadores económicos del proyecto.

Sim.	Valor actual Ingresos Totales (Dólares)	Valor actual Costos de op'n y mannto (Dólares)	Valor actual Costo Pozo (Dólares)	Valor actual Obras asociadas (Dólares)	Valor actual Inversión Totales (Dólares)	Valor actual Egresos Totales (Dólares)	Ganacia (Dólares)	Razón Beneficio/Costo	Tasa de rendimiento (% anual)	Tiempo de Recup'n (mes)	Tir (%)
1	13,813,237,128	4,150,131,246	2,120,577,674	97,705,151	2,218,282,824	6,368,414,070	7,444,823,058	4.36	21.95	42	46
2	11,592,493,442	2,211,548,992	2,131,292,498	90,244,296	2,221,536,794	4,433,085,786	7,159,407,655	4.22	21.74	42	42
3	13,433,444,680	3,736,843,806	1,969,373,865	49,251,021	2,018,624,886	5,755,468,692	7,677,975,988	4.8	22.61	36	47
4	5,988,201,779	2,285,796,216	1,775,060,709	57,329,962	1,832,390,671	4,118,186,886	1,870,014,893	2.02	16.75	63	33
5	11,653,779,307	3,196,460,958	2,223,513,519	114,606,888	2,338,120,407	5,534,581,365	6,119,197,942	3.62	20.69	41	43
6	7,768,683,657	3,408,546,509	2,151,185,992	93,447,275	2,244,633,267	5,653,179,776	2,115,503,881	1.94	16.48	64	31
7	10,466,993,621	3,019,654,250	2,292,837,413	102,147,640	2,394,985,054	5,414,639,304	5,052,354,317	3.11	19.66	51	37
8	23,075,561,023	6,673,767,128	2,041,603,760	59,209,294	2,100,813,053	8,774,580,181	14,300,980,841	7.81	25.92	37	58
9	12,470,263,055	3,479,275,093	1,598,236,450	53,756,800	1,651,993,251	5,131,268,343	7,338,994,711	5.44	23.46	32	58
10	7,578,564,561	3,960,026,127	1,911,033,978	93,251,139	2,004,285,117	5,964,311,244	1,614,253,317	1.81	15.98	62	33
11	7,322,771,959	3,003,420,954	1,889,102,701	82,533,701	1,971,636,401	4,975,057,355	2,347,714,603	2.19	17.29	53	36
12	9,371,269,033	2,398,173,033	1,576,468,033	69,449,099	1,645,917,132	4,044,090,166	5,327,178,867	4.24	21.76	30	57
13	7,348,562,048	3,499,385,675	2,253,028,516	92,911,925	2,345,940,441	5,845,326,116	1,503,235,932	1.64	15.34	51	35
14	10,261,785,462	3,903,828,894	1,485,446,359	23,990,959	1,509,437,317	5,413,266,211	4,848,519,250	4.21	21.72	27	61
15	9,104,280,174	3,108,874,650	1,856,151,041	96,735,718	1,952,886,759	5,061,761,409	4,042,518,765	3.07	19.58	52	39
16	6,588,686,869	2,199,962,419	1,106,256,941	50,940,853	1,157,197,794	3,357,160,213	3,231,526,656	3.79	21.01	31	57
17	6,542,637,459	2,709,244,180	1,333,740,638	56,417,553	1,390,158,190	4,099,402,370	2,443,235,089	2.76	18.85	40	46
18	20,447,962,326	5,283,177,584	2,031,872,485	90,982,676	2,122,855,161	7,406,032,745	13,041,929,581	7.14	25.31	27	65
19	3,670,183,308	1,553,226,558	1,276,060,225	29,068,024	1,305,128,249	2,858,354,807	811,828,581	1.62	15.26	49	34
20	13,439,820,778	2,398,173,033	2,414,066,362	94,666,995	2,508,733,357	8,343,463,730	5,096,357,048	3.03	19.49	41	44
21	21,581,564,275	6,323,544,239	1,990,719,031	54,610,092	2,045,329,124	8,368,873,362	13,212,690,913	7.46	25.61	28	67
22	16,903,858,675	6,254,882,385	1,987,762,151	53,908,988	2,041,671,140	8,296,553,525	8,607,305,150	5.22	23.17	31	58
23	19,483,669,034	6,624,672,829	1,625,718,874	68,734,461	1,694,453,335	8,319,126,164	11,164,542,870	7.59	25.72	23	84
24	4,930,752,844	1,364,797,185	862,922,836	37,961,903	900,884,739	2,265,681,924	2,665,070,920	3.96	21.3	27	63
25	4,164,563,256	2,520,941,102	1,059,686,440	21,336,033	1,081,022,474	3,601,963,576	562,599,681	1.52	14.82	32	49
26	10,209,461,226	4,271,524,926	2,224,111,151	95,327,581	2,319,438,732	6,590,963,658	3,618,497,568	2.56	18.35	55	37
27	9,850,879,860	3,739,675,823	1,923,923,295	91,344,249	2,015,267,543	5,754,943,366	4,095,936,494	3.03	19.49	58	37
28	3,046,328,904	1,590,204,047	931,866,503	23,865,938	955,732,442	2,545,936,489	500,392,416	1.52	14.84	38	43
29	3,559,330,955	1,647,913,029	1,030,104,661	38,591,597	1,068,696,259	2,716,609,288	842,721,667	1.79	15.92	34	46
30	6,794,715,816	2,257,795,018	2,016,502,417	102,897,966	2,119,400,383	4,377,195,400	2,417,520,416	2.14	17.14	50	34
31	16,595,754,592	5,702,948,589	2,095,062,795	75,766,398	2,170,829,194	7,873,777,782	8,721,976,810	5.02	22.91	34	53
32	8,129,673,434	3,634,983,234	1,294,283,266	63,891,895	1,358,175,161	4,993,158,395	3,136,515,039	3.31	20.08	38	53
33	5,647,407,198	3,374,349,461	1,372,615,113	36,755,707	1,409,370,820	4,783,720,281	863,686,917	1.61	15.22	38	45
34	6,603,519,788	4,069,147,085	1,694,184,779	63,281,219	1,757,465,998	5,826,613,083	776,906,705	1.44	14.47	57	36
35	5,509,889,595	2,249,561,811	1,451,716,447	32,880,849	1,484,597,296	3,734,159,107	1,775,730,488	2.2	17.31	38	44
36	9,748,466,783	3,028,900,054	2,286,832,643	51,172,621	2,338,005,264	5,366,905,318	4,381,561,465	2.87	19.13	44	40
37	7,539,603,484	2,528,530,855	1,997,211,130	82,085,409	2,079,296,539	4,607,827,394	2,931,776,090	2.41	17.94	43	38
38	3,012,873,135	1,619,717,630	834,587,879	34,782,929	869,370,807	2,489,088,438	523,784,697	1.6	15.18	33	48
39	13,901,546,024	4,168,646,127	2,031,657,232	66,051,406	2,097,708,638	6,266,354,765	7,635,191,259	4.64	22.38	39	49
40	9,682,535,778	3,842,163,914	2,354,760,329	113,072,044	2,467,832,373	6,309,996,287	3,372,539,492	2.37	17.81	50	37
41	13,318,972,051	4,716,292,167	2,173,274,521	81,572,638	2,254,847,159	6,971,139,326	6,347,832,725	3.82	21.05	44	45
42	14,030,034,818	6,062,483,530	1,969,293,191	109,447,880	2,078,741,072	8,141,224,602	5,888,810,216	3.83	21.08	43	44
43	5,634,816,138	3,137,294,878	1,462,127,650	54,125,413	1,516,253,063	4,653,547,941	981,268,197	1.65	15.36	45	39
44	9,725,121,195	3,737,863,178	1,961,181,451	69,882,386	2,031,063,837	5,768,927,015	3,956,194,180	2.95	19.3	37	47
45	18,626,623,502	3,617,118,550	2,072,112,723	94,191,036	2,166,303,759	5,783,422,309	12,843,201,193	6.93	25.1	30	60
46	14,639,386,949	5,941,616,018	2,174,183,536	113,601,041	2,287,784,576	8,229,400,595	6,409,986,354	3.8	21.03	33	53
47	8,084,780,020	4,199,164,800	1,509,619,909	54,172,239	1,563,792,148	5,762,956,949	2,321,823,071	2.48	18.14	39	48
48	12,291,667,991	5,571,241,739	2,438,391,751	112,014,296	2,550,406,047	8,121,647,786	4,170,020,205	2.64	18.54	55	37
49	155,469,556	102,345,076	1,022,373,241	39,163,579	1,061,536,820	1,163,881,896	-1,008,412,340	0.05	-8.00	-	-

Con respecto a la ganancia se obtuvieron resultados muy variados, los valores mínimo, máximo y promedio fueron -1,462, 1,269 y 12,843 millones de dólares respectivamente. La ganancia mínima fue negativa, lo cual indica que existe riesgo al invertir en este proyecto.

La Figura V.13 muestra la distribución de probabilidades de ganancia agrupada en 7 categorías.

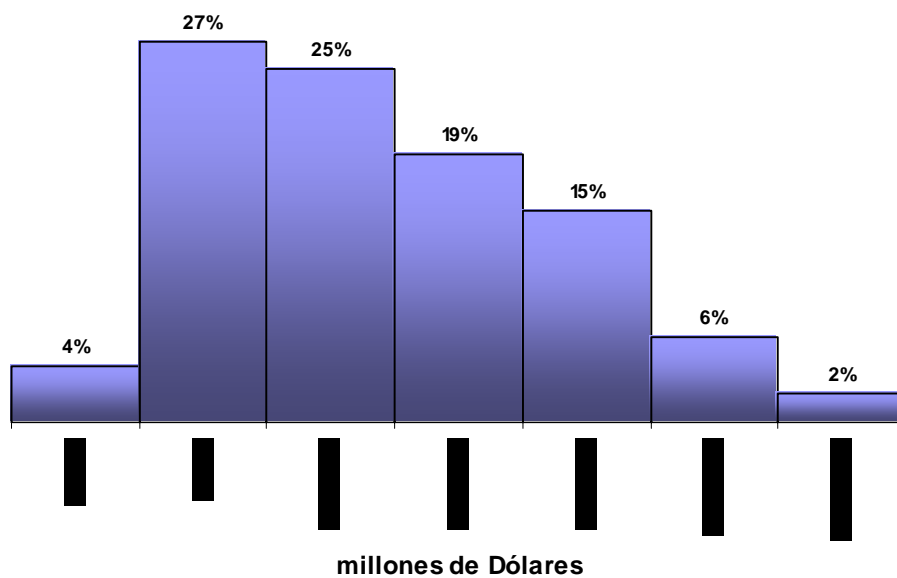


Figura V.13. Histograma de Ganancia del proyecto.

Existe el 4% de probabilidad de que no se recupere la inversión (riesgo del proyecto), el 27% de que se obtenga una ganancia entre 0 y 2,000 millones de dólares, el 25% entre 2,000 y 4,000 millones de dólares, el 19% entre 4,000 y 6,000 millones de dólares, el 15% entre 6,000 y 8,000 millones de dólares, el 6% entre 8,000 y 2,000 millones de dólares y el 2% entre 1,000 y 1,200 millones de dólares.

La relación beneficio-costos, Figura V.14, oscila entre 0 y 8 con un promedio de 3.2 y desviación estándar de 1.6. Existe el 3% de probabilidad que la relación beneficio-costos esté entre 0 y 1, el 21% entre 1 y 2, el 26% entre 2 y 3, el 22% entre 3 y 4, el 15% entre 4 y 5, el 6% entre 5 y 6, el 2% entre 6 y 7 y el 5% entre 7 y 8.

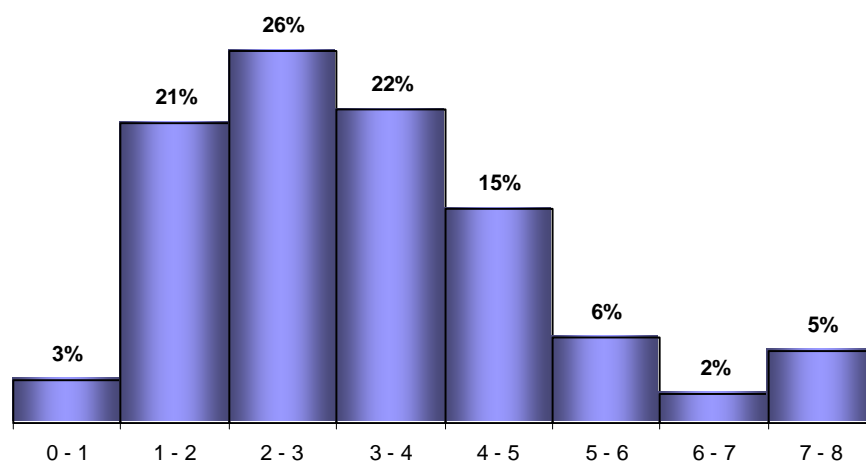


Figura V.14. Relación beneficio-costo del proyecto.

En cuanto a la tasa interna de retorno osciló entre 0 y 84%, con un promedio de 46% y desviación estándar de 11% y el tiempo de cancelación se presentó entre 23 y 84 meses, con un promedio de 48 meses.

Con lo que respecta a la tasa de rendimiento oscila entre 0 y 20%, con una media de 16 % y desviación estándar de 3%.

Finalmente, de acuerdo a los resultados obtenidos podemos decir que el inversionista puede invertir en este proyecto con el 50% de probabilidad de obtener una relación beneficio costo entre 3 y 8, es decir, que por cada dólar invertido obtendría de 3 a 8 dólares, con un riesgo de perder toda su inversión del 4%. En muchas ocasiones resulta difícil tomar la decisión de invertir en un proyecto exploratorio, debido a que por su naturaleza, este tipo de proyectos tienen riesgo, por lo que el realizar un estudio económico como el que se presentó, ayuda al tomador de decisiones a decidir a invertir o no. Los resultados presentados en forma de histograma, permiten que se visualicen mejor los posibles resultados de la inversión.

Puede decirse que el proyecto resultó con buenos indicadores económicos, debido principalmente a que los precios altos de los hidrocarburos que se han tenido en los últimos años, lo favorecen.

Conclusiones

1. Del análisis de los yacimientos petroleros existentes en la Región Sur de México, se concluyó que la magnitud de las reservas de los yacimientos del Terciario, obedece a la distribución de probabilidad exponencial:

$$f(x) = \frac{1}{29.12} e^{-\frac{x}{29.12}}$$

donde x es la reserva de hidrocarburos y su rango es 0 a 2,600 mmbls, y los yacimientos del Mesozoico a la distribución lognormal:

$$f(x) = \frac{1}{x(1.61)\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - 3.88}{1.61}\right)^2}$$

donde el rango de x es de 0 a 600 mmbls.

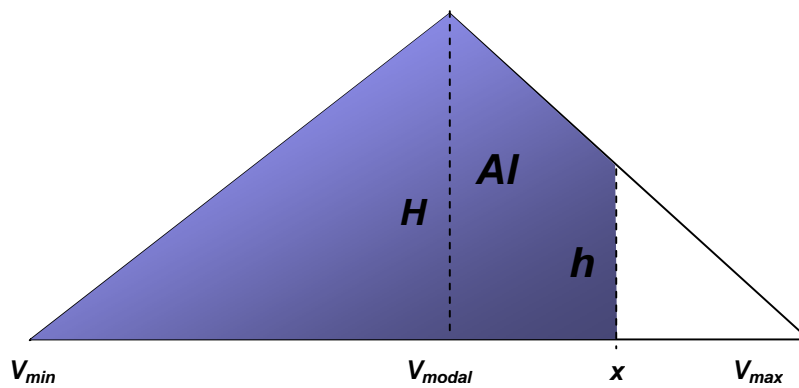
2. Estimar la reserva de hidrocarburos utilizando un patrón de distribución de probabilidad construido con información de campos ya desarrollados, es un buen método para obtener un primer dato de la reserva que se puede esperar de un prospecto exploratorio. Así que una distribución de probabilidad de reservas de

hidrocarburos bien obtenida, puede anticiparse a la estimación de reservas de los estudios geológicos.

3. El método de evaluación de proyectos exploratorios aplicado en este trabajo, proporciona un camino para mantener siempre actualizadas las expectativas de reservas de hidrocarburos de los proyectos a la luz de la información más reciente.
4. Contar con un método bien fundamentado y una herramienta computarizada de evaluación económica, fácil de utilizar y ajustada a las necesidades de la empresa, ayudará a identificar y jerarquizar oportunamente las inversiones.
5. El aplicar adecuadamente el método propuesto a la evaluación de un proyecto exploratorio no implica que la inversión esté exenta de riesgo, sino que el riesgo ya sea grande o pequeño, se calcule mejor.
6. La evaluación de proyectos no termina con el cálculo de sus indicadores económicos. Es necesario saber interpretarlos y aplicarlos debidamente, a fin de conocer con claridad los beneficios esperados del proyecto.
7. Tomando en cuenta que la asignación de recursos económicos en la industria petrolera en *proyectos exploratorios* es limitada, las decisiones se deben tomar con base en procedimientos de evaluación *claros y bien fundamentados*, lo cual ayudaría a distribuir los recursos en forma más eficiente.
8. La aplicación de conocimientos básicos de probabilidad y estadística en información histórica ayuda a tener un panorama mejor perfilado del futuro.

Apéndice I

Para la distribución triangular, si el número aleatorio se localiza en el triángulo de la derecha, el valor de x se obtiene de la siguiente manera.



$$Al = 1 - \frac{(V_{max} - x)h}{2} \quad I.1$$

Despejando x

$$x = V_{max} - \frac{2(1 - Al)}{h} \quad I.2$$

Por semejanza de triángulos se obtiene h:

$$\frac{h}{H} = \frac{(V_{\max} - x)}{(V_{\max} - V_{\text{mod al}})} \quad I.3$$

Despejando h:

$$h = \frac{H (V_{\max} - x)}{(V_{\max} - V_{\text{mod al}})} \quad I.4$$

Al sustituir esta última ecuación, en la expresión I.2 y despejando x se obtiene:

$$x = V_{\max} - \frac{2(1-AI)}{H (V_{\max} - x)} \quad I.5$$

$$x = V_{\max} - \frac{2(1-AI)(V_{\max} - V_{\text{mod al}})}{H (V_{\max} - x)} \quad I.6$$

$$V_{\max} - x = \frac{2(1-AI)(V_{\max} - V_{\text{mod al}})}{H (V_{\max} - x)} \quad I.7$$

$$(V_{\max} - x)^2 = \frac{2(1-AI)(V_{\max} - V_{\text{mod al}})}{H} \quad I.8$$

Del triangulo se obtiene H:

$$H = \frac{2}{(V_{\max} - V_{\min})} \quad I.9$$

Sustituyendo I.9 en I.8 se obtiene:

$$(V_{\max} - x)^2 = \frac{2(1 - A_I)(V_{\max} - V_{\text{modal}})}{2} \sqrt{(V_{\max} - V_{\min})} \quad I.10$$

Finalmente despejando x se obtiene la expresión (314) mostrada en el capítulo III:

$$x = V_{\max} - \sqrt{(1 - A_I)[(V_{\max} - V_{\text{modal}})(V_{\max} - V_{\min})]}$$



Apéndice II

Tabla I. Distribución Chi-cuadrada (χ^2)

g. l.	$\chi^2_{0.995}$	$\chi^2_{0.900}$	$\chi^2_{0.975}$	$\chi^2_{0.950}$	$\chi^2_{0.900}$	$\chi^2_{0.700}$	$\chi^2_{0.500}$	$\chi^2_{0.300}$	$\chi^2_{0.200}$	$\chi^2_{0.100}$	$\chi^2_{0.050}$	$\chi^2_{0.025}$	$\chi^2_{0.020}$	$\chi^2_{0.010}$	$\chi^2_{0.005}$
1	0.000	0.000	0.001	0.004	0.016	0.148	0.455	1.074	1.642	2.706	3.841	5.024	5.412	6.635	7.879
2	0.010	0.020	0.051	0.103	0.211	0.713	1.386	2.408	3.219	4.605	5.991	7.378	7.824	9.210	10.597
3	0.072	0.115	0.216	0.352	0.584	1.424	2.366	3.665	4.642	6.251	7.815	9.348	9.837	11.345	12.838
4	0.207	0.297	0.484	0.711	1.064	2.195	3.357	4.878	5.989	7.779	9.488	11.143	11.668	13.277	14.860
5	0.412	0.554	0.831	1.145	1.610	3.000	4.351	6.064	7.289	9.236	11.070	12.833	13.388	15.086	16.750
6	0.676	0.872	1.237	1.635	2.204	3.828	5.348	7.231	8.558	10.645	12.592	14.449	15.033	16.812	18.548
7	0.989	1.239	1.690	2.167	2.833	4.671	6.346	8.383	9.803	12.017	14.067	16.013	16.622	18.475	20.278
8	1.344	1.646	2.180	2.733	3.490	5.527	7.344	9.524	11.030	13.362	15.507	17.535	18.168	20.090	21.955
9	1.735	2.088	2.700	3.325	4.168	6.393	8.343	10.656	12.242	14.684	16.919	19.023	19.679	21.666	23.589
10	2.156	2.558	3.247	3.940	4.865	7.267	9.342	11.781	13.442	15.987	18.307	20.483	21.161	23.209	25.188
11	2.603	3.053	3.816	4.575	5.578	8.148	10.341	12.899	14.631	17.275	19.675	21.920	22.618	24.725	26.757
12	3.074	3.571	4.404	5.226	6.304	9.034	11.340	14.011	15.812	18.549	21.026	23.337	24.054	26.217	28.299
13	3.565	4.107	5.009	5.892	7.042	9.926	12.340	15.119	16.985	19.812	22.362	24.736	25.472	27.688	29.819
14	4.075	4.660	5.629	6.571	7.790	10.821	13.339	16.222	18.151	21.064	23.685	26.119	26.873	29.141	31.319
15	4.601	5.229	6.262	7.261	8.547	11.721	14.339	17.322	19.311	22.307	24.996	27.488	28.259	30.578	32.801
16	5.142	5.812	6.908	7.962	9.312	12.624	15.338	18.418	20.465	23.542	26.296	28.845	29.633	32.000	34.267
17	5.697	6.408	7.564	8.672	10.085	13.531	16.338	19.511	21.615	24.769	27.587	30.191	30.995	33.409	35.718
18	6.265	7.015	8.231	9.390	10.865	14.440	17.338	20.601	22.760	25.989	28.869	31.526	32.346	34.805	37.156
19	6.844	7.633	8.907	10.117	11.651	15.352	18.338	21.689	23.900	27.204	30.144	32.852	33.687	36.191	38.582
20	7.434	8.260	9.591	10.851	12.443	16.266	19.337	22.775	25.038	28.412	31.410	34.170	35.020	37.566	39.997
21	8.034	8.897	10.283	11.591	13.240	17.182	20.337	23.858	26.171	29.615	32.671	35.479	36.343	38.932	41.401
22	8.643	9.542	10.982	12.338	14.041	18.101	21.337	24.939	27.301	30.813	33.924	36.781	37.659	40.289	42.796
23	9.260	10.196	11.689	13.091	14.848	19.021	22.337	26.018	28.429	32.007	35.172	38.076	38.968	41.638	44.181
24	9.886	10.856	12.401	13.848	15.659	19.943	23.337	27.096	29.553	33.196	36.415	39.364	40.270	42.980	45.559
25	10.520	11.524	13.120	14.611	16.473	20.867	24.337	28.172	30.675	34.382	37.652	40.646	41.566	44.314	46.928
26	11.160	12.198	13.844	15.379	17.292	21.792	25.336	29.246	31.795	35.563	38.885	41.923	42.856	45.642	48.290
27	11.808	12.879	14.573	16.151	18.114	22.719	26.336	30.319	32.912	36.741	40.113	43.194	44.140	46.963	49.645
28	12.461	13.565	15.308	16.928	18.939	23.647	27.336	31.391	34.027	37.916	41.337	44.461	45.419	48.278	50.993
29	13.121	14.256	16.047	17.708	19.768	24.577	28.336	32.461	35.139	39.087	42.557	45.722	46.693	49.588	52.336
30	13.787	14.953	16.791	18.493	20.599	25.508	29.336	33.530	36.250	40.256	43.773	46.979	47.962	50.892	53.672
40	20.707	22.164	24.433	26.509	29.051	34.872	39.335	44.165	47.269	51.805	55.758	59.342	60.436	63.691	66.766
50	27.991	29.707	32.357	34.764	37.689	44.313	49.335	54.723	58.164	63.167	67.505	71.420	72.613	76.154	79.490
60	35.534	37.485	40.482	43.188	46.459	53.809	59.335	65.227	68.972	74.397	79.082	83.298	84.580	88.379	91.952
70	43.275	45.442	48.758	51.739	55.329	63.346	69.334	75.689	79.715	85.527	90.531	95.023	96.388	100.425	104.215
80	51.172	53.540	57.153	60.391	64.278	72.915	79.334	86.120	90.405	96.578	101.879	106.629	108.069	112.329	116.321
90	59.196	61.754	65.647	69.126	73.291	82.511	89.334	96.524	101.054	107.565	113.145	118.136	119.648	124.116	128.299
100	67.328	70.065	74.222	77.929	82.358	92.129	99.334	106.906	111.667	118.498	124.342	129.561	131.142	135.807	140.169



Glosario

Aceite. Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones base de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos producidos con los líquidos, tiene una viscosidad igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento y presión atmosférica y libre de gas.

Campo. Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

Distribución de probabilidad. Es una curva que describe la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en un cálculo.

Eficiencia de la Inversión. Es la relación del VPN entre VPI.

Escenario. Situación específica simulada de la cual se requiere reconocer los resultados y tendencias que permitan seleccionar la mejor alternativa en la toma de decisiones, de acuerdo a la información disponible.

Estimadores paramétricos. Cualquier valor estadístico que deba calcularse a partir de las observaciones que definen una distribución de probabilidad.

Evento. Conjunto de resultados.

Factor de recuperación. Es la relación existente entre el volumen original de aceite o gas recuperado y la reserva original de un yacimiento.

Grados de libertad. Es el número de categorías menos el número de estimadores paramétricos menos uno, para la prueba chi-cuadrada de bondad de ajuste.

Hidrocarburos. Grupo de compuestos orgánicos que contiene principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Los hidrocarburos más simples son gaseosos a la temperatura ambiente, a medida que aumenta su peso molecular se vuelven líquidos y finalmente sólidos, sus tres estados físicos están representados por el gas natural, el petróleo crudo y el asfalto.

Hipótesis. Es una suposición o inferencia sobre el valor desconocido de un parámetro.

Incorporación de reservas. Fase del proceso exploratorio para probar la existencia de reservas en un área de recursos ya evaluados.

Incertidumbre. Es la medida o grado de inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable o evento.

Lead. Un lead es una trampa parcialmente bosquejada sobre un play, sin definición suficiente como para aprobarse su perforación y sin un trabajo adicional que reduzca su incertidumbre.

Localización aprobada. Localización que ha sido autorizada en el Foro de Exploración y se respalda mediante un oficio de localización aprobada firmado por el Director General de PEP y por lo tanto puede ser incorporada al programa de perforación.

Localización exploratoria. Puede definirse como la localización propuesta para la perforación de un pozo petrolero y es el resultado de estudios geológicos, geofísicos, técnicos y económicos previos a la etapa de perforación.

Método. Modo de decir o hacer con orden.

Metodología. Conjunto de métodos que se siguen en una investigación científica o en una exposición doctrinal.

Nivel de significancia. Es el estándar estadístico que se especifica para rechazar una hipótesis.

Número aleatorio. Número generado al azar comprendido entre cero y 1

Oportunidad exploratoria. Condición geológica susceptible de contener uno varios yacimientos de hidrocarburos y que ha sido registrada en la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias (BDOE).

Petróleo crudo equivalente (PCE). Es la suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido. (m³).

Petróleo. El petróleo es una mezcla que se presenta en la naturaleza compuesta predominantemente de hidrocarburos en fase sólida, líquida y gaseosa; denominando el estado sólido betún natural, al líquido petróleo crudo y al gaseoso gas natural, esto a condiciones atmosféricas. Existen dos teorías sobre el origen del petróleo: la inorgánica, que explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímica entre el agua y el dióxido de carbono y varias sustancias inorgánicas, tales como carburos y carbonatos de los metales y la orgánica que asume que el petróleo es producto de una descomposición de los organismos vegetales y animales que existieron dentro de ciertos periodos de tiempo geológico.

Play. Un play es un grupo de prospectos con similitudes geológicas de generación, acumulación, trampa, maduración, migración y preservación de hidrocarburos.

Pozo exploratorio. Pozo para evaluar la existencia de recursos petrolíferos en un área geográfica.

Pozo improductivo. Pozo terminado hasta el objetivo programado sin lograr obtener producción por encontrarse seco, por ser no comercial, por columna geológica imprevista o por invasión de agua.

Pozo petrolero. Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo, gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

Pozo terminado. Es el pozo que ha pasado por las etapas de perforación y terminación al que se le ha asignado una clasificación con base en sus resultados.

Probabilidad de éxito. Es la probabilidad de existencia de los elementos del sistema petrolero: roca generadora, trampa, sello, roca almacenadora, sincronía y migración.

Prospecto. Un prospecto es una trampa bien definida sobre un play, en donde existe información sísmica de suficiente calidad para delimitar totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos.

Proyecto de inversión exploratorio. Área geográfica donde se aplican recursos financieros con fines exploratorios en la búsqueda de hidrocarburos.

Proyecto de inversión. La solución específica seleccionada para dar cumplimiento a una meta o para satisfacer una necesidad, que se concreta mediante la aplicación de recursos con la expectativa de obtener beneficios futuros

Proyectos integrales. Son aquellos que incorporan una solución global a dos o más elementos o componentes dentro de la cadena de valor o procesos productivos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, es decir, incluyen una visión integrada del proyecto de inversión en el largo plazo, incluye proyectos dependientes, es decir, aquellos cuya implantación vaya asociada forzosamente a otro proyecto y que sólo con la realización de ambos, se pueden obtener beneficios.

Rango. Diferencia entre la observación más alta y más baja.

Recurso. Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo.

Reserva original de hidrocarburos. Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperará económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir, que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reserva remanente. Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Riesgo. Es la probabilidad de que se presente un evento indeseable en la ejecución de un proyecto, que puede ocasionar un impacto negativo parcial o total en el mismo.

Roca almacenadora. Tipo de roca que almacena el hidrocarburo y que presenta buena porosidad y permeabilidad.

Roca generadora. Tipo de roca rica en materia orgánica que genera todo tipo de hidrocarburo.

Roca sello. Tipo de roca que sirve de sello para no dejar migrar el hidrocarburo.

Terminación de pozos. Etapa final de la perforación, consiste en disparar los intervalos productores para que exista flujo de los hidrocarburos a la superficie.

Trampa. Término empleado en geología para definir un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de los hidrocarburos

Variable aleatoria. Una variable aleatoria es un evento numérico cuyo valor se determina por medio de un proceso aleatorio.

Volumen original de hidrocarburos. Es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento. Puede inferirse por procedimientos determinísticos o probabilísticos.

Yacimiento. Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un sólo sistema. Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua), que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Nomenclatura

° API	Grados de densidad del aceite
AI	Número aleatorio
b	Declinación continua (% mensual)
BPCED	Barriles de petróleo crudo equivalente por día
BPD	Barriles por día
C	Costo de la perforación del pozo (DlIs)
c	Costo unitario de operación y mantenimiento (DlIs/BPCE)
D	Costo de las obras asociadas al pozo (DlIs)
DlIs/bls	Dólares por barril
d	Declinación nominal
E_i	Valor de la frecuencia o probabilidad teórica calculada con la distribución de probabilidad
G	Ganancia
g	Precio de millar de pie cúbico de aceite (dlIs/millar ft ³)
gl	Grados de libertad
I	Interés
i	Tasa de interés
I_k	Ingresos Netos
k	Número de categorías o clases para la prueba de chi-cuadrada
m_p	Número de estimadores paramétricos
mmbIs	Millones de barriles
mmpcd	millones de pies cúbicos por día
N	Número óptimo de pozos
o	Precio de barril de aceite (DlIs/bls)
O_i	Valor de la frecuencia o probabilidad observada para una clase del histograma

P	Capital
P _g	Probabilidad de éxito geológico
PI	Precio de venta del barril del líquido producido
Q _g	Ritmo de producción de gas (ft ³ /día)
Q _h	Ritmo de producción de hidrocarburos totales (BPD)
Q _o	Ritmo de producción de aceite (BPD)
Q _{oi}	Ritmo de producción de aceite inicial (BPD)
r	Tasa de rendimiento
Re	Reserva (bls)
RGA	Relación Gas-Aceite (m ³ /m ³)
t	Tiempo (mes)
T _{ir}	Tasa interna de retorno
u	Precio neto del crudo (DlIs/bls)
V _{max}	Valor máximo
V _{min}	Valor mínimo
V _{modal}	Valor modal
VPI	Valor presente de la inversión
VPN	Valor presente neto
χ^2	Chi- Cuadrada

Bibliografía

1. Un siglo de la perforación en México. Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción, México, año 2000.
2. Memorias de labores de Pemex Exploración y Producción, Varios años.
3. Revista Horizontes Sur, Pemex Exploración y Producción, Región Sur, año 2002
4. Webster, A. L. ***Estadística aplicada a los negocios y la economía***, Ed. Irwin Mc Grow Hill, tercera edición, México, 2000, 640 pags.
5. Kazmier, L. J. ***Estadística aplicada a la administración y a la economía***, Ed. Mc Graw-Hill, tercera Edición, México, 1998, 416 pags.
6. Coss, R. B. ***Análisis y evaluación de proyectos de inversión***, Ed Limusa, México, 2003, 375 pags.
7. Hines, W. W. ***Probabilidad y estadística para ingenieros***, Ed. CECSA, tercera edición, México, 2001, 834 pags.
8. Walstrom J. E. y Mueller T. D. "Evaluating Uncertainty in engineering calculations", artículo No. 1928 presentado en la SPE 42nd Annual Fall Meeting en Houston, Texas, USA, October, 1967.
9. Solórzano, L. N. ***Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras***, Ed. Argo, México, 1996, 335 pags.

10. Solórzano, L. N. **Bases económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración integral de activos petroleros**, Ed. Argo, México, 1999, 285 pags.
11. Apuntes de la Asignatura **Análisis de rentabilidad de proyectos** impartida por el M. I. Luzbel Napoleón Solórzano en la División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM.
12. Walpole, R. E. **Probabilidad y estadística**, Ed. Mc Graw Hill, cuarta edición, México, 1992, 797 pags.
13. Newendorp, P. D. **Decision analysis for petroleum exploration**, Ed PennWellBook, Tulsa, Oklahoma, USA, 1975, 668 pags.
14. Capen, E. C. "Why lognormal?", AAPG Course Evaluating and Managing Petroleum Risk", USA, 1984.
15. Capen E. C. "Dealing with exploration uncertainties", AAPG Treatise of Petroleum Geology, 1992.
16. Megill, R. E. **An introduction to risk analysis**, Ed PennWellBook, Tulsa, Oklahoma, USA, 1977, 274 pags.
17. Lipschutz, S. y Lars, L. M. **Probabilidad**, Ed. Mc Grae-Hill, segunda edición, México, 2001, 324 pags.
18. Clapp, R. V. y Stibolt, R. D. "Useful measures of exploration performance", artículo 22038 presentado en la SPE Hydrocarbon Economic and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, USA, April 11-12, 1991.
19. Bailey, W, Couet, B. y Lamb, F. "Taking a calculated Risk", Schlumberger Oilfield Review, October, 2001.
20. Murtha, J. A. "Montecarlo simulation: Its status and future", JPT, April, 1997, pp 361-373.
21. Otis, R. M. y Schneidermann, N. "A process for evaluating Exploration prospects", AAPG bulletin, V.81, No. 7, July 1997, pp 1087-1109.