

6

24



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS
APLICANDO EL METODO DE MONTECARLO**

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
JOSE LUIS ARELLANO MEJIA**



MEXICO, D. F.

FALLA DE ORIGEN

1991



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS APLICANDO
EL METODO DE MONTECARLO**

TEMARIO	PAGINA
INTRODUCCION	... 1
CAPITULO I	
CLASIFICACION Y ESTIMACION DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	
I.1 TIPOS DE YACIMIENTOS	... 4
I.1.1 Yacimientos de gas seco	... 5
I.1.2 Yacimientos de gas húmedo	... 5
I.1.3 Yacimientos de gas y condensado	... 6
I.1.4 Yacimientos de aceite volátil	... 8
I.1.5 Yacimientos de aceite negro	... 9
I.2 CLASIFICACION DE RESERVAS	...12
I.2.1 Reserva probada	...12
I.2.2 Reserva probada desarrollada	...13
I.2.3 Reserva probada no desarrollada	...13
I.2.4 Reserva probable	...13
I.2.5 Reserva posible	...15
I.3 ESTIMACION DE RESERVAS	...18
I.3.1 Analogía	...24

1.3.2	Métodos volumétricos	...24
3.2.1	Método de isopacas	...24
3.2.2	Método de cimas y bases	...26
3.2.3	Método de balance de materia	...30
CAPITULO II		
PRINCIPIOS BASICOS DE PROBABILIDAD Y ESTADISTICA		
II.1	GENERALIDADES	...34
II.2	DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD	...36
II.3	DISTRIBUCION DE FRECUENCIA RELATIVA	...39
II.4	DISTRIBUCION DE FRECUENCIA ACUMULADA	...46
II.5	PARAMETROS DE DISTRIBUCION	...49
II.5.1	Medidas de tendencia central	...49
5.1.1	Conceptos de media, moda y mediana	...49
5.1.2	Desviación estandar	...54
II.6	DISTRIBUCIONES ESPECIFICAS PARA EL ANALISIS DE RIESGO	...59
II.6.1	Distribución normal	...59
II.6.2	Distribución triangular	...63
II.6.3	Distribución uniforme	...65
CAPITULO III		
APLICACION DEL METODO DE MONTECARLO PARA EL CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS		
III.1	METODO DE MONTECARLO PARA EL ANALISIS DE RIESGO	...69

III.2 TECNICA DE SIMULACION PARA EL ANALISIS	...70
III.3 METODOLOGIA DEL PROGRAMA DE COMPUTO	...73
III.4 MECANICA DE LA SIMULACION	...75
III.4.1 Definición de variables	...75
III.4.2 Definición de ecuaciones para el cálculo de reservas de hidrocarburos para yacimientos de aceite negro	...75
III.4.3 Definición de la distribución	...76
III.4.4 Cálculo de reservas mediante simulaciones	...78
III.4.5 Uso de los números aleatorios en la simulación	...79

CAPITULO IV

PROGRAMA DE COMPUTO Y EJEMPLO DE APLICACION	
IV.1. DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO	...84
IV.2. PRINCIPALES SUBROUTINAS DEL PROGRAMA	...88
IV.3. EJEMPLO DE APLICACION Y RESULTADOS DEL PROGRAMA	...102

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	...123
NOMENCLATURA	...127
BIBLIOGRAFIA	...130

INTRODUCCION

La influencia que los hidrocarburos poseen, es de gran importancia ya que la mayoría de las veces, dependiendo de la reserva de hidrocarburo, se pueden llegar a tomar decisiones que repercuten en la economía del país que las posee, tomando en consideración la capacidad de extracción, proceso y empleo del hidrocarburo.

Dada la importancia de la reserva de hidrocarburo, es necesario que se le dedique especial interés, ya que actualmente se tienen diferentes interpretaciones de lo que es una reserva.

Algunos conceptos parten simplemente del cálculo de volumen original de hidrocarburo, sin embargo, los criterios para definir y clasificar a la reserva obedecen en algunos casos a las políticas de cada país.

En el presente trabajo se da una breve explicación sobre los diferentes criterios para definir a la reserva así como la clasificación de ésta. Además se analizan de manera simple algunos de los métodos para estimar la reserva y entre estos, cabe mencionar el modelo probabilístico, el cual está basado en la aplicación del Método de Montecarlo, que a diferencia de

los métodos más comunes para estimar a la reserva, supone varias simulaciones a través de soluciones aleatorias, las cuales equivalen a realizar una serie de cálculos con diferentes soluciones determinísticas de la reserva.

La diferencia con los otros métodos a parte de ser probabilístico, es el reportar la reserva como un rango y no como un valor específico, ya que con ningún método se podrá conocer el valor exacto de la reserva. Sin embargo, haciendo uso de varios métodos y comparando a su vez los resultados entre sí, se podrá tener una mayor certeza sobre la reserva reportada para un determinado campo.

Ya en los últimos años con el empleo de la microcomputadora, la elaboración de simuladores está siendo cada vez más sofisticada e inclusive, los métodos probabilísticos en diversas áreas de la exploración y explotación, están siendo cada día más aceptados.

CAPITULO I

**CLASIFICACION Y ESTIMACION
DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**

I.1 TIPOS DE YACIMIENTOS

En la República Mexicana, se han cuantificado alrededor de 1,855,000 Km² de Áreas sedimentarias distribuidas en todo su territorio, de esta superficie sólo se ha explorado la planicie costera y la parte continental del Golfo de México, en las que se ha descubierto, desarrollado y explotado la totalidad de los yacimientos los cuales constituyen el actual potencial petrolero de México. Estas Áreas se encuentran distribuidas en los estados de Tamaulipas, Veracruz, Chiapas, Tabasco y Campeche, en donde se localizan los yacimientos más grandes de México, Fig I.1.

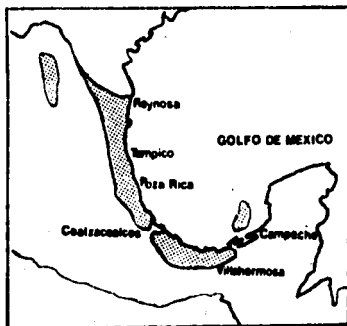


Fig I.1 POTENCIAL PETROLERO DE MEXICO

El principal objetivo de este capítulo es mostrar una breve descripción de los diferentes tipos de yacimientos. Su desarrollo, ubicación y algunos parámetros de clasificación de acuerdo al tipo de fluidos que contienen, así como la clasificación de las reservas y la estimación de éstas.

I.1.1 YACIMIENTOS DE GAS SECO

Se localizan primordialmente al noreste de la República Mexicana; son yacimientos productores en arenas. El inicio de la explotación de esta área se llevó a cabo en 1945, alcanzando su máxima producción en 1970 con un volumen diario de 600 MMPCD. A partir de esta fecha se inició la declinación en algunos campos.

Este tipo de yacimiento contiene principalmente metano, con pequeñas cantidades de propano y mas pesados. Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie; sin embargo, la diferencia entre gas seco y un gas húmedo es arbitraria, generalmente, un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayores que 20,000 m³/m³ considera gas seco.

I.1.2 YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO

Los principales yacimientos de este tipo se encuentran en

la parte sur del estado de Tabasco y su producción proviene de arenas del Terciario.

La producción data de 1949 con incrementos substanciales hasta 1972, llegando a una producción máxima de 730 MMPCD en 1975; actualmente, estos campos aportan en promedio 350 MMPCD.

Un yacimiento de gas húmedo es aquel en el que sus fluidos se encuentran en una sola fase gaseosa. Cuando son llevados a la superficie entran en la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000 m³/m³. El líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores que 0.75 gr/cm³.

1.1.3 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

En la provincia petrolera productora en rocas calcáreas localizadas en los estados de Chiapas y Tabasco, se han descubierto 37 yacimientos con fluidos de diferentes características, teniéndose campos productores de gas y condensado, otros de aceite volátil aproximadamente de 40° API y algunos de aceite más ligero (30-35° API).

En la Fig 1.2 se puede observar la localización de algunos de los yacimientos de aceite ligero ubicados en la porción oriental; en la parte noroccidental se agrupan los campos de aceite volátil en la región de Huimanguillo, siendo los

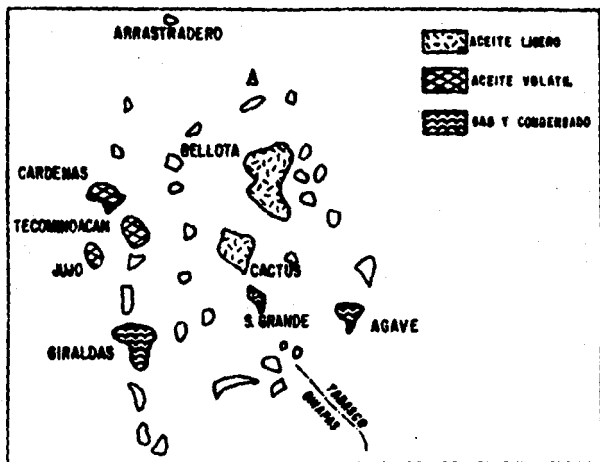


Fig. 1.2 - DISTRIBUCION DE YACIMIENTOS RESPECTO AL TIPO DE FLUIDOS.

más importantes Cárdenas, Jujo y Paredón. Respecto a los yacimientos de gas y condensado, los más relevantes son Agave y Giraldas, que tienen las características de baja densidad y alta permeabilidad debido a su sistema de fracturas; aquí se han llegado a producir hasta 100 MMPCD con 10 MBD de condensado en las baterías de separación. La profundidad de estos yacimientos varía de 3600 a 5400 m. Hacia 1983 se alcanzó la mayor producción con 1200 MMPCD de gas y con 160 MBD de líquido, proveniente de 60 pozos.

En estos tipos de yacimientos, generalmente la presión se encuentra por encima de la presión de rocío de la mezcla, con lo cual los hidrocarburos se encuentran inicialmente en estado gaseoso, pero al penetrar los fluidos al pozo y en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción en la presión y temperatura dando lugar a variaciones en la relación gas-aceite entre 1000 y 10,000 m³/m³, variando el contenido de licuables en el gas. El líquido recuperable es en general de coloración clara con densidades que varían entre 0.8 y 0.75 gr/cm³.

1.1.4 YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL

Los doce campos productores de aceite volátil descubiertos en México, se encuentran localizados exclusivamente en el Área de

Numanguillo y los hidrocarburos provienen de rocas carbonatadas.

El desarrollo de la porción de aceite volátil del área de Numanguillo se inició hacia finales de 1977 con el descubrimiento del campo Cacho López, aunque de hecho la producción de este tipo de hidrocarburo se inició al año siguiente al incorporarse el yacimiento Paredón, el cual es el más importante del área.

A estos tipos de yacimientos también se les conocen como yacimientos de aceite de alto encogimiento. La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene.

Para este tipo de yacimientos, la proporción de gases y líquidos en la producción es influenciada fuertemente por las condiciones de presión y temperatura de separación. Aquí se obtienen relaciones gas-aceite del orden de 200 a 1000 m³/m³ con una densidad de 0.65 y 0.75 gr/cm³.

1.1.5 YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO

México inició la explotación de yacimientos de aceite negro o pesado al descubrirse los campos de la Faja de Oro, los cuales son un conjunto de campos marinos y terrestres, actualmente sometidos a procesos de recuperación secundaria Fig 1.3.

Estos yacimientos tienen como característica principal una alta

porosidad y permeabilidad originada por cavernas de disolución; además tienen un eficiente empuje hidráulico proveniente de un acuífero común.

En éstos campos se vio una declinación muy rápida debido a los altos ritmos de extracción, sin embargo, la importancia de estos campos radica en el hecho de que aún contribuyen con casi el 15% de la producción nacional de aceite.

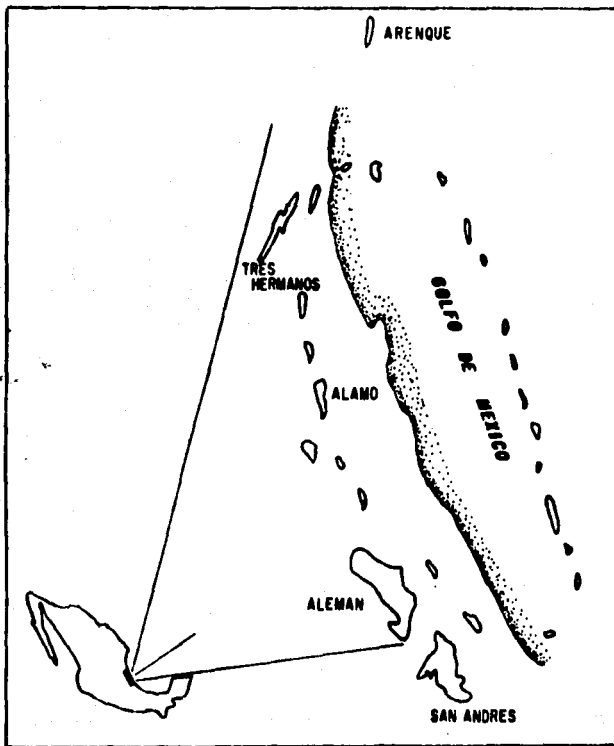


Fig. 1.3 - CAMPOS DE LA FAJA DE ORO.

1.2 CLASIFICACION DE RESERVAS

Casi todas las estimaciones de reservas de gas y aceite requieren de un análisis económico el cual considera la capacidad de producción y los costos de operación. A través de este análisis se indicará si los procedimientos para estimar y clasificar a la reserva son entendidos y aplicados adecuadamente.

Muchas veces las técnicas empleadas para estimar reservas dependen de la cantidad y calidad de información disponible. De aquí, se establece la clasificación asignada a la reserva estimada.

A continuación se dará una breve explicación de lo que es una reserva y diferentes criterios para definirla.

Se le llama reserva al volumen de hidrocarburos medido a condiciones estándar que se pueden producir de manera rentable con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables.

1.2.1 RESERVA PROBADA:

La reserva probada de aceite crudo, condensado y gas natural es estimada a partir de datos específicos, donde información geológica y técnica demuestran de manera razonable la recuperación en el futuro de yacimientos conocidos, bajo las condiciones económicas existentes.

A medida que se cuenta con mayor información se podrán

reportar valores de reservas más cercanos a la realidad, los cuales se podrán corroborar a medida que transcurre la vida productiva del yacimiento.

Petróleos Mexicanos define como reserva probada, aquella que procede de los yacimientos donde existe la evidencia de producción de hidrocarburos por información confiable, como la proveniente a partir de pozos productores, pruebas de presión, registros geofísicos o bien aquella información obtenida a partir de técnicas de recuperación secundaria.

1.2.2 RESERVA PROBADA DESARROLLADA:

Es una subcategoría de la reserva probada; esta reserva puede esperar a ser recuperada a través de pozos existentes con equipo ya instalado y algunos métodos de extracción. Puede ser considerada como reserva desarrollada sólo después de que el proyecto de recuperación ya ha sido puesto en marcha.

1.2.3 RESERVA PROBADA NO DESARROLLADA:

Es otra subcategoría de la reservas probada; y es aquella que espera ser recuperada a partir de la perforación futura o de algún proyecto de recuperación mejorada.

1.2.4 RESERVA PROBABLE:

Son cantidades de hidrocarburos estimadas en base a información geológica e ingenieril similar a aquella usada para la estimación de la reserva probada.

La reserva probable es menos segura de recuperar que en el caso de la reserva probada.

La reserva probable incluye reservas que :

a) aparecen o existen fuera de los límites del yacimiento productor, donde los contactos agua-aceite no han sido determinados.

b) en una porción de la formación que ha sido probada y que de acuerdo a interpretaciones geológicas se encuentra separada por fallas definiendo si dicha área es afín a la porción probada de la formación.

c) en un yacimiento donde ya se ha estimado la reserva probada y que posteriormente se tengan programados mecanismos que permitieran aumentar la eficiencia de recuperación , pasarían a ser probables.

d) dependen de la terminación, tratamiento, cambios de equipo o algún otro procedimiento de recuperación, excepto los procedimientos que han sido probados sucesivamente en pozos, mostrando un comportamiento similar al del yacimiento.

En general, la reserva probable es aquella cuya existencia se supone en áreas vecinas a las probadas; además se considera como reserva probable a los incrementos que se infieran a través de estudios de inyección de fluidos o empleando mejores técnicas para complementar el mecanismo de recuperación.

1.2.5 RESERVA POSIBLE:

La reserva posible es una reserva estimada en base a información geológica y técnica que es menos completa y determinante que la que se tiene para la reserva probable.

En algunos casos la inseguridad puede indicar la posible clasificación.

Este tipo de reservas incluye aquellas que son encontradas si se tienen interpretaciones geofísicas definidas en una área productiva grande que pudiera ser incluida dentro de los límites probados y probables; o bien, reservas que existen en segmentos de fallas no examinadas adyacentes a yacimientos donde existe duda de que el segmento de falla contenga hidrocarburos recuperables.

En Petróleos Mexicanos se define como reserva posible a aquella que pudiera venir de áreas donde se hubieran localizado condiciones geológicas para la acumulación de hidrocarburos. Estas pudieran ser trampas más profundas que las conocidas.

En resumen, el reporte de reservas de hidrocarburos se hace con base en la siguiente clasificación:

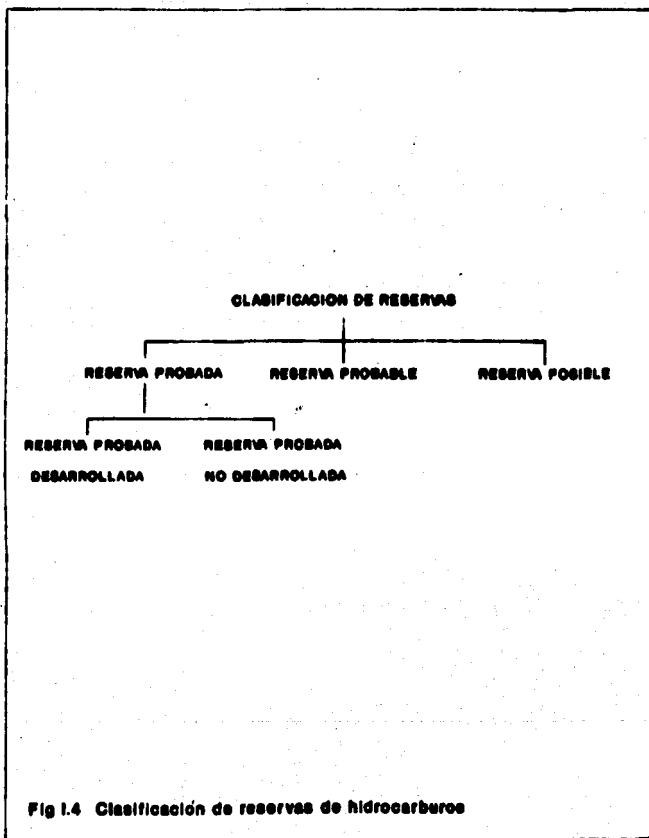
RESERVA PROBADA: Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que se producen con los métodos y sistemas de explotación aplicables, de manera rentable.

RESERVA PROBADA DESARROLLADA (perforada): Es aquella que puede extraerse a través de los pozos existentes.

RESERVA PROBADA NO DESARROLLADA (no perforada): Es la existente en áreas aún no perforadas de un yacimiento, en las que se pueden inferir razonablemente iguales condiciones de productividad económica del área ya desarrollada.

Finalmente las reservas totales no son más que la suma de las reservas estimadas probadas y probables.

En la Fig I.4 se muestra el resumen de la clasificación.



1.3 ESTIMACION DE RESERVAS

El estimar las reservas de un yacimiento tiene una gran importancia pues este análisis puede ser usado para determinar el desarrollo de la exploración o bien establecer el precio del crudo, solicitar empréstitos o establecer contratos de venta.

La estimación de la reserva es necesaria en etapas tempranas de un proyecto aun cuando se dispone de una mínima cantidad de información. Pero a medida que la vida productiva del yacimiento transcurre, se va recopilando mayor cantidad de información y ante éste incremento en la información correspondiente al yacimiento, no sólo se cambian los procedimientos para estimar reservas, si no que aumenta el grado de confiabilidad en la reserva estimada. En la Fig 1.5, se muestran de manera resumida los métodos más comunes para la estimación de las reservas.

Las reservas regularmente son estimadas:

- a) Antes de la perforación o algún desarrollo subsuperficial
- b) Durante el desarrollo de algún campo , después de obtener alguna información sobre el comportamiento del yacimiento
- c) Después de que ya ha sido definido el comportamiento que se sigue en el pozo.

En la Fig 1.6, se muestran varios periodos de la vida de un yacimiento, desde una etapa previa a la perforación; a cada uno de estos periodos se le ha asignado un método para estimar la recuperación de hidrocarburo. Se observa que conforme se

tiene mayor información del yacimiento, los métodos para estimar la recuperación son diferentes.

Para fines prácticos, a la gráfica mostrada en la Fig 1.6 no se le ha asignado ninguna escala específica; en ésta el tiempo se muestra en el eje horizontal.

Para estimar las reservas usualmente se emplean métodos volumétricos o algunas técnicas para la predicción del comportamiento del yacimiento; en algunos casos se usan técnicas de analogía.

La Fig 1.6 se ha dividido en varios periodos donde se menciona cómo se evalúa la reserva de acuerdo a la cantidad o tipo de información disponible; así, durante el periodo AB, la reserva es estimada mediante analogía, antes de que cualquier pozo sea perforado y cualquier estimación de recuperación será muy general basada más bien en información de pozos cercanos al área.

El periodo BC sigue después de que ya han sido perforados algunos pozos y se han hallado productores, de aquí, la estimación de la reserva se ve apoyada por los primeros registros tomados y por la interpretación geológica del yacimiento.

Para un análisis volumétrico, deben incluirse registros de pozos, información de análisis de núcleos, etc. La interpretación de esta información, con el comportamiento de presión del yacimiento durante periodos cortos de producción, también puede indicar el tipo de mecanismo de empuje esperado en el yacimiento y de aquí dar una estimación de la reserva. Es precisamente durante este periodo de explotación, donde se pretende emplear el método probabilístico de Montecarlo para la estimación de la reserva ya que puede contarse con suficiente información para poder aplicar dicho método.

El tercer periodo CD, representa el periodo después de la declinación del yacimiento. En esta etapa usualmente se emplean modelos simulados numéricamente para estimar las reservas, aunque debido a la naturaleza del modelo planteado y a la información disponible no puede ser considerado con mucha confianza.

Durante el siguiente periodo DE, el método de balance de materia puede ser usado para verificar resultados previamente estimados mediante otros métodos. El grado de confianza empleando cálculos de balance de materia dependerá de la precisión con que se hayan obtenido las presiones en el yacimiento.

Finalmente, la reserva puede estimarse por extrapolación en base a la tendencia del comportamiento en el yacimiento, con lo cual las estimaciones de reserva en el periodo DEF se considerarán con un alto grado de confianza.

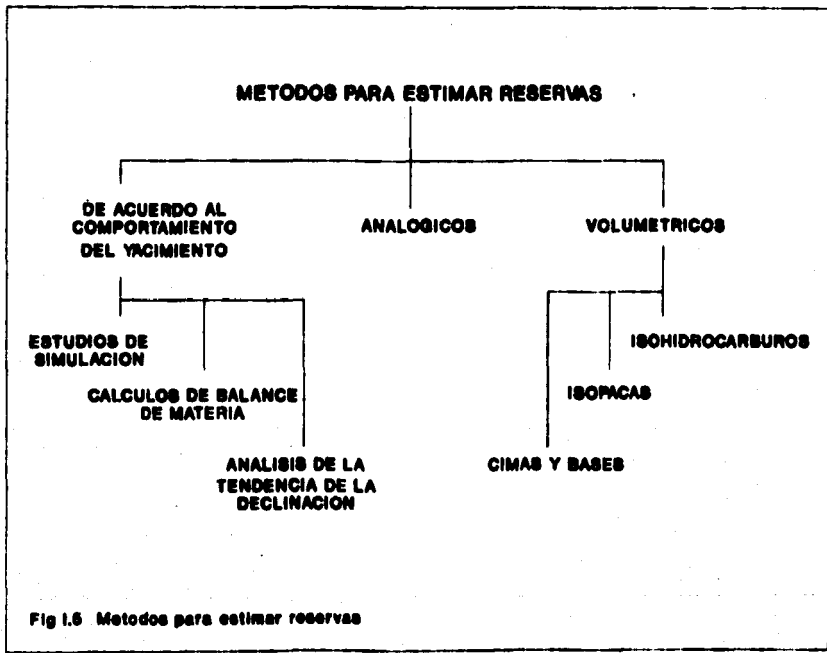
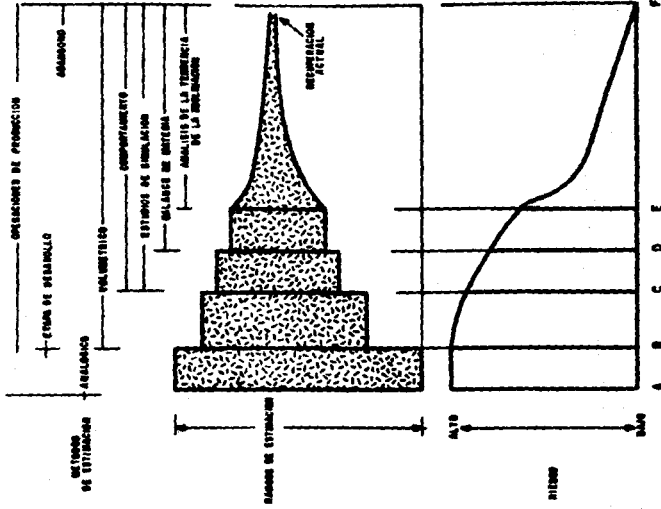


Fig 1.6 Metodos para estimar reservas

Fig 1.6 - RANGOS DE ESTIMACION DE RESERVAS DURANTE LA VIDA DE UN YACIMIENTO



1.3.1 ANALOGIA

Antes de que el yacimiento sea perforado, las reservas se estiman en base a una analogía; esto es, en provincias donde existe producción, el análisis de pozos viejos pueden proporcionar información. La baja confianza en la estimación de la reserva a partir de analogía es expresada como rangos; es poco usual estimar las reservas a partir de ésta información.

1.3.2 METODOS VOLUMETRICOS

Una interpretación geológica de un yacimiento no puede ser preparada hasta que se hayan perforado los suficientes pozos como para delinear la geometría areal y el espesor del yacimiento. Después de la terminación de un pozo se estima el Área de drenaje, la producción y espesor neto, partiendo de datos de registros geofísicos.

2.2.1.- Método de Isopacas:

Este método es usado para determinar el volumen de roca de un yacimiento para obtener el volumen original de hidrocarburos.

El método tiene como base la configuración de un mapa con curvas de igual espesor de formación, para cuya preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio.

A cada pozo ubicado en el plano se le anota su espesor neto, haciendo la configuración por extrapolación; luego ayudado con

un planimetro se obtienen las áreas encerradas por las diferentes curvas que se miden.

En la Fig 1.7, se ilustra un plano de isopacas correspondiente a un campo petrolero, en el cual se ubican los pozos. En la Tabla I.I se muestran los datos del espesor correspondiente a cada una de las curvas y las áreas del terreno anotadas en la siguiente columna. Con estos datos, graficando en el eje de las ordenadas los espesores netos y en el eje de las abscisas las áreas, se obtiene el volumen neto de roca, de acuerdo a las escalas verticales y horizontales determinadas. En la Fig 1.8 se muestran los resultados.

Partiendo de la Tabla I.I y empleando la regla de integración de Simpson, el volumen de roca puede ser calculado como:

$$VR = h/3 [(y_0 + y_n) + 4(y_1 + y_3 + \dots + y_{n-1}) + 2(y_2 + y_4 + \dots + y_{n-2})]$$

donde:

VR = Volumen de roca del yacimiento m^3

h = Espesor del intervalo m

y = Areas m^2

También, la regla del trapecio puede ser empleada para determinar el volumen:

$$VR = h \left[\frac{1}{2}(y_0 + y_n) + y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1} \right]$$

TABLA II

CURVA	AREA (cm²)
0	376.0
100	308.2
200	222.4
300	135.9
400	68.0
500	32.1
600	12.2
700	5.5
784	0.0

De acuerdo con la regla de Simpson 1/3:

$$V_n = 1/3 \times 100 [(376+0) + 4(308+135+32+5.5)+2(222+68+12.2)]$$

$$V_n = 100/3 (376 + 1922 + 604.4)$$

$$V_n = 100 (2902)/3$$

Volumen de roca = $96\ 746 \times 10^6 \text{ m}^3$.

De acuerdo a la regla trapezoidal:

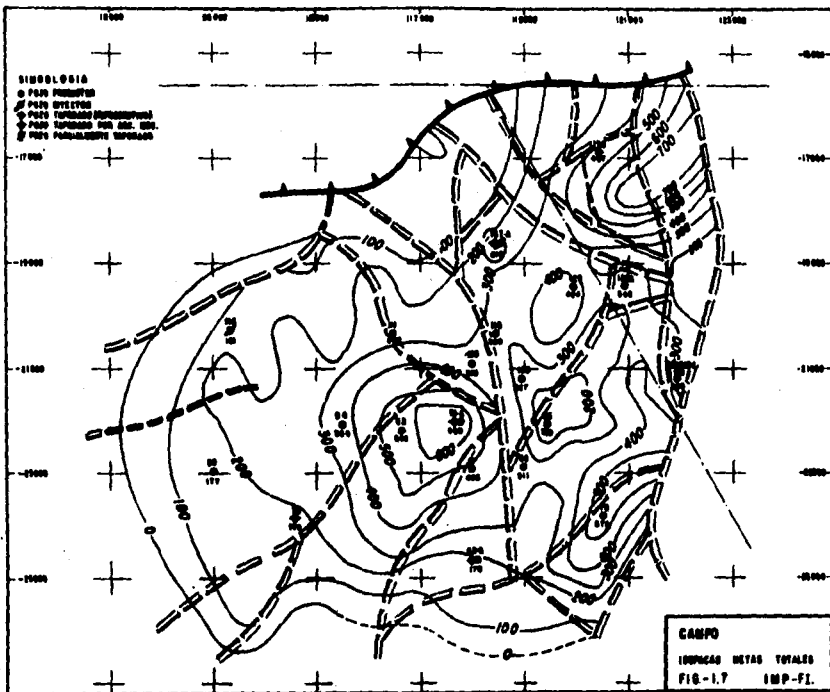
$$V_n = 100 (1/2(376) + (308+135+5.5+222+68+12.2)$$

$$V_n = 100(186 + 782.2)$$

Volumen de roca = $96\ 870 \times 10^6 \text{ m}^3$.

3.2.2 Método de Cimas y Bases:

Este método se basa en la configuración de mapas con curvas de igual profundidad; esta configuración se lleva a cabo partiendo de registros geofísicos donde la cima y la base de la formación productora son determinadas para cada uno de los pozos.



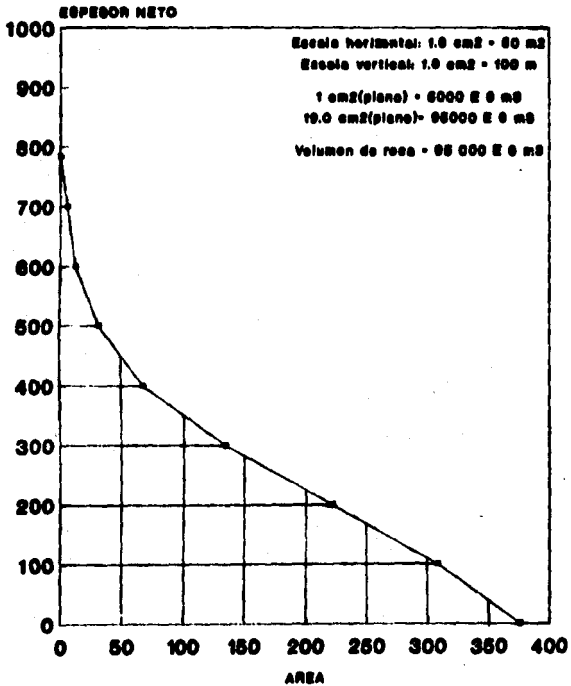


Fig 1.8 Grafica correspondiente al plano de isopacas

En el plano con la localización de los pozos se anotan las profundidades de la cima y base, haciendo la configuración por extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados.

3.2.3 Métodos de Balance de Materia:

Estos métodos consisten básicamente en considerar que a un tiempo dado de explotación del yacimiento, la masa de hidrocarburos remanentes más la de los extraídos, es igual a la masa de los mismos que había al iniciarse la extracción.

Si se tiene la suficiente información del comportamiento de presiones y de análisis PVT, las cantidades de aceite y gas en el yacimiento pueden ser calculadas mediante métodos de Balance de Materia.

Una aplicación de este método requiere del promedio de presiones obtenidas del yacimiento, así como de la información de producción del agua, gas y aceite; además de la información PVT de los fluidos del yacimiento. Los resultados de los cálculos de Balance de Materia no pueden llegar a ser muy confiables, sobre todo cuando hay sin conocer cantidades de aceite residual, casquetes de gas libre o bien presencia de algún empuje hidráulico.

En la Tabla I.2 se muestran las ecuaciones usadas para determinar el volumen original de hidrocarburos. Los cálculos obtenidos a partir de estas ecuaciones también son empleados

para predecir el comportamiento del yacimiento; se supone un yacimiento homogéneo aunque se requiere del uso de datos de permeabilidades relativas, lo cual es un aspecto crítico y determinante en este tipo de cálculos, ya que a pesar de que en muchas de las ocasiones se cuenta con análisis de núcleos, los resultados no siempre representan al yacimiento en su totalidad.

TABLA 1.2

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA
PARA YACIMIENTOS CON ACEITE BAJOSATURADO

$$(P_i < P_b)$$

$$N_p B_o + W_p B_w = E_o + E_w + E_r + W_e, \quad (1)$$

$$E_o = V_o i C_o \Delta p \quad E_o = \frac{N B_o i}{(1-S_w i)} S_o i C_o \Delta p, \quad (2)$$

$$V_o i = V_p i S_o i$$

$$E_o = V_p i S_o i C_o \Delta p$$

$$V_p i = N B_o i / S_o i$$

$$E_w = \frac{N B_o i}{(1-S_w i)} S_w i C_w \Delta p, \quad (3)$$

$$E_r = \frac{N B_o i}{(1-S_w i)} C_f \Delta p, \quad (4)$$

Sustituyendo (2), (3) y (4) en (1):

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_o i \Delta p \left[\frac{S_o i C_o + S_w i C_w + C_f}{1 - S_w i} \right] + W_e \quad (5)$$

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_o i C_e \Delta p + W_e$$

de donde N:

$$N = \frac{N_p B_o + W_p}{B_o i C_e \Delta p}$$

Si $W_p = 0$, $W_e = 0$

$$N = \frac{N_p B_o}{B_o i C_e \Delta p}$$

CAPITULO II

**PRINCIPIOS BASICOS
DE PROBABILIDAD Y ESTADISTICA**

II.1 GENERALIDADES

De los métodos para estimar a las reservas de hidrocarburos, el Método de Montecarlo cae dentro del grupo de estudios de simulación, el cual se explicará en los siguientes capítulos. Antes de entrar en detalle, es necesario definir algunos aspectos sobre la estadística que son en los que se apoya el método; así, este capítulo tiene como objetivo definir entre otras cosas lo que es una distribución de probabilidad, la noción de frecuencia relativa y el significado y usos de las frecuencias, ya que más adelante se verá su aplicación en el programa de cómputo.

La estadística es un método usado para establecer la incertidumbre asociada con cualquier grupo de observaciones dentro de un muestreo; su objetivo es el de evaluar el grado de incertidumbre asociada a cualquier observación.

La unidad a través de la cual se mide la incertidumbre es llamada probabilidad y una parte fundamental de ésta es la distribución de probabilidades.

La distribución de probabilidad se usa para describir el rango de posibles valores que determinada variable pueda tener, así como las posibilidades de que estos valores ocurran.

A esta técnica se la conoce como simulación y está basada en la descripción de todos los parámetros de incertidumbre y en

el análisis de las distribuciones. Por ello, es primordial que se entienda lo que es una distribución de probabilidad y cómo construiría o interpretarla a partir de información estadística.

VARIABLE ALEATORIA: Es un parámetro que puede tener más de un posible valor. La variable aleatoria puede ser aquella que no predice con seguridad algún suceso.

Para cada valor posible de la variable aleatoria le será asociado una posibilidad o probabilidad de ocurrencia.

Algunas veces, a estas variables se les denomina variables estocásticas lo cual quiere decir que pueden tener asociada alguna posibilidad de ocurrencia.

Por otra parte, si el valor de la variable es conocido o puede predecirse con seguridad, entonces la variable es llamada determinística.

Un ejemplo de una variable aleatoria pudiera ser los posibles valores de reservas de hidrocarburos de un pozo o de un campo.

Los valores numéricos que toman las variables, pueden ser positivos o negativos. Cada valor o rango de valores tendrá cierta probabilidad de ocurrencia. El hecho de denominar a las variables "aleatorias" no quiere decir que aleatoriamente sean distribuidas; tampoco, que por sí sean aleatorias.

II.2 DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD

La distribución de probabilidad es la representación gráfica de rangos y posibilidades de ocurrencia de los posibles valores que las variables aleatorias puedan tener.

Las distribuciones de probabilidad pueden ser discretas o continuas, dependiendo de la naturaleza de la variable aleatoria.

En la Fig II.1 se muestra un ejemplo de una distribución de probabilidad continua.

En este ejemplo se describe la variable aleatoria, la cual puede tomar cualquiera de los valores dentro del rango. A $f(x)$ se le llama función de densidad de probabilidad, la cual, es una función matemática que al determinar el área bajo la distribución entre el valor X_{min} y el valor X_{max} tendrá como resultado el valor de uno.

Dicha área bajo toda la distribución de probabilidad es por definición uno y siempre la curva de distribución de probabilidad será positiva (nunca por debajo del eje horizontal.)

Cuando algunas variables pueden tomar un valor específico dentro de la distribución, se conocen como distribuciones discretas y un ejemplo de este tipo de distribución está representado en la Fig II.2.

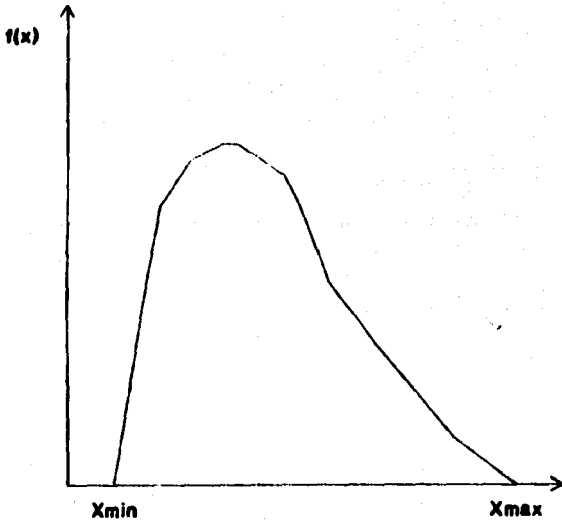


Fig 1.1 Ejemplo de una distribución de probabilidad continua

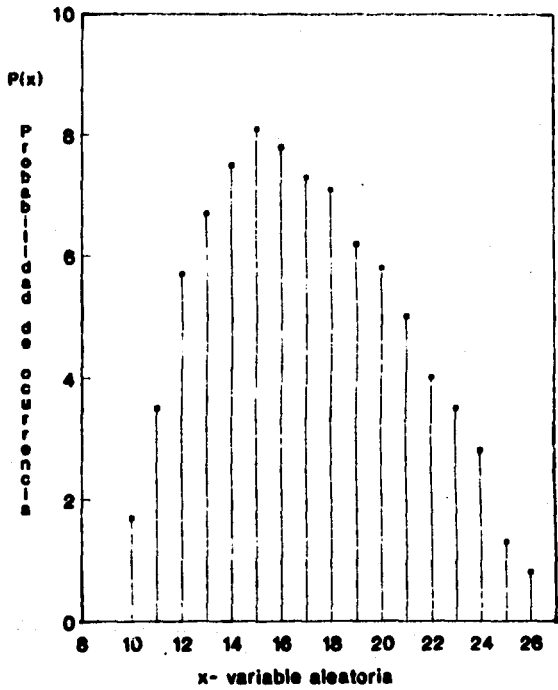


Fig II.2 Ejemplo de una distribución de probabilidad discreta

En esta figura se observa que la posibilidad de ocurrencia de cada valor discreto de la variable aleatoria puede ser leído directamente en la escala vertical. En este eje, $P(x)$ es la probabilidad de ocurrencia.

Entonces, la suma de los términos $P(x)$ para cada posible valor de la variable aleatoria deberá ser uno exactamente.

$$\sum_{i=0}^n P(x) = 1.0$$

II.3 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA RELATIVA

Aquí cabe mencionar que el programa de cómputo elaborado trabaja a partir de información tabulada de donde se obtendrán los correspondientes histogramas.

A continuación, se mostrará un ejemplo en el cual se ilustra matemáticamente la obtención de la distribución de frecuencia relativa y distribución de probabilidad.

Se supone que se llevó a cabo un estudio geológico, donde 20 pozos fueron perforados. Una de las variables desconocidas es el espesor neto de la formación y para tener una idea de las posibilidades y de los posibles valores que pueden tomar los rangos, se ha tabulado la información obtenida del espesor neto para cada uno de los pozos terminados.

TABLA II.1

DATOS DE ESPESOR NETO (PIE) OBTENIDOS
DE 20 POZOS TERMINADOS

Nº DE POZO	ESPESOR	Nº DE POZO	ESPESOR
1	111	11	104
2	81	12	186
3	142	13	68
4	59	14	93
5	109	15	54
6	96	16	72
7	124	17	167
8	139	18	135
9	89	19	84
10	129	20	154

De la información tabulada no se muestra ningún rango ni probabilidades de la variable.

Entonces, una forma de dividir los valores de las variables aleatorias en rangos o intervalos y después averiguar cuantos valores de la variable caen dentro de cada grupo o intervalo, se ilustra en la Tabla II.2.

Los números dados en la columna 2 de la tabla son las frecuencias y se determinan mediante el conteo de los números de puntos que caen en cada uno de los rangos mostrados en la columna 1.

TABLA II.2

RANGO DEL ESPESOR (pie)	FRECUENCIA N° de pozos que tienen el valor del espesor en el rango	FRECUENCIA RELATIVA expresada en fracción del n° total de pozos	FRECUENCIA RELATIVA %
80 - 80	4	$4/20 = .2$	20%
81 - 100	7	$7/20 = .35$	35%
111 - 140	5	$5/20 = .25$	25%
141 - 170	3	$3/20 = .15$	15%
171 - 200	<u>1</u>	$1/20 = .05$	<u>5%</u>
	20	1.00	100%

La suma de las frecuencias corresponde al número total de valores de la muestra.

En la columna 3 de la Tabla II.2, a la fracción se le llama frecuencia relativa y se calcula expresando cada valor de frecuencia entre el número total de valores de la muestra.

Finalmente, algunas veces será necesario expresar la frecuencia relativa en porcentaje; por supuesto, esto está dado únicamente multiplicando la frecuencia relativa de la columna 3 por 100% , el resultado de muestra en la columna 4 de la misma tabla.

La información obtenida a partir de la Tabla II.2, puede ser representada mediante una gráfica de distribución conocida como histograma y distribución de frecuencias relativas.

En la Fig II.3 se muestra el histograma en el cual la escala vertical es el número de puntos -frecuencias- en cada rango del espesor neto. Cada barra a lo largo del eje horizontal corresponde a los rangos o intervalos dados por la columna 1 de la Tabla II.2

Como otra alternativa, se podrán graficar sobre el eje vertical los valores de frecuencia relativa, dando como resultado la distribución de frecuencias relativas, esto se muestra en la Fig II.4.

El número de intervalos o rangos que son usados para el cálculo estadístico dependerá de la información y grado de ocurrencia.

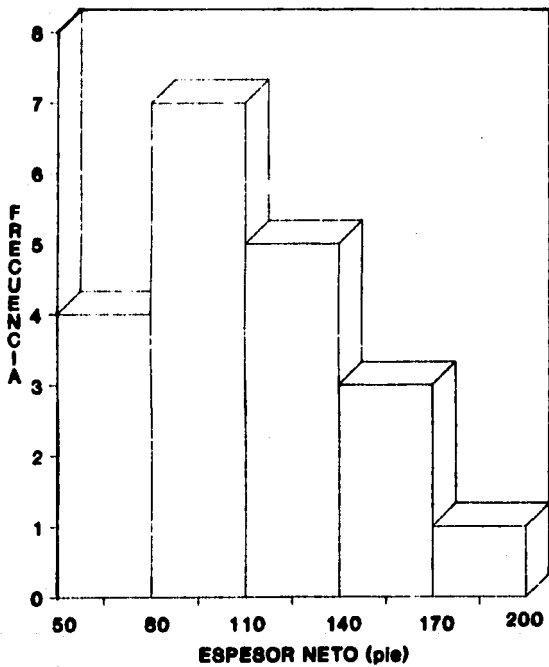


Fig II.3 Distribución de frecuencia

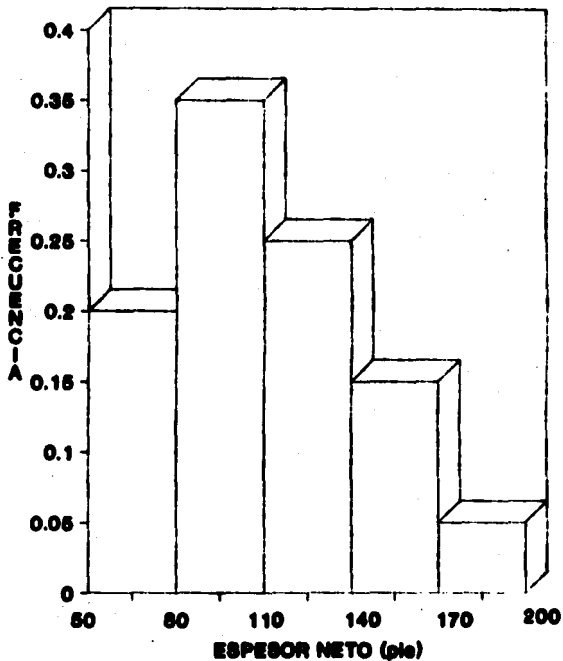


Fig II.4 Distribución de frecuencia relativa

Generalmente, los rangos de valores de una variable aleatoria son divididos de 5 a 20 intervalos. Aquí cabe aclarar que si para un número pequeño de datos se aumenta el número de intervalos, la distribución obtenida mediante el histograma no mostrará diferencia alguna entre las frecuencias; por tal motivo, es importante determinar el número de intervalos.

En el caso del programa de cómputo elaborado, se tomó en consideración que para un número de valores mayor o igual a 10 el número de rangos quedará dividido en 5 partes y para valores menores a 10, únicamente se tomarán 3 rangos o intervalos.

La diferencia entre estos dos tipos de distribuciones es que la distribución de frecuencia relativa es una aproximación a la distribución de probabilidad; esta aproximación es debida a que el área bajo la curva no es precisamente uno. Únicamente, se podrán leer áreas bajo la curva cuando se trate de funciones de probabilidad. Por ejemplo, siguiendo el caso anterior, si se tiene un espesor neto de 110 pies, la suma de las frecuencias relativas será de $.20 + .35 = .55$.

Para interpretar lo anterior, se puede decir que la probabilidad de .20 corresponde a un espesor neto entre 50 y 80 pies y una probabilidad de .35 corresponderá a un espesor entre 80 y 110 pies etc. O sea que cada barra implica que cualquier valor de la variable aleatoria tiene una probabilidad de ocurrencia.

II.4 DISTRIBUCION DE FRECUENCIA ACUMULADA

Cada distribución puede ser expresada como su equivalente, mediante una gráfica de distribución de frecuencia acumulada.

Si se tiene una distribución de frecuencia acumulada se podrá leer cualquier probabilidad sin integrar la función de densidad.

Para convertir una distribución a su equivalente como frecuencia acumulada hay varios caminos.

Regresando al ejemplo en el cual se obtuvieron los intervalos y frecuencias mostradas en la Tabla II.2, las tres primeras columnas se repiten nuevamente y se muestran en la Tabla II.3; en esta nueva tabla, la columna 4 son los valores de frecuencia relativa acumulada y la columna 5 representa estas frecuencias expresadas en porcentaje.

Para representar la información de frecuencia acumulada, se graficarán las frecuencias acumuladas de la columna 4 contra el límite superior de cada intervalo o rango. La gráfica resultante se muestra en la Fig II.5.

TABLA II.3

INTERVALO	FRECUENCIA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA	% ACUMULATIVO
50 - 80	4	$4/20 = .2$	20%	20%
81 - 110	7	$7/20 = .35$	35%	55%
111 - 140	5	$5/20 = .25$	25%	80%
141 - 170	3	$3/20 = .15$	15%	95%
171 - 200	1	$1/20 = .05$	5%	100%
	<u>20</u>	<u>1.00</u>	<u>100%</u>	

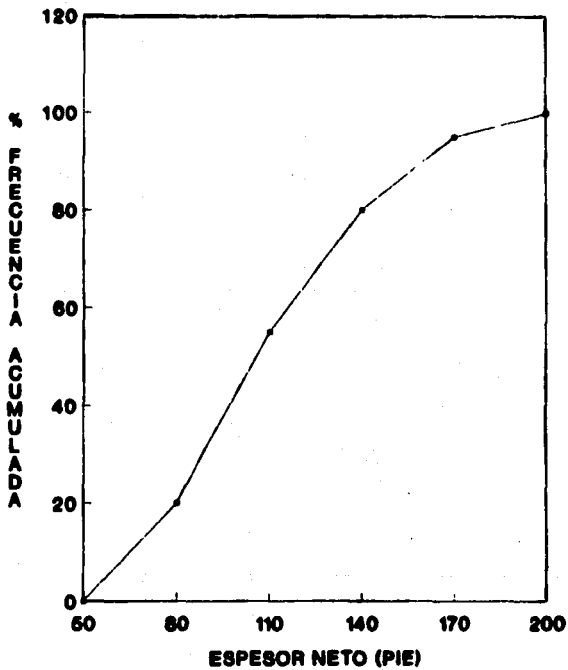


Fig II.5 Distribución de frecuencia acumulada

II.5 PARAMETROS DE DISTRIBUCION

Ahora se considerarán los parámetros de distribución que son:

- a) El parámetro que describe la tendencia central o valor promedio de la variable aleatoria.
- b) Un parámetro que define la variabilidad o rango bajo el cual la variable aleatoria queda distribuida.

II.5.1 Medidas de tendencia central:

El conocimiento de los parámetros de distribución, los cuales describen la tendencia central, pueden proporcionar información acerca del valor promedio de la variable aleatoria. Las tres medidas de tendencia central comúnmente usadas son: media, mediana y moda.

5.1.1 Conceptos de media, mediana y moda:

MEDIA: Es un sinónimo del valor esperado dentro de la distribución y puede definirse también como un promedio aritmético de toda la información estadística. Las distribuciones discretas y continuas tienen una media; el símbolo empleado para designar al valor medio es μ aunque en algunas ocasiones se emplea \bar{x} o $E(X)$. Esta es la más importante de las medidas de tendencia central.

MEDIANA: Este valor se obtiene a partir de la distribución de frecuencia acumulada y corresponde al valor 50% dentro de la distribución dada de frecuencia. Aunque no es un valor muy representativo este es un valor mas o menos igual al valor de la media.

MODA: Es el valor de la variable aleatoria que es más probable de ocurrir. En algunos casos se podrán tener distribuciones en las cuales se tengan más de una moda.

En general la media, moda y mediana son valores diferentes para cada distribución excepto para las distribuciones normal y uniforme en donde estas medidas de tendencia central coinciden.

Cuando se cuentan con datos estadísticos de alguna variable, la media se calcula como sigue:

$$\mu = \sum n_i (x_i) / \sum n_i$$

Donde n_i es la frecuencia o número de puntos que caen dentro de cada intervalo y x_i es el punto medio en cada rango o intervalo.

En el caso de valores discretos se emplea la siguiente expresión

$$\mu = \sum p_i (x_i)$$

Donde p_i es la probabilidad de ocurrencia (frecuencia relativa).

Refiriéndose a la distribución discreta ilustrada en la Tabla II.4, los términos de x_i son posibles valores discretos, y los parámetros de p_i son las probabilidades de ocurrencia para cada valor de x leídos en la escala vertical.

En algunos casos, el valor de la media para una distribución continua es calculada a través de la siguiente expresión:

$$\mu = \int f(x) dx ,$$

donde $f(x)$ es la función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria x .

Pero otra forma de obtener el mismo valor es a partir de la distribución de frecuencia acumulada, siguiendo los pasos:

- 1.- Dividir el rango de posibles valores en cinco o más intervalos.
- 2.- Determinar la probabilidad de la variable, teniendo un valor en cada intervalo, mediante la diferencia de la frecuencia acumulada asociada con el límite superior del intervalo.
- 3.- Multiplicar las probabilidades del paso 2 por el punto medio de cada intervalo y sumando el producto de todos los intervalos se obtiene el valor medio.

Estos pasos se ilustran en la tabla II.4. Tales técnicas, nos ayudan a determinar el valor medio para cualquier tipo de

TABLA 11.4

RANGO	FRECUENCIA ACUMULADA	FRECUENCIA ACUMULADA	RANGO DE PROBABILIDAD CADA RANGO VALOR MAS COL(2)-COL(3)	PUNTO MEDIO DE CADA RANGO	VALOR MEDIO COL (4)*5)
BAJO EN CASA					
RANGO					
50-80	.20	0	.20	65	13
81-110	.55	.20	.35	90.5	31.675
111-140	.80	.55	.25	125.5	31.375
141-170	.95	.80	.15	155.5	23.325
171-200	1.0	.95	.05	185.5	9.275
			1.00	$\mu = 108.65$	

distribución de probabilidad continua

A continuación, se muestran algunos métodos para obtener dicho valor según el tipo de información.

TIPO DE INFORMACION	METODO A USAR PARA EL CALCULO DE LA MEDIA
VALORES DE LA VARIABLE ALEATORIA	SUMAR LOS VALORES Y DIVIDIRLOS ENTRE EL NUMERO TOTAL DE VALORES.
VALORES DE LA VARIABLE ALEATORIA LISTADOS COMO EN CADA INTERVALO	$\mu = \frac{\sum n x_i}{\sum n_i} \quad 1)$
VARIABLE ALEATORIA DISCRETA EN EL CUAL SE DAN LAS FRECUENCIAS RELATIVAS PARA CADA VALOR	$\mu = \sum (p_i)(x_i) \quad 2)$
GRAFICA DE DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD O SU EQUIVALENTE A LA DISTRIBUCION DE FRECUENCIA ACUMULADA.	CONVERTIR LA DISTRIBUCION A SU EQUIVALENTE COMO DISTRIBUCION ACUMULADA Y USAR LOS CALCULOS DADOS EN LA TABLA II.4.

5.1.2 Desviación estándar:

El valor promedio de la distribución proporciona información acerca del valor esperado de la variable aleatoria.

Cada valor posible de la variable aleatoria es ubicado del valor medio a una distancia y distribuido a lo largo del eje horizontal.

Esto se entiende mejor si se observa la Fig II.6 en la cual se tienen dos distribuciones que tienen el mismo valor medio, pero diferente desviación estándar.

La desviación estándar es menor en A que en B; esto es:

$$\sigma_A < \sigma_B$$

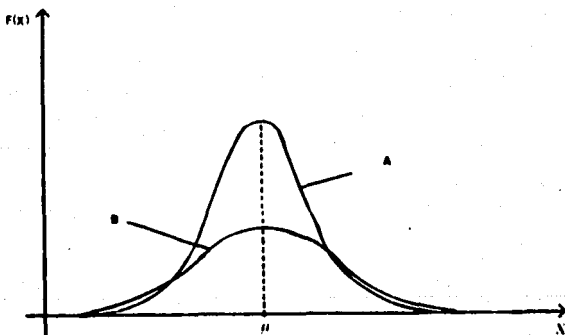


Fig II. 6 DESVIACION ESTANDAR

Desde el punto de vista estadístico, la desviación estándar define la dispersión o variabilidad.

Algunas distribuciones como las normales, pueden ser completamente definidas especificando simplemente el valor medio, y la desviación estándar.

Teniendo el valor medio μ , hay varias opciones de determinar la desviación estándar:

Si se tienen N datos estadísticos, $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ puede ser obtenido con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{\sum (x_i - \mu)^2}{N} \quad 3)$$

Sin embargo, si se tienen muchos valores no, es común que se utilice la expresión anterior, por lo que en estos casos es usual dividir el rango de posibles valores de la variable aleatoria en pequeños intervalos y contar el número de puntos que caen en el intervalo.

Para información de intervalos agrupados se emplea la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (n(x_i - \mu)^2)}{\sum n_i}} \quad 4)$$

donde :

n_i es la frecuencia o número de puntos en cada rango

x_i es el punto medio de cada rango

i es el índice que denota el intervalo.

Para ilustrar lo anterior con un ejemplo, se considerará la información supuesta, obtenida de un núcleo en un análisis de laboratorio.

TABLA II.5

DATOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE VARIAS

PRUEBAS DE LABORATORIO

PERMEABILIDAD	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	POROSIDAD
md	%	md	%
0	7.5	0	12.3
2.5	17	59	20.0
221	19.1	211	20.4
275	23.3	384	24.0
108	23.3	147	16.1
290	17.2	170	15.3
278	15.9	238	18.6
167	16.2	304	20.0
98	16.9	191	18.1
266	20.3	40	15.3
240	15.1	179	14.0
312	15.6	272	15.5
395	19.4	405	17.5
275	16.4	610	15.5
852	17.2	406	20.2
535	18.3	663	19.6
997	17.7	424	20.0
339	16.8	216	13.3

Para calcular μ y σ de la porosidad y permeabilidad primero se definirán los rangos o intervalos de cada variable aleatoria como se muestra en la columna 1 de las Tablas II.6 y II.7. El número de valores de porosidad y permeabilidad en cada rango, fue determinado y listado como valores de frecuencia n_i , mostrados en la columna 3, de acuerdo con la última ecuación para determinar la desviación estandar; el valor medio (μ) se calculará de acuerdo a la expresión 1 mostrada en la tabla donde se explican los métodos para determinar la media.

TABLA II.6

Intervalo	Frecuencia	Punto	$n_i x_i$	$(x-\mu)$	$(x-\mu)^2$	$n_i(x-\mu)^2$
Porosidad	n_i	x_i				
7 < x < 10	1	8.5	8.5	-8.81	77.61	77.61
10 < x < 12	0	11	0	-6.31	39.81	0
12 < x < 14	3	13	39	-4.31	18.57	55.71
14 < x < 16	7	15	105	-2.91	8.33	58.31
16 < x < 18	10	17	170	-0.31	0.09	0.96
18 < x < 20	10	19	190	1.69	2.85	28.5
20 < x < 22	2	21	42	3.69	13.61	27.22
22 < x < 25	<u>3</u>	23.5	<u>60.5</u>	6.19	38.31	<u>114.9</u>
	36		623.5			320.9

$$\mu = \frac{\sum n_i x_i}{\sum n_i} = \frac{623.5}{36} = 17.31 \quad \sigma = \sqrt{\frac{\sum n_i (x_i - \mu)^2}{\sum n_i}} = \frac{320}{36} = 2.98$$

TABLA II.7
PERMEABILIDAD

INTERVALO	n_i	Punto medio	$n_i x_i$	$(x_i - \mu)$	$(x_i - \mu)^2$	$n_i(x_i - \mu)^2$
0 - 50	4	25	100	-258	66564	266256
51 - 100	2	75	150	-208	43264	86528
101 - 150	2	125	250	-158	24964	49928
151 - 200	4	175	700	-108	11664	46656
201 - 250	4	225	900	-58	3364	13456
251 - 300	7	275	1925	-8	64	448
301 - 350	3	325	975	42	1764	5292
351 - 400	2	375	750	92	8464	16928
401 - 450	3	425	1275	142	20164	66492
451 - 700	4	575	2300	292	88264	341056
701 - 1000	1	850	850	567	321489	311489
	36		10175			1214529

$$\mu = 283 \text{ md}$$

$$\sigma = 183 \text{ md}$$

La metodología usada en cada una de las tablas fue tomada en consideración, para la realización de las subrutinas del programa de cómputo, las cuales realizan el análisis estadístico, practicado a cada una de las variables consideradas, en el cálculo de la reserva de hidrocarburo. Tales subrutinas se muestran en el Capítulo IV.

II.6 DISTRIBUCIONES ESPECIFICAS PARA EL ANALISIS DE RIESGO

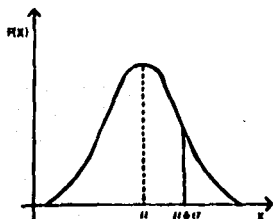
Existen diversas distribuciones; sin embargo, aquellas que se encuentran más relacionadas con la aplicación del Método de Montecarlo para el cálculo de reservas son las distribuciones normal, triangular y uniforme.

II.6.1 Distribución normal:

La distribución normal, es probablemente la más común de las distribuciones usadas en estadística y probabilidad. Es una distribución de probabilidad continua; en ocasiones, se le conoce como distribución Gaussiana. Algunos ejemplos de variables aleatorias que se comportan bajo esta distribución incluyen las porosidades obtenidas a partir de núcleos, tal es el caso del ejemplo anterior.

Las características más comunes de la distribución normal son:

- a) Está completamente definida por los parámetros de μ y σ .
- b) La curva de distribución es simétrica.



EJEMPLO DE UNA DISTRIBUCION NORMAL

c) La gráfica de frecuencia acumulada de una distribución normal se muestra en la Fig II.8.

Para ilustrar como se usa la distribución normal, se empleará el ejemplo mostrado en la Tabla II.6 y la correspondiente tabla con los resultados respectivos de frecuencias, etc.

TABLA II.8
POROSIDAD

INTERVALO LIMITE SUP.	FRECUENCIA	FREC. ACUMULADA	FREC. RELATIVA	FREC. RELATIVA ACUMULADA	FREC. N
10	1	1	0.027	0.027	2.7
12	0	1	0	0.027	2.7
14	3	4	0.083	0.11	11
16	7	11	0.194	0.304	30.4
18	10	21	0.277	0.581	58.1
20	10	31	0.277	0.558	58.8
22	2	33	0.55	0.913	91.3
25	3	36	0.083	0.996	99.6

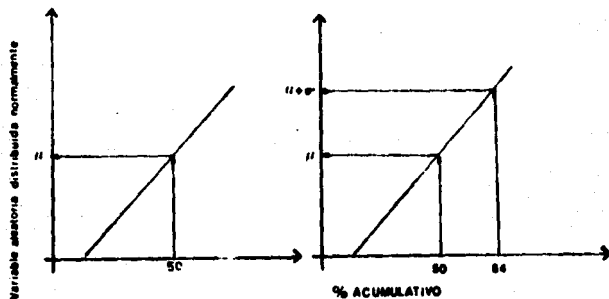
De la Tabla II.8 las frecuencias acumuladas expresadas en porcentaje son graficadas contra el limite superior de cada intervalo de la porosidad; los resultados se muestran en la Fig II.8.

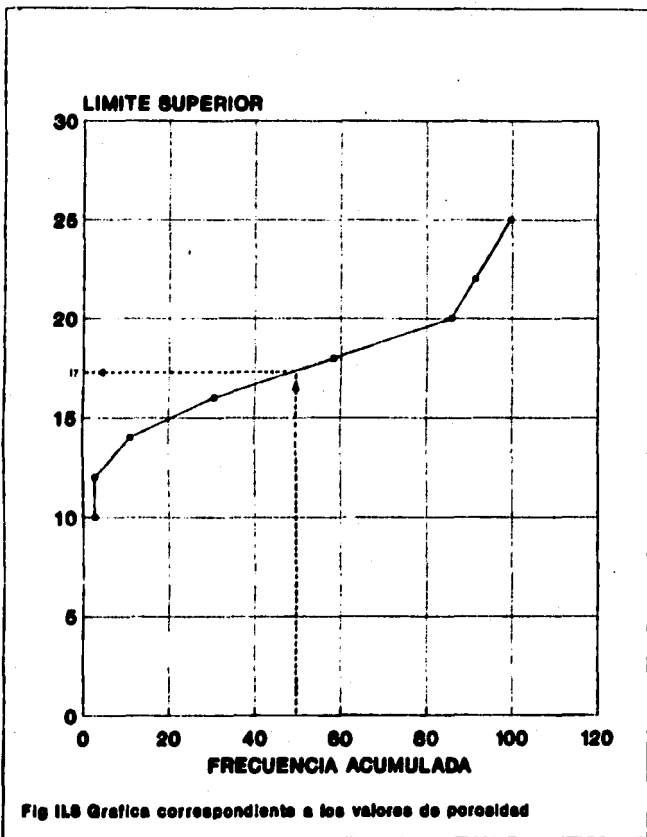
Para el caso de la porosidad, al leer el valor de 50% en la abscisa de 50%, se determinó el valor correspondiente de porosidad de 17.6%, el cual al compararlo con el valor de la media $\mu = 17.7\%$ obtenido de la tabla II.8, resulta aproximado.

Para un valor correspondiente de 84.1% de La Fig II.8 se tiene cerca de 20.6 % de porosidad.

En las siguientes figuras, se observan de manera más clara los pasos a seguir para leer la desviación estándar y la media de la gráfica de frecuencia acumulada.

ESTE METODO GRAFICO DETERMINA LOS VALORES DE μ Y σ PARA
VARIABLES ALEATORIAS DISTRIBUIDAS NORMALMENTE





11.6.3 Distribución triangular:

La distribución triangular es una distribución de probabilidad continua, ver Fig 11.9.

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

El valor promedio y la desviación estándar (μ y σ) de la distribución pueden ser obtenidos con la siguiente relación :

$$\mu = \frac{x_1 + x_2 + x_3}{3}, \quad (5)$$

donde:

x_1 , x_2 , x_3 son los valores mínimo, máximo y más probable.

Hay muy pocas variables aleatorias que se distribuyen triangularmente; sin embargo, este tipo de distribución se emplea para llevar a cabo análisis de riesgo, conocidos como simulaciones.

Esta distribución es comúnmente usada para representar una distribución de posibles valores de la variable aleatoria cuando la única información que se conoce puede ser estimada como valores mínimo, máximo, y más probable.

El uso de la distribución triangular en la simulación se discutirá en el Capítulo III.

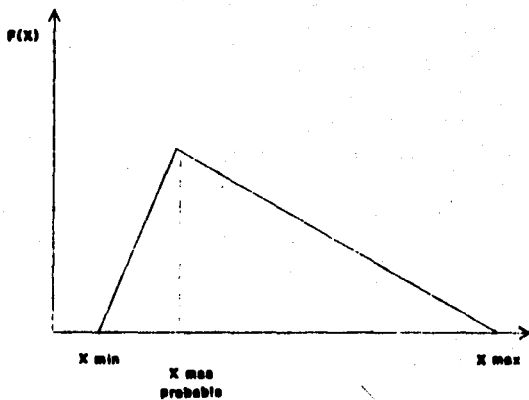


Fig 11.0 Ejemplo de una distribución triangular de la variable aleatoria

Para encontrar el área acumulada bajo la curva en una distribución triangular, se puede usar la siguiente ecuación:

$$x = \frac{(x')^2}{m} \quad (6)$$

donde $x' = (x - x_1)/(x_3 - x_1)$

$$m = (x_2 - x_1)/(x_3 - x_1)$$

El parámetro m es una constante para la distribución triangular y el valor de x' varía dependiendo del valor de x .

II.6.3 Distribución uniforme:

Es una distribución de probabilidad continua que describe una variable aleatoria, donde cualquier valor numérico de la variable es igualmente probable de ocurrir entre los límites superior e inferior.

La figura II.10 muestra que para una variable aleatoria x , todos los valores entre $X_{\text{mínimo}}$ y $X_{\text{máximo}}$ son igualmente probables de ocurrir.

El valor medio y la mediana de la distribución uniforme, coinciden con el punto medio; esto es:

$$\mu = \frac{X_{\text{mín}} + X_{\text{máx}}}{2} \quad (7)$$

La desviación estándar de una distribución uniforme puede ser calculada por la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(X_{\text{máx}} - X_{\text{mín}})^2}{12}} \quad (8)$$

La gráfica de frecuencia acumulada de una distribución uniforme se dibuja como se muestra en la Fig II.10.

Los únicos valores que se requieren son los límites superior e inferior de la variable.

Esta distribución también se emplea en el análisis de incertidumbre o riesgo (simulaciones).

El método de simulación para el análisis de incertidumbre permite a cualquier analista expresar los posibles valores en forma de distribución.

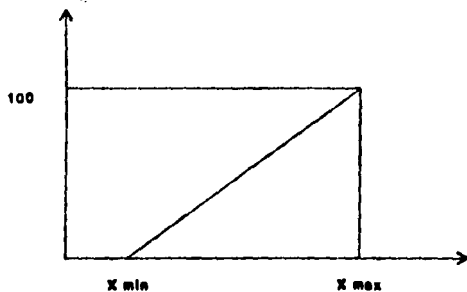
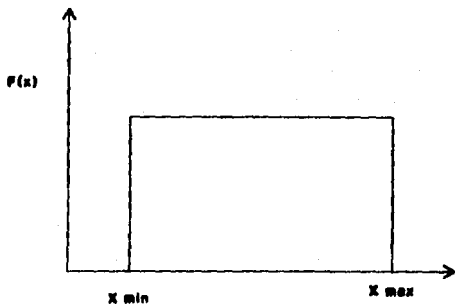


Fig II.10 Ejemplo de una distribución uniforme de la variable aleatoria

CAPITULO III
APLICACION DEL METODO
DE MONTECARLO PARA EL CALCULO
DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

III.1 METODO DE MONTECARLO PARA EL ANALISIS DE RIESGO

Los principios de probabilidad y estadística que se presentaron en el capítulo anterior serán aplicados al análisis de riesgo o incertidumbre.

El análisis de riesgo se ha aplicado en exploración, perforación de pozos, análisis económicos, etc. y en nuestro caso será utilizado para la estimación de las reservas de hidrocarburos.

Actualmente, a través del uso de esta técnica se ha empezado a tener un fuerte potencial para análisis de decisiones utilizando en especial el Método de Montecarlo como técnica para el análisis de incertidumbre.

El Método de Montecarlo es una técnica que permite determinar el riesgo, pero muy poco se ha desarrollado en el área de exploración y explotación como herramienta; por ejemplo, una aplicación de este método pudiera ser el siguiente caso:

Si se perforan algunos pozos se podría tener un 80% de riesgo de encontrar hidrocarburos o quizá un 20% o bien 0% de probabilidad, de aquí que esta técnica pueda proporcionar un procedimiento para aproximar los rangos esperados.

El Método de Montecarlo puede tomar muchas variables de las cuales no todas son independientes; algunas están interrelacionadas. Este método consiste en tomar números de manera aleatoria para realizar un número determinado de soluciones con las ecuaciones correspondientes en nuestro caso,

empleando ecuaciones para evaluar reservas de yacimientos de aceite negro con el fin de estimar el rango de reserva más probable de hidrocarburos; más adelante se detallará un poco más el procedimiento del método.

El primer paso dentro de la teoría de la probabilidad para resolver cualquier problema, es determinar cómo se lleva a cabo el proceso básico. En nuestro caso, para definir la cantidad de hidrocarburos en un yacimiento se han definido ecuaciones matemáticas con las cuales podemos calcular las reservas, estas ecuaciones se emplean para calcular las probabilidades; sin embargo, cualquier método que se desarrolle será una aproximación a lo que aquí se considera el proceso básico.

III.2 TECNICA DE SIMULACION PARA EL ANALISIS

El concepto de simulación ofrece una opción para describir el riesgo y la incertidumbre en diferentes formas de distribución de probabilidad para parámetros posibles.

La técnica de simulación ha sido desde hace mucho tiempo una herramienta muy importante. Esta surgió en los últimos años en la década de 1940, con los trabajos de John Von Neumann y Stanislaw Ulam, quienes a través del análisis por el Método de Montecarlo, en conjunto con una técnica matemática, resolvieron en forma aproximada problemas relacionados con las barreras

nucleares de protección, las cuales representaban un costo elevado al ser sometidos a experimentación.

En exploración del petróleo, este concepto comenzó a emplearse a principios de 1967; ahora tiene varios sinónimos tales como:

simulación aleatoria, simulación de Montecarlo o Método de Montecarlo.

Esta simulación no es más que una representación de la realidad mediante el empleo de un modelo o algún otro sistema que reaccione de manera similar a la realidad bajo un conjunto de condiciones dadas; esto implica la elaboración de un modelo matemático que describa el funcionamiento del sistema en cuanto a eventos y componentes individuales. Es útil en la resolución de problemas cuando no se conocen parcialmente los valores de las variables y no existe una manera directa de encontrar dichos valores.

Para el empleo de este método de simulación se consideró una combinación de distribución de probabilidad de variables aleatorias, usando la simulación en este caso para la evaluación de reservas de hidrocarburos.

Para ampliar un poco más la aplicación de los métodos de cálculo de reservas, se muestran en la Fig III.1 los principales aspectos relacionados con la aplicación del método.

nucleares de protección, las cuales representaban un costo elevado al ser sometidos a experimentación.

En exploración del petróleo, éste concepto comenzó a emplearse a principios de 1967; ahora tiene varios sinónimos tales como:

simulación aleatoria, simulación de Montecarlo o Método de Montecarlo.

Esta simulación no es más que una representación de la realidad mediante el empleo de un modelo o algún otro sistema que reaccione de manera similar a la realidad bajo un conjunto de condiciones dadas; esto implica la elaboración de un modelo matemático que describa el funcionamiento del sistema en cuanto a eventos y componentes individuales. Es útil en la resolución de problemas cuando no se conocen parcialmente los valores de las variables y no existe una manera directa de encontrar dichos valores.

Para el empleo de éste método de simulación se consideró una combinación de distribución de probabilidad de variables aleatorias, usando la simulación en este caso para la evaluación de reservas de hidrocarburos.

Para ampliar un poco más la aplicación de los métodos de cálculo de reservas, se muestran en la Fig. III.1 los principales aspectos relacionados con la aplicación del método.

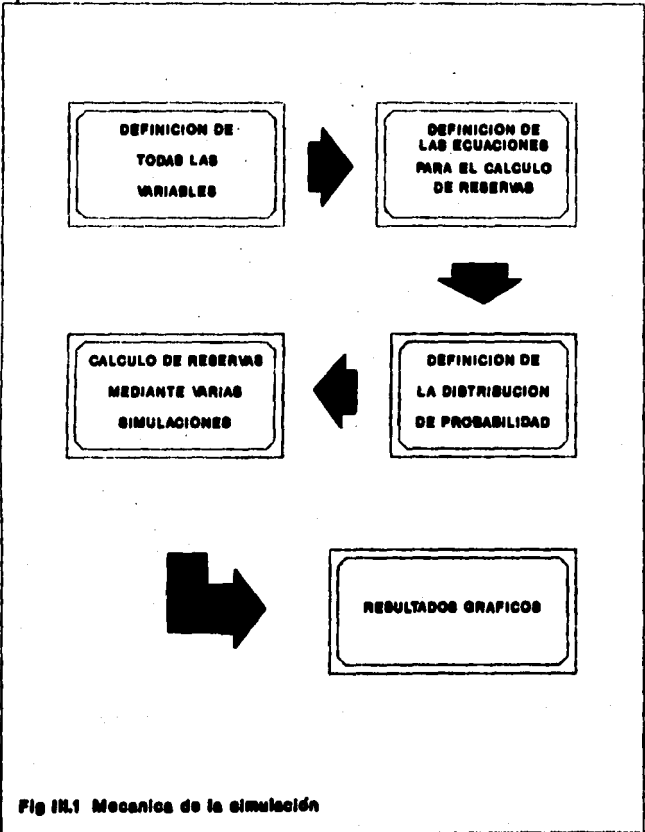


Fig IN.1 Mecánica de la simulación

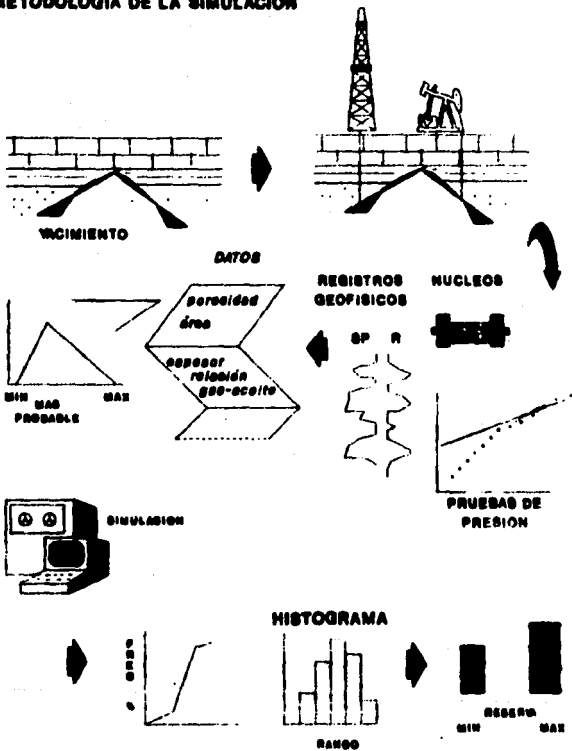
III.3 METODOLOGIA DEL PROGRAMA DE COMPUTO

Debido a que los yacimientos por lo regular no son homogéneos, es necesario proporcionar tres tipos de datos para la aplicación del Método de Montecarlo:

- a) un valor mínimo
- b) un valor máximo
- c) un valor más probable.

De los análisis de laboratorio, de registros, etc. Se obtienen los datos de las variables que se introducen al programa. A partir de allí, el valor más probable se refiere al valor más típico que se tenga del dato pedido; este valor, de acuerdo a la distribución de probabilidad triangular, debe estar entre los valores mínimo y máximo. De los datos introducidos el programa realizará un análisis estadístico por cada una de las variables donde serán precisamente obtenidos los valores mínimo, máximo y más probable; proporcionando además, el histograma correspondiente a la variable analizada. El programa calculará las reservas mínimas, máximas y más probables de un yacimiento, para tomarlas como base para el cálculo de 100 soluciones aleatorias. Al terminar las cien soluciones se mostrará un histograma realizado de acuerdo a los rangos con mayor probabilidad de ocurrir en todas las simulaciones.

METODOLOGIA DE LA SIMULACION



III.4 MECANICA DE LA SIMULACION

III.4.1 Definición de todas las variables:

El primer paso es definir los factores que intervienen en el cálculo de reservas de hidrocarburos:

Espesor, área, porosidad, factor de volumen, saturación de agua, relación gas aceite inicial, Factores de recuperación, Factor de recuperación del gas disuelto, Factor de encogimiento, Factor de encogimiento por licuables, Factor de recuperación de condensados y Factor de conversión de gas equivalente a líquido.

III.4.2 Definición de las ecuaciones para el cálculo de reservas de hidrocarburos para yacimientos de aceite negro.

A continuación, se definen las ecuaciones con las cuales se relacionan todas las variables, a partir de una simple ecuación o diferentes ecuaciones.

En algunos casos, algunas variables pueden quedar como parámetros cuyos valores son conocidos o bien valores que no sean conocidos exactamente.

-Volumen original de aceite a condiciones de yacimiento (m^3):

$$N_{Boi} = A \cdot e \cdot H \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$$

-Volumen original de aceite a condiciones estándar (m^3):

$$N = N_{Boi} / Boi$$

-Reserva original de aceite (m^3):

$$ROA = N \cdot Fra$$

-Reserva original de gas natural (10^9 m³):

$$ROGN = N \cdot R_{zi} \cdot F_{rg} \cdot 0.001$$

-Reserva original de gas húmedo (10^9 m³):

$$ROGH = ROGN \cdot F_{ei}$$

-Reserva original de gas seco (10^9 m³):

$$ROGS = ROGH \cdot F_{ei}$$

-Reserva original de condensados (m³):

$$ROC = RONG \cdot F_{rc} \cdot 0.001$$

-Reserva original de gas seco equivalente a líquido (10^9 m³):

$$ROGSEL = ROGS \cdot F_{egsl} \cdot 0.001$$

-Reserva original de petróleo crudo equivalente (m³):

$$ROPCE = ROA + ROC + ROGSEL$$

Las ecuaciones con las cuales se realizaron los cálculos de reservas de hidrocarburos, fueron proporcionadas por la Gerencia de Yacimientos de Petróleos Mexicanos.

La nomenclatura de las variables se muestran al final del trabajo

III.4.3 Definición de la distribución

Ya se ha mencionado que la distribución puede ser normal, uniforme, etc. o en nuestro caso, triangular.

Los resultados de la distribución pueden estar basados en histogramas o distribuciones de frecuencia.

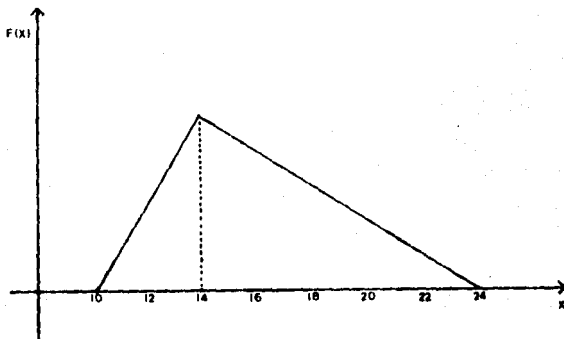
Para la distribución triangular, se requiere

especificar un valor mínimo, un valor máximo y uno más probable; este último, ubicándolo en cualquier punto entre los límites superior e inferior, o bien haciéndolo coincidir con el valor máximo o mínimo.

Para ilustrar el uso de esta distribución podemos suponer que tenemos los siguientes datos correspondientes a una variable x que pudiera ser el espesor de una formación:

10, 11, 12, 12, 12, 12, 16, 17, 19 y 24(m)

El resultado de la distribución triangular sería:



III.4.4 Cálculo de reservas de hidrocarburos mediante varias simulaciones

Los valores de las posibles variables como porosidad, área, espesor, permeabilidad, factor de volumen, factores de recuperación, etc, son procesados para que se realicen varias simulaciones y en función a la distribución de probabilidad triangular se tendrán resultados sobre los rangos de reservas más probables.

Cabe aclarar que la simulación del Método de Montecarlo, provee numerosas soluciones con una probabilidad de ocurrencia cada una y esto se logra haciendo varias corridas o bien varias iteraciones utilizando el programa de cómputo con una solución en particular obtenida de cada una de estas simulaciones.

El programa fue elaborado para que se realizaran 20 simulaciones con 100 soluciones aleatorias cada una, en donde en cada simulación se fueran obteniendo los valores de reserva con mayor probabilidad de ocurrencia (frecuencia).

Durante una simulación, con el valor de cada parámetro se realizará un cálculo del volumen de hidrocarburos el cual es seleccionado por soluciones aleatorias para el tipo de función de distribución, en este caso triangular.

El resultado son varias soluciones para el mismo problema.

ESTA TESIS NO DEBE
SER DE LA BIBLIOTECA

Este procedimiento es equivalente a realizar un número muy grande de soluciones determinísticas pero usando diferentes datos de entrada en cada cálculo.

Desde el punto de vista económico, la evaluación de reservas de hidrocarburos mediante éste método hace que aumenten los niveles de confiabilidad en la estimación de éstas.

III.4.5 Uso de los números aleatorios en la simulación

Ya en el Capítulo II se definió el significado de los números aleatorios, el cual es otro detalle que se incluye en la aplicación del Método de Montecarlo. El uso de los números aleatorios positivos en la simulación no tiene un orden de aparición y de cada 100 números dos son igualmente probables de ocurrir dentro de una misma secuencia. De esta forma, todos los números aleatorios tienen igual probabilidad de ocurrencia.

Los números aleatorios pueden ser obtenidos de diferentes fuentes; por ejemplo, algunos algoritmos para generar números aleatorios son usualmente programados en algunas calculadoras científicas los cuales se encuentran como una función de subrutina o bien en una librería en la misma calculadora.

Pero lo importante, es cómo son usados estos números aleatorios en el análisis de la simulación. Para ilustrar

el uso de éstos, supongamos que, una de las variables aleatorias que se tienen como entrada de datos, se encuentra distribuida en forma de frecuencia relativa como se muestra en el histograma de la Fig III.2. El histograma es convertido a su forma equivalente como frecuencia acumulada ver Fig III.3.

Ahora, suponiendo que se están realizando diferentes simulaciones para un valor de x y que en una simulación se obtuvo un número aleatorio de 55, entonces de acuerdo con la Fig III.3, para las ordenadas con este valor se lee en el eje de las abscisas un valor correspondiente a la variable x de 4.2 de acuerdo con el ejemplo.

Este es el valor de x el cual será usado en la ecuación correspondiente para realizar una simulación. En la siguiente simulación se podría obtener otro valor de x por haber generado un nuevo número aleatorio diferente al anterior. Si el procedimiento para un mismo ejemplo es repetido digamos 100 veces; se obtendrán 100 valores.

Es necesario recordar que los números aleatorios en algunos casos no tienen efecto en el sistema o mejor dicho, en el resultado de la probabilidad, tal es el caso del ejemplo anterior.

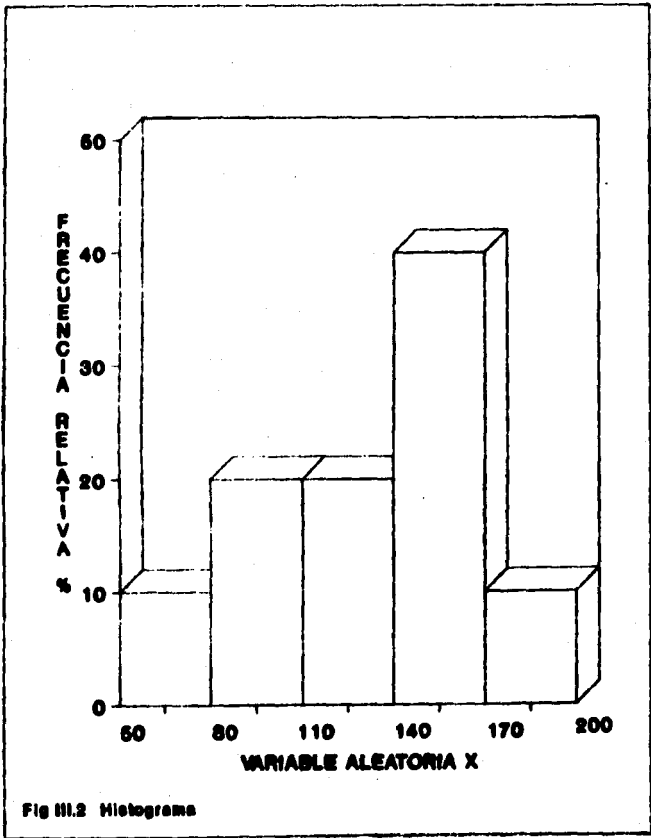


Fig III.2 Histograma

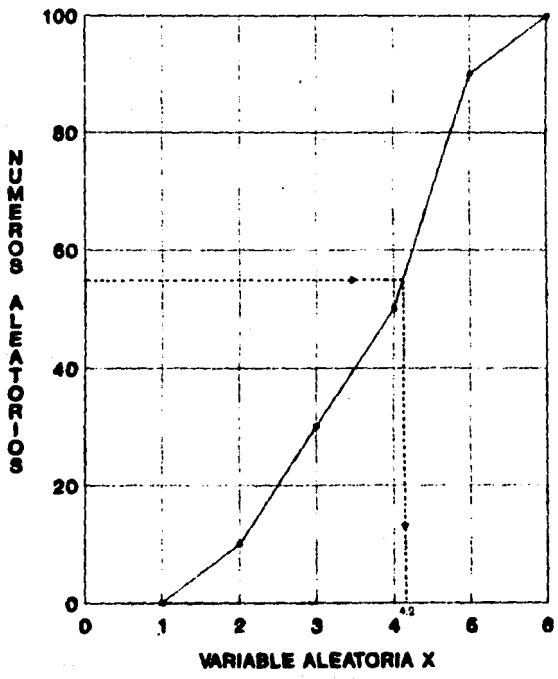


Fig III.3 Grafica de distribución acumulada

CAPITULO IV
PROGRAMA DE COMPUTO
Y EJEMPLO DE APLICACION

IV.1 DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO

El objetivo fundamental de este trabajo es la realización de un programa de cómputo, el cual fue elaborado como proyecto para la Gerencia de Yacimientos de Petróleos Mexicanos a través de un convenio con la Facultad de Ingeniería.

El programa se elaboró en lenguaje de programación Quick-Basic versión 4.5 en forma conversacional y con el uso de pantallas, lo cual hace accesible al usuario el empleo del mismo.

Para utilizar tal programa se requiere:

- de un sistema compatible con IBM-PC
- un monitor monocromático o de color
- una impresora

Para una mejor comprensión sobre la estructura del programa, se presenta un diagrama de flujo simplificado el cual se muestra a continuación

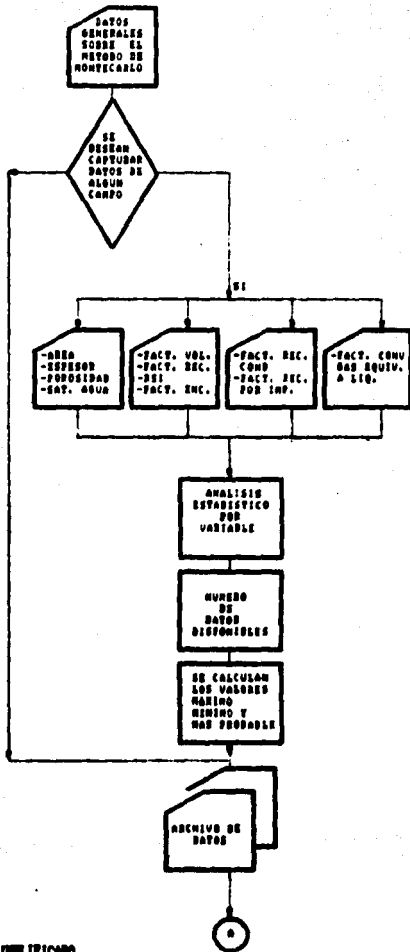
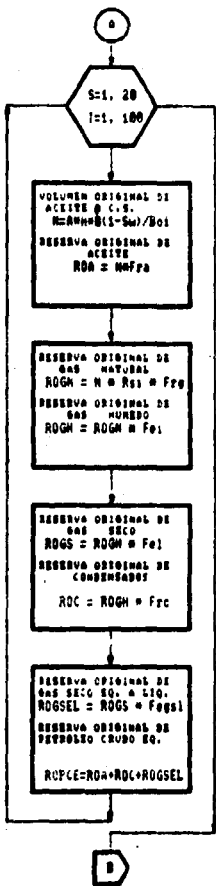


DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO



SE REALIZAN 20 SIMULACIONES CON 100 SOLUCIONES ALEATORIAS CADA UNA



IV.2 LISTADO DEL PROGRAMA DE COMPUTO

En esta sección se incluyen las principales subrutinas del programa de cómputo en las que se lleva a cabo el análisis estadístico para cada una de las variables, así como la elaboración del histograma correspondiente.

```

' PROGRAMA MONTECARLO SIMPLE VERSION 4.0          1990-1991
' PRINCIPALES SUBROUTINAS PARA LLEVAR A CABO ANALISIS PREVIO
' A CADA UNA DE LAS VARIABLES
' TALES SUBROUTINAS REALIZAN UN ANALISIS ESTADISTICO CON SU
' RESPECTIVO HISTOGRAMA

```

```
DECLARE FUNCTION InputDataX (label$( ), Value( ))
```

```
DECLARE FUNCTION DrawGraph$ (T AS ANY, label$( ), Value( ), N%)
```

```
TYPE TitleType
```

```
    MainTitle AS STRING * 40
```

```
    XTitle AS STRING * 40
```

```
    YTitle AS STRING * 18
```

```
END TYPE
```

```

' DE LOS DATOS INTRODUCIDOS POR VARIABLE SE ARCHIVAN LOS
' VALORES MINIMO, MAXIMO Y MAS PROBABLE

```

```
SUB Archiva (Archivo$, Variable( ), MaxProb, Minimo, Maximo)
```

```
OPEN "I", #1, Archivo$
```

```
    INPUT #1, N
```

```
        REDIM Variable(N)
```

```
    FOR IX = 1 TO N
```

```
        INPUT #1, Variable(IX)
```

```
    NEXT IX
```

```
    INPUT #1, Max, MaxProb, Minimo, Maximo
```

```
    CLOSE #1
```

```
END SUB
```

```

' SUBROUTINA PARA ELABORACION DEL HISTOGRAMA DE MANERA GRAFICA

```

```
FUNCTION DrawGraph$ (T AS TitleType, label$( ), Value( ), N%)
```

```
STATIC
```

```
CALL Clock(25, 67, 30, 0)
```

```

' SE ESTABLECE EL TAMAÑO DE LA GRAFICA

```

```
    CONST GRAPHTOP = 38, GRAPNBOTTOM = 149
```

```
    CONST GRAPNLEFT = 300, GRAPNRIGHT = 950
```

```
    CONST YLENGTH = GRAPNBOTTOM - GRAPHTOP
```

```

' SE CALCULAN LOS VALORES MINIMO Y MAXIMO PARA DAR LA ESCALA
' ADECUADA A LA GRAFICA

```

```

YMax = 0
YMin = 0
FOR IX = 1 TO NX
  IF Value(IX) < YMin THEN YMin = Value(IX)
  IF Value(IX) > YMax THEN YMax = Value(IX)
NEXT IX
' SE CALCULA EL ESPESOR DE CADA BARRA Y ESPACIO ENTRE ELLAS
BarWidth = (GRAPHRIGHT - GRAPHLEFT) / NX
BarSpace = 2 * BarWidth
BarWidth = BarWidth - BarSpace
SCREEN 2
CLS
LINE (270, 30)-(270, 149)
LINE (270, 149)-(300, 149)
StartX = 44 - (LEN(RTRIM$(T.MainTitle)) / 2)
LOCATE 2, StartX
LOCATE 2, 30: PRINT "                                HISTOGRAMA";
RTRIM$(T.MainTitle);
' POSICION DEL TITULO EN ELJE DE LAS ORDENADAS
StartX = CINT(13 - LEN(RTRIM$(T.Ytitle)) / 2)
FOR IX = 1 TO LEN(RTRIM$(T.Ytitle))
  LOCATE 8, 30: PRINT "F"
  LOCATE 9, 30: PRINT "r"
  LOCATE 10, 30: PRINT "e"
  LOCATE 11, 30: PRINT "c"
  LOCATE 12, 30: PRINT "u"
  LOCATE 13, 30: PRINT "e"
  LOCATE 14, 30: PRINT "h"
  LOCATE 15, 30: PRINT "c"
  LOCATE 16, 30: PRINT "i"
  LOCATE 17, 30: PRINT "a"
  PRINT MID$(T.Ytitle, IX, 1);
NEXT IX
' SE CALCULA EL FACTOR DE ESCALA
IF ABS(YMax) > ABS(YMin) THEN
  Power = YMax

```

```

ELSE
Power = YMin
END IF
Power = CINT(LOG(ABS(Power) / 100) / LOG(10))
IF Power < 0 THEN Power = 0
ScaleFactor = 10 ^ Power
YMax = CINT(YMax / ScaleFactor)
YMin = CINT(YMin / ScaleFactor)
IF Power <> 0 THEN
LOCATE 3, 2
PRINT "x 10^"; LTRIMS(STR$(Power))
END IF
* SE COLOCAN LAS MARCAS Y EL NUMERO MAXIMO SOBRE EL EJE Y
LOCATE 5, 29
PRINT USING "###"; YMax
LINE (GRAPHLEFT - 3, GRAPHBOTTOM)-STEP(3, 0)
LOCATE 20, 29
PRINT USING "###"; YMin
YMax = YMax * ScaleFactor
YMin = YMin * ScaleFactor
* ANOTACION EN EL EJE X
StartX = 44 - (LEN(RTRIMS(T.XTITLE)) / 2)
LOCATE 25, StartX
* SE CALCULA EL RANGO DEL PIXEL EN EL EJE Y
YRange = YMax - YMin
* SE DEFINEN LAS DIAGONALES EN LAS BARRAS
Title$ = CHR$(1) + CHR$(2) + CHR$(4) + CHR$(6) + CHR$(16) +
CHR$(32) + CHR$(64) + CHR$(128)
IF YMin < 0 THEN
Bottom = GRAPHBOTTOM - ((-YMin) / YRange * YLENGTH)
LOCATE INT((Bottom - 1) / 8) + 1, 5
PRINT "0";
ELSE
Bottom = GRAPHBOTTOM
END IF

```


* SE DIBUJA EL EJE X

LINE (GRAPHLEFT - 3, Bottom)-(GRAPHRIGHT, Bottom)

* SE DIBUJAN LAS BARRAS DE ACUERDO A LOS CORRESPONDIENTES VALORES

StartX = GRAPHLEFT + (BarSpace / 2)

FOR IX = 1 TO NX

BarMid = StartX + (BarWidth / 2)

CharMid = INT((BarMid - 1) / 8) + 1

LOCATE 20, CharMid - INT(LEN(RTRIMS(label\$(IX))))

PRINT label\$(IX):

BarHeight = (Value(IX) / YRange) * YLENGTH

LINE (StartX, Bottom)-STEP(BarWidth, -BarHeight), , B

PAINT (BarMid, Bottom - (BarHeight / 2)), Title\$, 1

StartX = StartX + BarWidth + BarSpace

NEXT IX

END FUNCTION

SUB encuentra (vector(), Fe(), Vector1(), b)

REDIM Fe(31), Vector1(31)

a = 1: b = 1

FOR I = 2 TO 20

FOR I = 20 TO 1 STEP -1

IF vector(I - 1) > vector(I) THEN SWAP vector(I - 1),

vector(I)

NEXT I

NEXT I

Fe(I)=1

FOR I = 1 TO 20

IF vector(I) = vector(I + 1) THEN

Fe(b) = a + 1

a = a + 1

ELSE

Vector1(b) = vector(I)

IF I < 20 THEN

b = b + 1

```

        Fe(b) = 1
        a = 1
    END IF
END IF
NEXT I
END SUB
' SALIDA DEL ARCHIVO
SUB Envía (Archivo$, N, Variable(), Mec, MasProb)
OPEN Archivo$ FOR OUTPUT AS #1
    WRITE #1, N
    FOR IX = 1 TO N
        WRITE #1, Variable(IX)
    NEXT IX
    WRITE #1, Mec, MasProb, Variable(1), Variable(N)
CLOSE #1
END SUB
FUNCTION InputDataX (label$( ), Value( )) STATIC
' SE INICIALIZA DE ACUERDO AL NUMERO DE DATOS
    NumDataX = 0
    DoneX = FALSE
    CALL Clock(25, 67, 30, 0)
    DO
        NumDataX = NumDataX + 1
        PRINT
        PRINT "Barra("): PRINT USING "###";
LTRIMS(STR$(NumDataX)); ")"
        INPUT ; " . marca de clase? "; label$(NumDataX)
        IF label$(NumDataX) <> "" THEN
            PRINT USING "###"; SPC(35);
            INPUT "frecuencia absoluta (%)? ", X(NumDataX)
            ELSE
                NumDataX = NumDataX - 1
                DoneX = TRUE
            END IF
        LOOP UNTIL (NumDataX = 5) OR DoneX

```

```

    InputDataX = NumDataX
    END FUNCTION
' SUBROUTINA PARA COLOCAR NOMBRE A CADA UNO DE LOS EJES
SUB InputTitles (T AS TitleType) STATIC
SCREEN 0, 0
COLOR 14, 1, 7
CLS
END SUB
' LA SIGUIENTE SUBROUTINA LLEVA A CABO EL ANALISIS ESTADISTICO
,
SUB Tratprev (N, v(), Mec, MasProb)
' SE SELECCIONA TIPO DE MONITOR
IF Monitor.tipoX THEN
    COLOR 14, 1, 7
ELSE
    COLOR 7, 0, 7
END IF
CALL Marcos(7, 0, 1, 80, 1, 25)
' SE DA INICIO CON EL TRATAMIENTO PREVIO DE LA INFORMACION DE '
ACUERDO AL NUMERO DE DATOS DISPONIBLES QUE SE TENGA POR '
VARIABLE:
LOCATE 8, 10: PRINT "Numero de datos disponibles"
LOCATE 8, 40: INPUT N
IF Monitor.tipoX THEN
    COLOR 14, 1, 7
ELSE
    COLOR 7, 0, 7
END IF
' SE VAN PIDIENDO CADA UNO DE LOS VALORES
REDIM v(N)
FOR I = 1 TO N
    LOCATE 10, 20: PRINT "          ";
    LOCATE 10, 10: PRINT "VALOR ("; I; ")";
    INPUT v(I)
NEXT I
PRINT : PRINT : PRINT

```

CLS :IF Monitor.TipoX THEN

 COLOR 14, 1, 7

 ELSE

 COLOR 7, 0, 7

 END IF

 CALL Marcos(7, 0, 10, 70, 5, 7)

 IF Monitor.TipoX THEN

 COLOR 14, 1, 7

 ELSE

 COLOR 7, 0, 7

 END IF

 ' UNA VEZ TECLEADOS LOS VALORES, LOS DATOS DE LA VARIABLE SE '
 MUESTRAN

 LOCATE 6, 17: PRINT "SE MUESTRAN LOS VALORES QUE HAN SIDO
 INTRODUCIDOS"

 IF Monitor.TipoX THEN

 COLOR 14, 1, 7

 ELSE

 COLOR 7, 0, 7

 END IF

 COLOR 14, 1, 7

 PRINT

 PRINT

 J = 0

 FOR I = 1 TO N

 PRINT "C"; I; "=";

 PRINT USING "#####"; v(I);

 J = J + 1

 IF J = 5 THEN PRINT : J = 0

 NEXT I

 ' ANTES DE PROSEGUIR CON EL ANALISIS SE PODRAN EFECTUAR LOS '
 CAMBIOS POR SI ALGUN DATO FUE INTRODUCIDO ERRONEAMENTE.

 PRINT : PRINT

 1 LOCATE 19, 62: PRINT "

"

 LOCATE 20, 5: PRINT "Deseas hacer algun cambio de los valores

```

                                (S/N)";
INPUT a$
  IF a$ = "n" OR a$ = "N" GOTO 10
2 LOCATE 21, 5: PRINT "Introduce el numero correspondiente al
valor que deseas modificar";
  INPUT vc: IF vc < 0 OR vc > N THEN LOCATE 21, 72: PRINT "
":
  IF vc > N
    THEN LOCATE 19, 62: PRINT "ERROR, verifica": GOTO
2
    LOCATE 22, 32: PRINT " "
  LOCATE 22, 5: PRINT "Teclea el nuevo valor correcto";
  INPUT v(vc)
  GOTO 1
10 CLS
  IF Monitor.tipo% THEN
    COLOR 14, 1, 7
  ELSE
    COLOR 7, 0, 7
  END IF
                                LOCATE 24, 50: PRINT "
                                Ordenando datos...."
' AQUI SE ORDENAN LOS DATOS DE MANERA CRECIENTE
  FOR I = 2 TO N
    FOR J = N TO 1 STEP -1
      IF v(J - 1) > v(J) THEN SWAP v(J - 1), v(J)
    NEXT J
  NEXT I
CLS :
  IF Monitor.tipo% THEN
    COLOR 14, 1, 7
  ELSE
    COLOR 7, 0, 7
  END IF
  CALL Marcos(7, 0, 10, 70, 5, 7)
  IF Monitor.tipo% THEN

```

```

        COLOR 14, 1, 7
    ELSE
        COLOR 7, 0, 7
    END IF
' SE MUESTRAN LOS VALORES YA ORDENADOS
LOCATE 6, 11: PRINT "      LOS DATOS DE PRUEBA SE MUESTRAN DE
MANERA CRECIENTE"
PRINT
PRINT
J = 0
FOR I = 1 TO N
    PRINT USING "#####.###"; v(I);
    J = J + 1
    IF J = 4 THEN PRINT : J = 0
NEXT I
'EN ESTA PARTE, DE ACUERDO AL NUMERO DE DATOS DISPONIBLES DE
' CADA UNA DE LAS VARIABLES, SE DETERMINAN EL NUMERO DE
' INTERVALOS Y EL INCREMENTO PARA CADA UNO
PRINT : PRINT : PRINT
IF N <= 10 THEN Z = 4: T = 1
IF N > 10 THEN Z = 6: T = 5
DIM F(Z), m(Z, 1), X(Z)
PRINT "      Numero de intervalos          = "; Z
PRINT "      Incremento para cada intervalo  = "; T
T = v(N) - v(1) + H
c = T / Z
PRINT "      El rango real correspondiente es = ";
USING "###.###"; T
PRINT "      El tamaño del intervalo es     = ";
USING "###.###"; c
LOCATE 24, 20: PRINT " oprima ";
PRINT "DY <Enter> para continuar.";
CALL Pausa
CLS :
IF Monitor.tipoX THEN
    COLOR 15, 1, 7

```

```

ELSE
    COLOR 7, 0, 7
END IF
CALL Marcos(7, 0, 23, 65, 3, 5)
IF Monitor.tipoX THEN
    COLOR 14, 1, 7
ELSE
    COLOR 7, 0, 7
END IF
' AQUI SE EFECTUA EL ANALISIS DONDE SE MOSTRARA LA TABLA DE '
RESULTADOS
LOCATE 4, 24: PRINT "      ANALISIS ESTADISTICO POR VARIABLE
"
m(1, 0) = v(1)
m(1, 1) = v(1) - .1 + c
FOR I = 2 TO Z
    m(I, 0) = m(I - 1, 0) + c
    m(I, 1) = m(I - 1, 1) + c
NEXT I
FOR J = 1 TO Z
    FOR I = 1 TO N
        IF m(J, 0) - .05 < v(I) AND v(I) < m(J, 1) + .05 THEN
F(J)          = F(J) + 1
        NEXT I
    NEXT J
PRINT : PRINT : PRINT :
IF Monitor.tipoX THEN
    COLOR 14, 1, 7
ELSE
    COLOR 7, 0, 7
END IF
PRINT CHR$(218);
FOR I = 1 TO 17: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(194);
FOR I = 1 TO 19: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT

```

```

CHRS(194);
  FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(194);
  FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(194);
  FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(194);
  FOR I = 1 TO 16: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(191)
    PRINT CHR$(179); " Intervalos de "; CHR$(179); "
Intervalos      reales ";
    PRINT CHR$(179); " Frecc "; CHR$(179); " Frecc ";
CHRS(179); "      Frecc ";
    PRINT CHR$(179); "      "; CHR$(179)
    PRINT CHR$(179); "      clase      "; CHR$(179); "      de
clase      ";
    PRINT CHR$(179); " absol "; CHR$(179); "      x      ";
CHRS(179); "      acuuu ";
    PRINT CHR$(179); " Marca de clase "; CHR$(179)
    PRINT CHR$(195);
  FOR I = 1 TO 17: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(197);
  FOR I = 1 TO 19: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(197);
  FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(197);
  FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(197);
  FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(197);
  FOR I = 1 TO 16: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHRS(190);
  FOR I = 1 TO Z
    F(0) = F(0) + F(I)
    X(I) = (m(I, 0) + m(I, 1)) / 2

```



```

PRINT CHR$(179); USING "#####"; m(I, 0);
PRINT " -"; USING "##### "; m(I, 1); : PRINT
CHR$(179);
PRINT USING "#####"; (m(I, 0) + .05); : PRINT "
-";
PRINT USING "#####"; (m(I, 1) + .05); : PRINT " ";
CHR$(179);
PRINT USING "#### "; F(I); : PRINT CHR$(179);
PRINT USING "#### "; (100 * F(I) / N); : PRINT
CHR$(179);
PRINT USING "#### "; F(I) + 1;
PRINT CHR$(179); USING " ##### "; X(I); :
PRINT
      CHR$(179)
      NEXT I
      PRINT CHR$(192);
      FOR I = 1 TO 17: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(193);
      FOR I = 1 TO 19: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(197);
      FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
      CHR$(197);
      FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(197);
      FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(197);
      FOR I = 1 TO 16: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(217)
      PRINT TAB(39); CHR$(179); USING "#### "; F(I); :
PRINT
      CHR$(179);
      PRINT USING "#### "; (100 * F(I) / N); : PRINT
CHR$(179);
      PRINT USING "#### "; F(I) + 1;
      PRINT CHR$(179)
      PRINT TAB(39); CHR$(192);
      FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT

```

```

CHR$(193);
      FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(193);
      FOR I = 1 TO 7: PRINT CHR$(196); : NEXT I: PRINT
CHR$(217);

```

```

      PRINT
      Mec = (v(1) + v(N)) / 2
      SUMA = 0
      FOR I = 1 TO N
        SUMA = v(I) + SUMA
      NEXT I
      MasProb = SUMA / N
      PRINT "          MAS PROBABLE = ";
      PRINT USING "###.###"; MasProb
      PRINT "          VAL MIN      = "; v(1)
      PRINT "          VAL MAX      = "; v(N)
      LOCATE 24, 20: PRINT " oprima ";
      PRINT "DY (Enter) para continuar.";

```

CALL Pausa

' SE REGRESA AL PROGRAMA FUENTE PARA ELABORAR EL HISTOGRAMA
' CORRESPONDIENTE

```

DIM Titulo$ AS TitleType, label$(1 TO 5), Value(1 TO 5)
CONST FALSE = 0, TRUE = NOT FALSE
DO

```

```

  CLS :
  IF N <= 10 THEN NX = 3
  IF N > 10 THEN NX = 5
  FOR I = 1 TO Z - 1
    PRINT USING "###"; F(I);
  NEXT I
  NewGraph$ = DrawGraph$(Titulo$, label$(0), FC), NX)
  LOOP WHILE NewGraph$ = "Y"
  LOCATE 24, 1: PRINT "oprima (ENTER) para continuar.";
  LOCATE 24, 56: PRINT "Mas Probable = ";
  PRINT USING "###.###"; (SUMA / N)
  LOCATE 0, 2: PRINT " Preso          Rango"

```

```

PRINT
FOR I = 1 TO Z - 1
  PRINT CHR$(64 + I);
  PRINT TAB(3): USING "## #### - ####"; F(I);
X(I),          X(I + 1)
NEXT I
IF N <= 10 THEN
  LOCATE 20, 35: PRINT "      A      B      C"
END IF
IF N > 10 THEN
  LOCATE 20, 35: PRINT "      A      B      C      D      E"
END IF
CALL Pausa
SCREEN 0
END SUB

```

IV.3 EJEMPLO DE APLICACION Y RESULTADOS DEL PROGRAMA

Aquí sección se presenta una corrida del programa respetando la aparición de cada pantalla del programa de cómputo.

Por otra parte, se incluye la explicación de cada una de las pantallas del programa, así como la manera en que deben ser introducidos cada uno de los valores.

El programa es de tipo conversacional, con lo cual se facilita su manejo. Los datos se introducen utilizando pantallas que permiten su captura, con lo cual se reduce la posibilidad de cometer errores al introducir la información.

Los resultados pueden obtenerse de manera tabular o gráfica, facilitando así la interpretación de los mismos.

Al inicio aparecerá la Fig IV.1, con la que se captura la información requerida sobre el tipo de monitor (monocromático o color). También en esta pantalla se indicará si se requieren imprimir los resultados.

La Fig IV.2 muestra el nombre del programa y los autores.

Al final de esta pantalla, así como de las subsiguientes, la forma de continuar con la ejecución del programa estará indicada al pie de cada una de las pantallas.

Programa Montecarlo Simple Para 20 Simulaciones con 100 Estimaciones de reservas aleatorias cada una

Oprime una C o una M dependiendo del tipo de monitor

El Monitor es en color o Monocromatico (C/M) ?

Se requieren imprimir los resultados (S/N)

Fig IV.1

U . N . A . M .

Cálculo de reservas de hidrocarburos aplicando el método de Montecarlo. Versión 4.0 1/Marzo/91

Universidad Nacional Autónoma de México.
 Facultad de Ingeniería.
 División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.
 Departamento de Explotación del Petróleo.
 José Luis Arellano Mejía
 Ing. Ramiro Acero Hernández.



Cualquier tecla para continuar

Fig IV.2

La siguiente pantalla corresponde a la Fig IV.3 en la cual, como se observa en su parte inferior, se puede seleccionar la opción para ver la introducción o ejecución del programa.

Si la opción seleccionada es la de "INTRODUCCION", aparecera en la pantalla la descripción general del programa y algunos comentarios respecto al método empleado para el cálculo de las reservas. Si la opción seleccionada es la de "MONTECARLO", entonces dará inicio a la captura de datos correspondientes para llevar a cabo el análisis estadístico por variable.

U . N . A . M .

Calculo de reservas de hidrocarburos aplicando
el método de Montecarlo. Versión 4.0 1/Marzo/91

Universidad Nacional Autónoma de México.
Facultad de Ingeniería.
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.
Departamento de Explotación del Petróleo.
José Luis Arellano Mejía
Ing. Ramiro Acero Hernández.

Introducción
Montecarlo
Corrección
Salir al sistema

Polp PgDe End Home para seleccionar una opción
y oprima <Enter> para continuar.

01-01-1990

04:44:56 am

Fig IV.3 Opciones para la ejecución del programa.

METODO DE MONTECARLO PARA EL CALCULO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS



PEMEX



Al seleccionar la opción de "MONTECARLO", las pantallas mostradas de la Fig IV.4 a la Fig IV.9 muestran los valores ya capturados de cada una de las variables

Suponiendo que se desea capturar una serie de datos disponibles de porosidad, con las teclas \uparrow \downarrow deberá ubicarse en la línea correspondiente y una vez posicionado oprimir (Enter). Si no se desea capturar nuevos datos entonces se continúa con la tecla F1.

A continuación deberá telearse el número de datos que serán capturados e introducir cada uno de ellos, Fig IV.10.

Posteriormente, el programa mostrará los datos introducidos.

En este momento, el usuario podrá verificar si efectivamente los datos fueron capturados de manera correcta o si por algún motivo uno de los datos es incorrecto; en tal caso se podrán modificar antes de que se lleve a cabo el análisis estadístico, el ejemplo se ilustra en la Fig IV.11.

Después, los datos se ordenan de manera creciente; una vez ordenados, en la parte inferior se mostrará el número de intervalos y el incremento para cada intervalo, Fig IV.12.

Dichos parámetros fueron fijados tomando en consideración que el número de datos disponibles por variable a manejar sería en promedio de 10 a 40; además se tomaron en cuenta para la

elaboración del histograma mostrado en la figura correspondiente.

Ahora se llevará a cabo el análisis estadístico elaborado a partir de los datos capturados donde se muestran:

Los intervalos de clase, frecuencia relativa, frecuencia acumulada, marcas de clase y los resultados correspondientes al valor máximo, valor mínimo y más probable, Fig IV.14.

El programa fue elaborado de tal forma que si se desean introducir nuevos datos al programa, el usuario tenga la disponibilidad de hacerlo tantas veces como sea necesario, antes de que se inicie la aplicación del método.

Una vez que ya se tienen los datos capturados correspondientes a un campo en especial y no se hará ninguna modificación, en la Tabla IV.1 se muestran los primeros cálculos realizados donde se indican las reservas mínimas, máximas y más probables calculadas a partir de los datos introducidos. Si el usuario desea capturar otros datos podrá hacerlo en este momento; o bien, podrá imprimir la tabla de resultados oprimiendo la tecla F10.

Ya que se ha teclado F1 ó F10, se dará inicio a la simulación; aquí cabe aclarar que el método fue modificado para que realizara 20 simulaciones con 100 soluciones aleatorias cada

una, por lo que el tiempo de cómputo que tarda el programa en realizar todos estos cálculos dependerá del tipo de microcomputadora en la que se esté corriendo ; sin embargo, el tiempo máximo que tarda el programa en realizar los cálculos es de aproximadamente 16 minutos y en una computadora con coprocesador matemático el tiempo máximo es de 3 minutos. Así mismo, mientras se están llevando a cabo las iteraciones se van mostrando los cálculos de las reservas mínimas, máximas y más probables, esto se aprecia en la Fig IV.15.

Quando ya se han terminado las 20 simulaciones, se muestran los rangos de reservas que tuvieron mayor probabilidad de ocurrir durante las 20 simulaciones, Tabla IV.2, y los resultados correspondientes a la media, mediana y moda .

En la Fig IV.16 se puede observar la gráfica de frecuencia acumulada donde los valores de la media y moda pueden ser verificados.

Con los datos mostrados en la Tabla IV.2 se construye el histograma que se muestra en la Fig IV.17, elaborado con los rangos de reservas más probables. De esta manera se concluye con la simulación.

Espesor	[m]
Area	[Km ²]
Porosidad	[m ³ p/m ³ r]
Saturación de agua	[m ³ w @ C.V./m ³ p]

PgUp PgDn End Home para seleccionar una variable
introducir datos y llevar a cabo analisis estadistico
y oprima \rightarrow (Enter) para continuar.

F1 Para continuar si no hay modificacion de datos

Fig IV.4 Selección de la variable para la captura de datos.
Lectura de datos

YACIMIENTO DE ACEITE NEGRO

Espesor [metros]	
Valor mínimo	25.00
Valor máximo	40.00
Valor más probable	31.48

Porosidad ϕ [m ³ de poros / m ³ de roca]	
Valor mínimo	0.0200
Valor máximo	0.1600
Valor más probable	0.0627

Area del yacimiento [Kilometros ²]	
Valor mínimo	2.234
Valor máximo	4.750
Valor más probable	3.214

Saturación de agua Sw [m ³ de agua @ C.V / m ³ de poros]	
Valor mínimo	0.1000
Valor máximo	0.2300
Valor más probable	0.1291

F1 Continuar F9 Corregir datos

F10 Salir del programa

Fig IV.5 Se muestran los valores mínimo, máximo y más probable, correspondientes a cada variable.

Factor de volumen	[m ³ o @ C.V./m ³ o @ C.G.]
Factor de recuperación	[m ³ o @ C.V./m ³ o @ C.G.]
Relacion gas disuelto aceite inicial	[m ³ gd @ C.G./m ³ o @ C.G.]
Factor de recuperación del gas disuelto	[Adimensional]

FgPp FgDw End Home para seleccionar una variable
introducir datos y llevar a cabo el analisis estadistico
y oprima \leftarrow <Enter> para continuar.

F1 Para continuar no hay modificacion de datos

Fig IV.6

Lectura de datos

Factor de volumen inicial Boi [m ³ ac. @ C.V. / m ³ ac. @ C.G]	
Valor mínimo	1.499
Valor máximo	2.356
Valor más probable	1.760

Relac. gas dis. aceite inic. Rsi [m ³ gd. @ C.G. / m ³ ac. @ C.G]	
Valor mínimo	100.0
Valor máximo	401.0
Valor más probable	242.7

Factor de recuperación [m ³ ac rec @ C.V./m ³ ac orig @ C.G.]	
Valor mínimo	0.180
Valor máximo	0.250
Valor más probable	0.225

Factor de rec. del gas disuelto	
Valor mínimo	0.200
Valor máximo	0.250
Valor más probable	0.227

F1 Continuar F9 Corregir datos

F10 Pantalla anterior

Fig IV.7

Factor de encogimiento por impurezas	[Adimensional]
Factor de recuperación por condensados	[m ³ ac. C.S. / mm m ³ gas @ C.S.]
Factor de encogimiento por licuables	[Adimensional]
Factor de conversión	[m ³ ac. C.S. / mm m ³ gas @ C.S.]

Apda. Fpbw End Home para seleccionar una opción
 introducir datos y llevar a cabo análisis estadístico
 y oprima \leftarrow (Enter) para continuar.

F1 Para continuar si no hay modificación de datos

Fig IV.8

Lectura de datos

Fac. de encogimiento por impurezas	
Valor mínimo	0.976
Valor máximo	0.796
Valor más probable	0.940

Fac. de encogimiento por licuables	
Valor mínimo	0.816
Valor máximo	0.900
Valor más probable	0.899

Fac. de rec. de condensados [m ³ ac. @ C.S. / mm m ³ gas @ C.S.]	
Valor mínimo	299.0
Valor máximo	681.0
Valor más probable	444.7

Fac. de conv. de gas equiv. a liq. [m ³ ac. @ C.S. / mm m ³ gas @ C.S.]	
Valor mínimo	978.0
Valor máximo	1122.7
Valor más probable	1075.3

F1 Continuar F10 Regresar

Fig IV.9

Número de datos disponibles ? 25

VALOR (1) ? 25

Fig IV.10 Una vez seleccionada la variable se introducen los datos.

SE MUESTRAN LOS VALORES QUE HAN SIDO INTRODUCIDOS

(1) = 25,000 (2) = 40,000 (3) = 31,000 (4) = 32,000 (5) = 33,000
(6) = 34,000 (7) = 37,000 (8) = 39,000 (9) = 33,000 (10) = 26,000
(11) = 27,000 (12) = 28,000 (13) = 29,000 (14) = 30,000 (15) = 31,000
(16) = 33,000 (17) = 35,000 (18) = 27,000 (19) = 37,000 (20) = 37,000
(21) = 30,000 (22) = 30,000 (23) = 30,000 (24) = 30,000 (25) = 30,000

Desear hacer algun cambio de los valores (S/N) ?

Fig IV.11 En esta sección se podrá modificar cualquier valor.

LOS DATOS DE PRUEBA SE MUESTRAN DE MANERA CRECIENTE

25.0000	26.0000	27.0000	27.0000
28.0000	29.0000	30.0000	30.0000
30.0000	30.0000	30.0000	30.0000
30.0000	31.0000	31.0000	32.0000
33.0000	33.0000	33.0000	34.0000
35.0000	37.0000	37.0000	39.0000
40.0000			

Numero de intervalos = 6
 Incremento para cada intervalo = 5
 El rango real correspondiente es = 15.000
 El tamaño del intervalo es = 2.500

oprima <Enter> para continuar.

Fig IV.12

ANALISIS ESTADISTICO POR VARIABLE

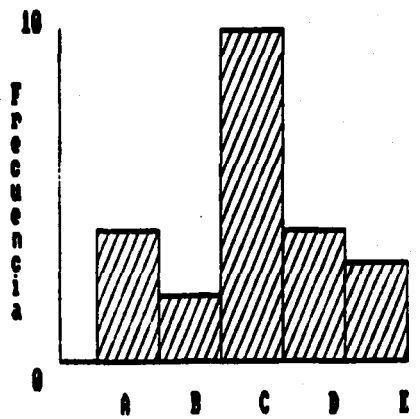
Intervalos de clase	Intervalos reales de clase	Frec. absol	Frec. %	Frec. acumu	Marca de clase
25.0 - 27.4	25.05 - 27.45	4	16.0	5	26.20
27.5 - 29.9	27.55 - 29.95	2	24.0	7	28.70
30.0 - 32.4	30.05 - 32.45	10	64.0	17	31.20
32.5 - 34.9	32.55 - 34.95	4	80.0	21	33.70
35.0 - 37.4	35.05 - 37.45	3	92.0	24	36.20
37.5 - 39.9	37.55 - 39.95	1	96.0	25	38.70
		24	96.00	25	

MAS PROBABLE = 31.4800
 VAL MIN = 25
 VAL MAX = 40
 oprima <Enter> para continuar.

Fig IV.14 Resultados del análisis

HISTOGRAMA

	Free	Rango
A	4	26.2000 - 28.7000
B	2	28.7000 - 31.2000
C	10	31.2000 - 33.7000
D	4	33.7000 - 36.2000
E	3	36.2000 - 38.7000



oprima <ENTER> para continuar.

Has Probado = 31.4000

Valores.	Reserva Orig. aceite m3	Reserva Orig. de Condens. m3	Reserva Orig. gas seco m3	Reserva de gas Equiv.a liquido m3	Reserva Tot Hidr. liq. m3
mínimo	120797	5750	15692408	15347	141894
máximo	2483871	662019	904078656	1015045	4160935
más Prob.	706811	72198	145911952	156903	938912

Valores.	Reserva Orig. aceite bl	Reserva Orig. de Condens. bl	Reserva Orig. gas seco Mmole3	Reserva de gas Equiv.a liquido bl	Reserva Tot Hidr. liq. bl
mínimo	759777	36166	554	96829	892472
máximo	15622804	4163900	31927	6384330	26171032
más Prob.	4445627	454106	5183	986871	5866404

F1 Continuar

F9 Regresar

F10 Imprimir tablas

Tabla IV.1 Cálculo de las reservas mínimas, máximas y más probables.

Se realizarán 20 simulaciones con 100 soluciones aleatorias cada una

SIMULACION N° 1

YACIMIENTO DE ACEITE NEGRO	
Reserva original de aceite	= 698,587
Reserva original de condensados	= 91,630
Reserva original de gas equivalente a líquido	= 164,424
Reserva original de petróleo crudo equivalente	= 954,641

El proceso aleatorio está terminado.

El programa está ahora ordenando los datos.

90

Fig IV.10 En esta memoria se lleva a cabo la selección de los números aleatorios con los que se calcula la reserva de hidrocarburos.

Resultados del histograma obtenidos con 20 simulaciones

Nº de Simulación	Res. Hidr. Liq. Tot. m3	Rango	Muestra %
1	1,085,367	1,165,748	10.0
2	844,224	924,605	9.0
3	924,605	1,004,986	9.0
4	763,844	844,224	10.0
5	763,844	844,224	10.0
6	763,844	844,224	12.0
7	1,165,748	1,246,129	11.0
8	924,605	1,004,986	11.0
9	1,085,367	1,165,748	11.0
10	763,844	844,224	10.0
11	844,224	924,605	11.0
12	683,463	683,463	9.0
13	1,326,889	1,406,890	12.0
14	1,085,367	1,165,748	8.0
15	683,463	763,844	11.0
16	763,844	844,224	9.0
17	1,004,986	1,085,367	11.0
18	683,463	763,844	13.0
19	844,224	924,605	11.0
20	844,224	924,605	15.0

Oprima cualquier tecla para continuar

Hidrocarburos líquidos totales

Media : Reserva promedio de todas las simulaciones =	1,155,231 (a3)
Media : Reserva promedio de todas las simulaciones =	7,268,098 (b1)
Mediana de la reserva del yacimiento (50) =	1,142,925 (a3)
Mediana de la reserva del yacimiento (50) =	7,188,653 (b1)
Moda de todas las simulaciones =	844,224 (a3)
Moda de todas las simulaciones =	5,562,704 (b1)
Moda - Más probable =	1,497 (a3)
Moda - Más probable =	529,910 (b1)

Oprima cualquier tecla para continuar

Tabla IV.3 Rangos de reserva más probable de 20 simulaciones

FREC. ACUMULATIVA (PORCIENTO)

FRECUENCIA ACUMULATIVA DE LA RESERVA

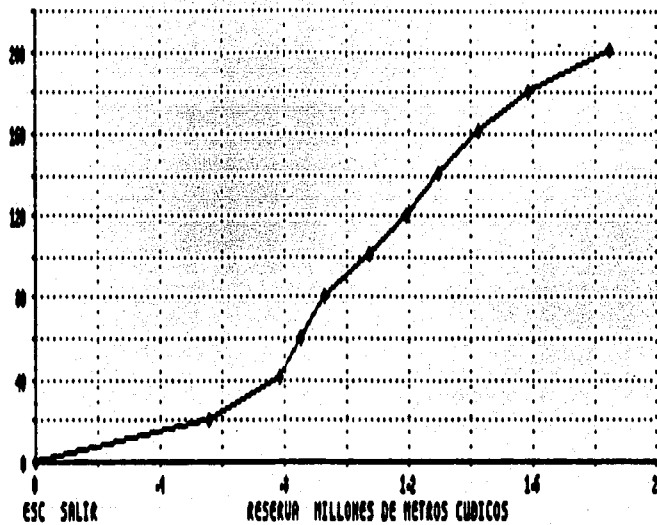
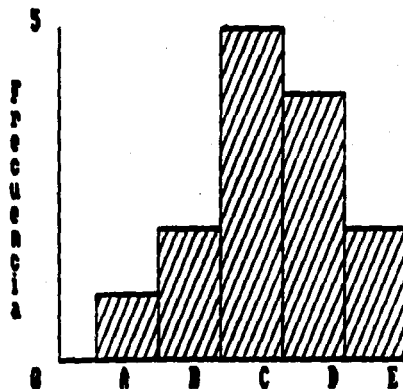


FIG. IV. 10

HISTOGRAMA DE LAS 20 SIMULACIONES CON 100 ENSAYOS

	Free	Rango	
0.683	0.683	-	0.683
0.683	0.683	-	0.764
0.764	0.764	-	0.844
0.844	0.844	-	0.925
0.925	0.925	-	1.005
1.005	1.005	-	1.085
1.085	1.085	-	1.166



RESERVA, MILLONES DE METROS CUBICOS

oprima<ENTER>

El resultado obtenido a partir de las 20 simulaciones con la aplicación del método es satisfactorio.

En la Tabla IV.3 se observa la comparación de la reserva de hidrocarburo obtenida a partir de un método volumétrico y el rango de reserva reportado por el programa de cómputo aplicando la técnica de Montecarlo.

TABLA IV.3

RANGO DE RESERVA DE MAYOR FRECUENCIA OBTENIDO A PARTIR DE 20 SIMULACIONES	RESERVA OBTENIDA VOLUMETRICAMENTE
754,000 - 844,000 M ³ de aceite	760,000 M ³ de aceite

Considerando la marca de clase para el rango de reserva obtenido del simulador, la diferencia con respecto al cálculo volumétrico es de 44,000 M³ de aceite

CAPITULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
NOMENCLATURA
BIBLIOGRAFIA

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- El Método de Montecarlo permite al ingeniero de yacimientos describir las distribuciones de los posibles valores de cada una de las variables que intervienen en el cálculo de la reserva de hidrocarburo.
- 2.- Con el empleo del método, se podría efectuar un análisis de sensibilidad, ya que al variar cualquiera de sus parámetros y llevar a cabo varias simulaciones, se podría observar que variables tienen mayor efecto en la evaluación de la reserva.
- 3.- Desde el punto de vista económico, la evaluación de la reserva mediante la aplicación del Método de Montecarlo hace que aumenten los niveles de confiabilidad en la estimación de ésta.
- 4.- Los rangos de reservas proporcionados por el programa aportan posibles beneficios económicos, si se comparan con métodos volumétricos.

- 5.- Los resultados proporcionados por el programa de cómputo, serán tan buenos como lo sean los datos a partir de los cuales se llevan a cabo las simulaciones; muchas veces, la falta de éstos conduce a interpretaciones de reservas erróneas.
- 6.- Uno de los obstáculos que tiene la aplicación del Método de Montecarlo, para estimar de manera precisa y real las reservas de hidrocarburos, es la carencia de datos estadísticos, fundamentalmente correspondientes al área y espesor de la formación; sin embargo, esto también afectará la aplicación de métodos volumétricos.
- 7.- Actualmente, en muchas áreas de la explotación y exploración del petróleo, el empleo de las técnicas para el análisis de riesgo a través de los métodos de simulación, ha ido incrementándose, dando como resultado reconocer el riesgo para cuantificarlo y quizás tratar de evitarlo.
- 8.- Para llevar a cabo la estimación de las reservas de hidrocarburos, mediante la aplicación del método, lo primero que debe tomarse en consideración son las variables que intervienen en nuestro problema, los límites dentro de los cuales varían y analizar el efecto que tendrán sobre los resultados.

- 9.- Para evitar problemas de dispersión en los resultados se recomienda reducir la diferencia entre los valores máximos y mínimos en cada una de las variables que se emplean en la simulación.
- 10.- Para realizar el análisis estadístico correspondiente a cada una de las variables, es necesario contar con la máxima información posible para hacer uso de la simulación y al mismo tiempo para mejorar los resultados del programa.
- 11.- Mientras más simulaciones con soluciones aleatorias se realicen, los resultados del programa serán mejores, ya que esto equivale a realizar un mayor número de cálculos determinísticos.
- 12.- Dado que no se conoce de manera precisa cuál es la reserva real de un yacimiento, lo ideal es reportarla en forma de rango; sin embargo, la falta de conocimiento del método puede conducir a que en el momento de proporcionar los datos de reserva de algún campo en particular, se proporcione la reserva máxima, esto puede conducir a un manejo inadecuado de los resultados.

- 13.- Actualmente el uso de los métodos probabilísticos en diferentes áreas de la exploración y explotación , está siendo cada vez más aceptado.
- 14.- Cabe aclarar que al repetir el cálculo con los mismos datos no necesariamente el histograma debe ser el mismo; esto se debe a que se emplean valores aleatorios; sin embargo, se podrá observar que la mayoría de las veces se mantiene el mismo rango de reserva aunque el histograma haya cambiado su distribución.

NOMENCLATURA

UNIDADES

A	Area del yacimiento	[Km ²].
Bo	Factor de volumen del aceite	$\frac{m^3 \text{ @ c.y.}}{m^3 \text{ @ c.s.}}$
Bw	Factor de volumen del agua	$\frac{m^3 \text{ @ c.y.}}{m^3 \text{ @ c.s.}}$
Bg	Factor de volumen del gas	$\frac{m^3 \text{ @ c.y.}}{m^3 \text{ @ c.s.}}$
Ce	Compresibilidad de la formación	$\left[\frac{Kg}{cm^2} \right]^{-1}$
Eo	Expansión del aceite.	
Er	Expansión de la roca.	
Ewr	Expansión del agua.	
Fegsl	Factor de equivalencia de gas seco a liquido	$\frac{m^3}{10^6 m^3}$
Fra	Factor de recuperación de aceite.	$\frac{m^3 \text{ @ c.y.}}{m^3 \text{ @ c.s.}}$
Frc	Factor de recuperación de condensados	$\frac{m^3}{10^6 m^3}$
Frg	Factor de recuperación de gas.	

Fri	Factor de recuperación por impurezas.	
M	Espesor del yacimiento	(m)
MBD	Millones de barriles diarios.	
MMPCD	Miles de millones de pies cúbicos por día.	
N	Volumen original de aceite	(m³)
Np Bo	Volumen de aceite producido @ c.s.	(m³)
Ro_a	Reserva original de aceite	(m³)
Ro_c	Reserva original de condensados	(m³)
Ro_{gn}	Reserva original de gas natural	(10³ m³)
Ro_{gs}	Reserva original de gas seco	(10³ m³)
Ro_{gsel}	Reserva original de gas seco a líquido	(10³ m³).
Ro_{pce}	Reserva original de petróleo crudo equivalente	(m³)
So_i	Saturación de aceite inicial.	$\left[\frac{m^3_i}{m^3_p} \right]$
Sw	Saturación de agua.	
We	Entrada de agua al yacimiento @ C.Y.	(m³)
Wp	Producción de agua @ C.S.	(m³)
φ	Porosidad.	

n	Número de eventos.
$P(x)$	Probabilidad de ocurrencia.
x	Variable aleatoria.
μ	Media.
σ	Desviación estándar.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- **Señalanza del sistema petrolero de México, Explotación, Petróleos Mexicanos, 1981.**
- 2.- **Forrest A. Garb.: "Oil and Gas Reserves, Classification and Evaluation", SPE, Marzo 1985.**
- 3.- **Méndez L. T. y Teysier S.J.: " Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol.XI N° 4, octubre 1979.**
- 4.- **Rodriguez Nieto Rafael: Principios de Mecánica de Yacimientos; Apuntes de la Facultad de Ingeniería , 1987.**
- 5.- **Garcicochea P.Francisco: Comportamiento de Yacimientos; Apuntes de la Facultad de Ingeniería, 1987.**
- 6.- **Memoria de labores 1989; Petróleos Mexicanos.**
- 7.- **Clasificación de Reservas; Petróleos Mexicanos, 1983.**
- 8.- **Harris D.G.: "The Role of Geology in Reservoir Simulation Studies", Exxon Research Co., 1982.**

- 9.- "Montecarlo Methods for Engineers", Petroleum Engineer International, Diciembre 1960.
- 10.- Howardarp Paul D.: Decision Analysis for Petroleum Exploration, 1969.
- 11.- Markowitz Herbert: Investigación de operaciones, simulación de Montecarlo, pag 691. 1966.