

**MODELO PROBABILÍSTICO DE BALANCE DE MATERIALES EN CAMPOS  
MADUROS. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**ADRIÁN HELI CORONEL PINO  
MARIANA GERALDIN MORA TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**MODELO PROBABILÍSTICO DE BALANCE DE MATERIALES EN CAMPOS  
MADUROS. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**ADRIÁN HELI CORONEL PINO  
MARIANA GERALDIN MORA TORRES**

**Trabajo de grado presentado para obtener el título de Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR  
HELENA MARGARITA RIBÓN  
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

**CO-DIRECTOR:  
ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS,  
MSc. en Gestación de Tecnología**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado primordialmente a Dios, ya que sin él nada podemos hacer. Dios es quien conoce el privilegio de la vida, y nos ofrece lo necesario para lograr nuestras metas. Gracias por las pruebas que me hacen crecer como persona y permiten dar lo mejor de mí.

A mi hijo Jerónimo, por ser esa personita que me hizo conocer el verdadero amor, a ti gracias por ser el motor que me impulsa a ser cada día mejor. Te amo, te bendigo y le pido a Dios que te proteja siempre.

A mi compañera de tesis, amiga, novia y futura esposa Mariana, por estar siempre a mi lado y ser parte de este sueño que hoy cumplimos como familia. Gracias por ser esa maravillosa mujer que ilumino mi camino, me llevo por la senda correcta y me hizo conocer el significado del amor. Este logro solo es el comienzo de los muchos que nos esperan.

A mi madre Judith, por haberme dado la vida, y enseñarme que las metas son alcanzables, y que una caída no es una derrota sino el principio de una lucha que siempre termina en Logros y Éxitos. Gracias totales, por siempre orientarme y ayudarme a salir de las dificultades, a pesar de tantos inconvenientes.

A mi hermano, hoy le digo que fue maravilloso crecer a su lado, siempre quise tener al mejor hermano del mundo, y si se tratara de escoger, lo escogería 100 mil veces a él. Siempre podrás contar conmigo sea cual sea tu camino. Gracias viejo Willy!!!

A mi padre, que aunque hoy su presencia no está conmigo vive por siempre en mis memorias y habita en mis recuerdos. Sus enseñanzas me enseñaron a enfrentar la vida con humildad, mucha honra y sensatez. Por eso aún después de tantos años sin ti, te sigo extrañando y me reconforta seguir pensando que un ángel me sigue cuidando desde el cielo. Que mi Dios te guarde en su santa gloria

Mi compinche Gian Carlo, por ser el principal promotor de mis estudios, deseo para vos que la mejor energía te acompañe siempre. Muchas gracias por ser ese amigo incondicional que nunca fallo. Gracias pipi!!!

Finalmente, muchas gracias a todas aquellas personas que creyeron en mí

**ADRIAN HELI CORONEL PINO**

## DEDICATORIA

A Dios, por estar siempre junto a mí, porque fue él quien me brindó la oportunidad de entrar a estudiar esta ingeniería. Porque a pesar de los obstáculos que se me presentaron durante el camino, el me levantó, me fortaleció y pude continuar hasta lograrlo. Por haberme dejado en manos de la mejor familia, quienes me han dado su apoyo incondicional, y por enviarme ese hermoso regalo que es mi hijo Jerónimo.

A mi futuro esposo y compañero de tesis, Adrián Coronel, por ser no solo mi compañero de vida si no mi gran amigo de la universidad, Por ser una persona dedicada, responsable y así alcanzar ésta meta juntos.

A mi amado hijo, por el solo hecho de existir, por ser mi eterna compañía. Por llenarme de tanto amor y felicidad. Por ser un niño tan alegre y tan lleno de vida. Por amarme tanto como yo lo amo a él! Por ser mi mayor motivación.

A mi mami, por haberme dado la vida. Porque simplemente sin ella no hubiese podido culminar esta gran carrera. Por colaborarme y amar tanto a mi hijo. Porque siempre he podido contar con ella.

A mi papi, por ser el mayor patrocinador de mis estudios. Por sentirse orgulloso de mí. Y por amarme, consentirme y comprenderme.

A mí querida hermana Genny. Por ser mi amiga del alma, por ser mi confidente. Por ser la mayor impulsora de mi carrera, por darme ánimos y nunca dejarme desertar, porque me hizo creer en mí. Porque simplemente siempre cuento con ella para absolutamente todo.

A mí querida hermana Doris, porque ella siempre creyó en mis aptitudes y fortalezas. Por ser la principal influencia en escoger mi carrera.

A mí querido hermanito Daniel, por su nobleza y paciencia.

A mi cuñado Valentín, por alentarme a seguir adelante con esta carrera. Por ser una motivación más para alcanzar este logro.

**MARIANA GERALDIN MORA TORRES**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitirnos trabajar en conjunto y ayudarnos a pasar los obstáculos que se nos presentaron en el camino para obtener este logro en familia.

A la escuela de ingeniería de petróleos (UIS) y a toda su planta de profesores por brindarnos el conocimiento para nuestro crecimiento profesional.

A nuestro co-director del proyecto M.Sc Aristóbulo Bejarano Wallens por brindarnos su colaboración y tiempo de forma incondicional, y así poder alcanzar este logro, por ser un guía, y que por su experiencia contribuyó a la mejora de este proyecto.

Al compañero y M.Sc John Pinto Carvajal por haberse tomado el tiempo de asistirnos, orientarnos y brindarnos aportes para la culminación de este trabajo.

A la M.Sc Ingeniera Helena Margarita Ribon, por ser nuestra directora y habernos dado la oportunidad de realizarlo.

Al M.Sc Fernando Enrique Calvete, por su objetividad y ayuda brindada desde el inicio y durante el desarrollo del proyecto de investigación.

Al ingeniero Abelardo por brindarnos oportunamente los datos del campo Escuela Colorado necesarios para el desarrollo integral del trabajo.

A nuestro amigo y docente Economista Hernando Cañas rojas porque gracias a él comenzó esta investigación.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	20
1. SIMULACIÓN MONTE CARLO (SMC)	22
1.2 ALGORITMO PARA IMPLEMENTAR UNA SIMULACIÓN MONTE CARLO	23
1.3 SIMULACIÓN MONTE CARLO CON CRYSTAL BALL	24
1.4 COMO CRYSTAL BALL USA LA SIMULACIÓN MONTE CARLO.	24
1.5 CRYSTAL BALL Y MICROSOFT OFFICE EXCEL	25
1.6 SUPUESTO O DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD	26
2. BALANCE DE MATERIALES	27
2.1 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES	28
2.1.1 Parámetros involucrados en la EBM para el cálculo de recursos	29
2.1.2 Limitaciones de la ecuación de balance de materiales	32
2.2 HAVLENA & ODEH	33
2.2.1 Variables que Mas Impactan la Estimación de los Recursos Hidrocarburos	35
3. CONCEPTOS ESTADÍSTICOS	38
3.1 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD	38
3.1.1 Distribución de Probabilidad Discreta	38
3.1.1.1 Distribución Binomial	39
3.1.1.2 Distribución de Poisson	40
3.1.1.3 Distribución Geométrica	41
3.1.2 Distribución de Probabilidad Continua	42
3.1.2.1 Función de Distribución Acumulativa de una Variable Continua	43

3.1.2.2 Tipos de distribuciones de probabilidad continua	43
3.1.2.2.1 Distribución Normal	44
3.1.2.2.2 Distribución Log-Normal	46
3.1.2.2.3 Distribución Triangular	48
3.1.2.2.4 Distribución Gamma	50
3.1.2.2.5 Distribución Chi-Cuadrado	51
3.1.2.2.6 Distribución t-Student	52
3.2 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA	53
3.2.1 Representación Gráfica de una distribución de frecuencias	53
3.2.1.1 Histograma de frecuencias	53
4. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RECURSOS HIDROCARBUROS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES	56
4.1 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD ASOCIADAS A CADA UNA DE LAS INCERTIDUMBRES EN UN YACIMIENTO PETROLÍFERO	58
4.2 MODELO DE BALANCE DE MATERIALES SIMPLIFICADO	61
4.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS HIDROCARBUROS	63
5. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.	65
5.1 CARACTERIZACIÓN CAMPO COLORADO	66
5.2 DATOS BÁSICOS	71
5.2.1 Información de Producción	72
5.2.2 Información de Presiones	73
5.2.3 Información PVT	74
5.2.3.1 Análisis de Incertidumbre y Determinación de la Distribución de Probabilidad de los Parámetros PVT del Campo Colorado	75
5.2.3.2 Rangos de Variación	92
5.2.4 Información Petrofísica	100

5.3 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	100
5.3.1 Escenarios Simulados para el Campo Colorado a través de los Histogramas de Frecuencia	106
6. CONCLUSIONES	114
7. RECOMENDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	116
ANEXOS	119

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Barra de Herramientas Crystal Ball.....	25
Figura 2 Esquema del Balance de Materia en Yacimientos de Petróleo .....	29
Figura 3 Curva de una Distribución Normal, con la Media y una Desviación Estándar .....	44
Figura 4 Porcentaje de Área Comprendida entre $\mu-\sigma$ y $\mu+\sigma$ .....	46
Figura 5 Porcentaje de Área Comprendida entre $\mu-2\sigma$ y $\mu+2\sigma$ .....	46
Figura 6 Curva de una Distribución Log Normal .....	48
Figura 7 Representación Gráfica de la Función de Densidad Triangular.....	49
Figura 8 Histograma de Resultados a través de Crystal Ball.....	54
Figura 9 Representación Gráfica de la Ecuación Simplificada .....	63
Figura 10 Diagrama de Flujo .....	64
Figura 11 Tendencia de Producción de un Campo Petrolero con el Tiempo.....	65
Figura 12 Localización Campo Escuela Colorado .....	67
Figura 13 Columna Estratigráfica del Valle del Magdalena Medio.....	69
Figura 14 Estado de los Pozos .....	70
Figura 15 Gas en Solución vs Presión del Pozo Col-12 .....	81
Figura 16 Análisis Gas en Solución vs Presión del Pozo Col-43 .....	83
Figura 17 Gas en Solución vs Presión del Pozo Col-49 .....	85
Figura 18 Factor Volumétrico vs Presión del Pozo Col-12.....	87
Figura 19 Factor Volumétrico vs Presión del Pozo Col-43.....	89
Figura 20 Factor Volumétrico vs Presión del Pozo Col-49.....	91
Figura 21 Gravedad API Pozos Arena C Campo Colorado .....	94
Figura 22 API Pozos Arena C.....	94
Figura 23 Datos de Ingreso Kappa .....	96
Figura 24 Rsi, Boi, Bgi Pozos Arena C .....	97

Figura 25 Representación Distribución Triangular para el Rsi .....	98
Figura 26 Representación Distribución Triangular para el Boi .....	99
Figura 27 Representación Distribución Triangular para el Bgi .....	99
Figura 28 Rangos de Variación Rsi, Boi y Bgi “Arena C” .....	100
Figura 29 Ingresos de Datos para la Distribución Triangular .....	101
Figura 30 Ingreso del Número de Iteraciones a Realizar .....	103
Figura 31 Rsi, Boi y Bgi con Variación de Incertidumbre .....	104
Figura 32 Rsi, Boi y Bgi Sin Variación de Incertidumbre.....	105
Figura 33 Percentiles Obtenidos tras el Experimento .....	106
Figura 34 Distribución Log-Normal Ajustada a los Variables de Salida Entregadas tras la Simulación.....	107
Figura 35 Resultados Estadísticos.....	108
Figura 36 Escenario 1 .....	109
Figura 37 Escenario 2.....	110
Figura 38 Escenario 3.....	111
Figura 39 Análisis de Sensibilidad de las Variables en Cuestión.....	112

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Términos de la Ecuación de Balance de Materia .....	30
Tabla 2 Tipo de distribución de frecuencia según el parámetro.....	59
Tabla 3 Distribución de Pozos Campo Escuela Colorado.....	70
Tabla 4 Datos Básicos del Campo Escuela Colorado.....	71
Tabla 5 Información PVT del Campo Escuela Colorado .....	74
Tabla 6 Datos PVT Obtenidos para el Pozo Col-12.....	78
Tabla 7 Datos PVT Obtenidos para el Pozo Col-43.....	78
Tabla 8 Datos PVT Obtenidos para el Pozo Col-49.....	79
Tabla 9 Análisis del Gas en Solución (Rs) Pozo Col-12 .....	79
Tabla 10 Análisis del Gas en Solución (Rs) Pozo Col-43 .....	81
Tabla 11 Análisis del Gas en Solución (Rs) Pozo Col-49 .....	84
Tabla 12 Data Factor Volumétrico del Aceite (Bo) Pozo Col-12 .....	86
Tabla 13 Data Factor Volumétrico del Aceite (Bo) Pozo Col-43 .....	88
Tabla 14 Data Factor Volumétrico del Aceite (Bo) Pozo Col-49 .....	90

## LISTA DE ANEXOS\*

Anexo A. "Simulación Monte Carlo. PDF"

Anexo B. "Hoja De Cálculo"

Anexo C. "DISTRIBUCIÓN Campo Colorado (OFM) Microsoft Access"

Anexo D. "Compilación DATA Np,Gp,Wp (Arena C-Campo Colorado)"

Anexo E. "Presiones C.C Bloque 1 Arena C"

Anexo F. "Rangos Celdas-Supuestos y PVT Kpp - ARENA C"

Anexo G. "Iteraciones Realizadas a través de Crystal Ball"

Anexo H. "Resultados Informe Ecopetrol"

Anexo I. "PVT Arena C"

---

\* Ver documentos adjuntos en el CD-ROOM

## RESUMEN

**TITULO:** MODELO PROBABILÍSTICO DE BALANCE DE MATERIALES EN CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO\*

**AUTORES:** ADRIÁN HELI CORONEL PINO, MARIANA GERALDIN MORA TORRES\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Simulación Monte Carlo, Balance de Materiales Recursos Hidrocarburos, Estadística, Crystall Ball, Campo Colorado.

El cálculo de recursos hidrocarburos se encuentra asociado a niveles de incertidumbre, debido a la calidad y cantidad de la información empleada en las estimaciones pertinentes, en las cuales se usa información puntual, es decir, información de pozo para predecir el comportamiento de todo el yacimiento.

Este proyecto propone una metodología para la estimación probabilística de recursos hidrocarburos, con base en la Ecuación de Balance de Materiales y la Linealización de la ecuación propuesta por Havlena & Odeh. Para la adecuada aplicación del método se requieren propiedades PVT representativas del fluido, históricos de presión y producción y propiedades de yacimiento. En muchas ocasiones, la información disponible no cuenta con los datos necesarios, por lo tanto la aplicación de análisis probabilísticos constituye en un gran beneficio para realizar estimaciones con mayores niveles de confianza.

El método ofrece una base técnica efectiva para la toma de decisiones. Tener una estimación de reservas de petróleo confiable permite al ingeniero tomar decisiones de negocios de la compañía para justificar proyectos de inversión de exploración, desarrollo y producción del petróleo.

Como desarrollo de este trabajo el método sugiere: i) tener claro el modelo de estudio que se va a simular, ii) evaluación de la calidad de la información, iii) determinar los parámetros asociados a incertidumbre, iv) selección de la o las distribuciones de probabilidad que mejor representen las variables del modelo, v) generar números aleatorios de acuerdo a las frecuencias de distribución asignadas a cada variable, vi) estimar rangos de variación para los parámetros de la ecuación de balance de materiales que se encuentran sujetos a incertidumbre, vii) ingreso del número de iteraciones a realizar, viii) simular el modelo, ix) Obtener resultados de la simulación, x) presentación de resultados.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Fisico-Química Escuela de Ingeniería De Petróleos Directora: Helena Margarita Ribón Co-Director: Aristóbulo Bejarano Wallens,

## ABSTRACT

**TITLE:** PROBABILISTIC MODEL OF MATERIAL BALANCE IN MATURE FIELD COLORADO FIEL SCHOOL APPLICATION<sup>\*</sup>.

**AUTHORS:** ADRIAN HELI CORONEL PNO; MARIANA GERALDIN MORA TORRES.<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** Monte Carlo Simulation; Hydrocarbon Resources Material Balance, Statistics; Crystal Ball; Colorado School Field.

The calculation of hydrocarbon resources is generally associated with uncertainty levels, due to the quality and quantity of the information used in the relevant estimates, in which punctual information is used, that is, oil and gas well information to predict the behavior of the whole reservoir.

This project provides a probabilistic methodology based on the Equation of Balance of Materials and Linearization of the equation proposed by Havlena & Odeh, consequently for the proper application of the method requires PVT properties representative of the fluid, pressure and production history and reservoir properties. In many cases, the available information does not have the necessary data, therefore the application of probabilistic analyzes constitute a great benefit to make estimates with higher levels of confidence.

The method provides an effective technical basis for decision making. Having an estimate of reliable oil reserves allows the engineer to make business decisions of the company to justify oil exploration, development and production investment projects.

As a development of this work, the method suggests: i) to be clear the model of study to be simulated, ii) validation and quality of the information, iii) to determine the parameters associated with uncertainty, iv) selection of the best distribution or probability representing the model variables, v) generate random numbers according to the distribution frequencies assigned to each variable, vi) estimate ranges of variation for the parameters of the balance of materials equation that are subject to uncertainty, vii ) Input of the iterations number to be performed, (viii) simulate the model, (xi) Obtain simulation results, (x) results visualization.

.

---

<sup>\*</sup> Project of grade

<sup>\*\*</sup> Faculty of Engineering Physical Chemical. School of Engineering Petroleum Directora: Helena Margarita Ribón Co-Director:Aristóbulo Bejarano Wallens,

## INTRODUCCIÓN

La predicción de los recursos hidrocarburos es un factor muy importante para la planificación futura en proyectos de producción. Tener un estimado de la cantidad de petróleo inicial, es la base de las inversiones y proyectos a ser desarrollados en el corto, mediano y largo plazo, de tal manera que la certeza sobre su cuantificación es un aspecto relevante

A través del avance de la industria petrolera se han desarrollado diferentes métodos para el cálculo de los recursos, entre los que se cuenta con la ecuación de balance de materiales presentada por Schiltuis, la cual a medida que avanzan las técnicas de explotación, y exploración de los yacimientos ha tenido varios cambios hasta llegar a su forma linealizada, presentada por Havlena & Odeh.

Teniendo en cuenta la importancia que tiene el Campo Escuela Colorado para la investigación y el desarrollo técnico y tecnológico de las ciencias e ingenierías relacionadas con la industria de los hidrocarburos en el contexto académico nacional, este trabajo plantea una metodología probabilística que tiene en cuenta la incertidumbre asociada a las variables de la EBM (Ecuación de Balance de Materiales), de esta forma se pueden obtener resultados con mayor nivel de confianza en la estimación de los recursos originales disponibles en el yacimiento.

Por otro lado, este trabajo se desarrolló en 6 capítulos. El primer capítulo obedece a la información detallada de la simulación Monte Carlo, desarrollada desde su definición y su forma de aplicación, también se muestra un enfoque diferente gracias a la utilización del software Crystal Ball.

El segundo capítulo, se centra en el modelo probabilístico de balance de materiales el cual, es utilizado en este trabajo para la cuantificación de volúmenes originales de hidrocarburos in-situ del yacimiento.

El tercer capítulo, se enfocó en los conceptos necesarios de estadística para la aplicación del método Monte Carlo, tales como; Funciones de Densidad de Probabilidad Continua, Número Aleatorios, Distribución Triangular, entre otros.

En el cuarto capítulo, se propone una metodología para el cálculo probabilístico de recursos hidrocarburos de un campo maduro, también se entregan los diferentes tipos de distribución de probabilidad que se pueden asignar a cada una de las variables involucradas en la ecuación de balance de materiales, y además se muestra una ecuación simplificada y organizada en términos lineales de la ecuación de Havlena & Odeh que facilita los cálculos a realizar.

En el quinto capítulo se implementa la metodología propuesta. Allí se aborda todo lo relacionado con los datos básicos del yacimiento con la finalidad de obtener una descripción detallada de los históricos de presión, históricos de producción, datos PVT (Presión, Volumen y Temperatura) del fluido y parámetros petrofísicos del yacimiento, Campo Escuela Colorado. Además, se presenta un análisis de incertidumbre, distribución de probabilidad y posibles rangos de variación de los parámetros  $R_s$  (Relación gas petróleo en solución (SCF/STB)),  $B_o$  (Factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN)) y  $B_g$  (Factor volumétrico de formación de gas (SCF/SCF)) del campo, seguido se muestran los resultados obtenidos a través de la Simulación Monte Carlo para la estimación de los recursos originales del yacimiento.

Por último, en el sexto capítulo se exponen las conclusiones de este proyecto.

## 1. SIMULACIÓN MONTE CARLO (SMC)<sup>1</sup>

Es una técnica que cambia la incertidumbre en las variables de ingreso a un modelo de distribuciones de probabilidad mediante la combinación de las distribuciones y la selección de valores aleatorios, y suministra la probabilidad de los valores de salida concediendo valores con mayores niveles de confianza

La clave de la simulación radica en la creación de un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se solicita analizar, identificando previamente aquellas variables cuya conducta aleatoria establece el comportamiento global del sistema. Una vez identificados los parámetros aleatorios; se debe crear con ayuda del ordenador muestras aleatorias (valores concretos) para dichas variables, y luego analizar el comportamiento del sistema, lo cual será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo, el análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea el número “n” experimentos que se lleven a cabo.

En años posteriores, la simulación Monte Carlo se ha venido aplicando a una infinidad de ámbitos como alternativa a los modelos matemáticos exactos o incluso como único medio de estimar soluciones para problemas complejos. Así, en la actualidad es posible encontrar modelos que hacen uso de la SMC en el área de los hidrocarburos. En otras palabras, la simulación Monte Carlo puede aplicarse en aquellos ámbitos en los que el comportamiento aleatorio o probabilístico desempeña un papel fundamental.

Son muchos los autores que han apostado por utilizar hojas de cálculo para realizar simulación MC. La potencia de las hojas de cálculo reside en su

---

<sup>1</sup> BOTCHKAREV, Alexe. Assessing Excel VBA Suitability for Monte Carlo Simulation. *Spreadsheets in Education (Ejsie)*. 2015.

universalidad, su facilidad de uso, en su capacidad para recalcular valores y, sobre todo, en las posibilidades que ofrece con respecto al análisis de escenarios. Las últimas versiones de Excel incorporan, además, un lenguaje de programación propio, el *Visual Basic for Applications*, con el cual es posible crear auténticas aplicaciones de simulación destinadas al usuario final.

## **1.2 ALGORITMO PARA IMPLEMENTAR UNA SIMULACIÓN MONTE CARLO**

El algoritmo de Simulación Monte Carlo está fundamentado en la generación de números aleatorios basado en las distribuciones acumuladas de frecuencia:

1. Determinar las variables aleatorias y sus distribuciones acumuladas
2. Generar un número aleatorio uniforme
3. Determinar el valor de la variable aleatoria para el número aleatorio generado de acuerdo a las clases que se tengan
4. Calcular media, desviación estándar error y realizar el histograma
5. Analizar resultados para distintos tamaños de muestra

(En los pasos 2 y 3 se deben realizar tantas iteraciones como sea necesario)

Por otra parte, otra opción para trabajar con Monte Carlo, cuando la variable aleatoria no es directamente el resultado de la simulación o existen relaciones entre variables es la siguiente:

1. Crear un modelo lógico de decisión
2. Especificar distribuciones de probabilidad para las variables aleatorias relevantes
3. Incluir posibles dependencias entre variables
4. Muestrear valores de las variables aleatorias
5. Calcular el resultado del modelo según los valores de muestreo (Iteración) y registrar el resultado

6. Repetir el proceso hasta tener una muestra estadísticamente representativa
7. Obtener la distribución de frecuencias del resultado de las iteraciones
8. Analizar los resultados

Ver Anexo A “Simulación Monte Carlo”.

### **1.3 SIMULACIÓN MONTE CARLO CON CRYSTAL BALL**

El uso de la herramienta software Crystal Ball como complemento de Excel se enfatiza en el estudio estadístico usando Simulación Monte Carlo, un paquete de análisis mediante distribuciones de probabilidad, histogramas de probabilidad y estadística.

Crystal Ball extiende la capacidad de pronosticar modelos sobre la hoja de cálculo de Excel y permite describir un rango de posibles valores para cada celda de incertidumbre dentro de la hoja de cálculo. De modo, que todos los supuestos que se ingresen al modelo son expresados al mismo tiempo. Además, usando el proceso de Simulación Monte Carlo, Crystal Ball arroja resultados en un cuadro de pronósticos que muestra el rango entero de posibles valores y la probabilidad de alcanzar cualquiera de ellos.

### **1.4 COMO CRYSTAL BALL USA LA SIMULACIÓN MONTE CARLO.**

En la vida real los problemas incluyen elementos de incertidumbre que son muchos más complejos de resolver de manera analítica. Existen muchas combinaciones de valores de entrada para calcular posibles resultados. La simulación Monte Carlo es una técnica eficiente que requiere únicamente una tabla de números aleatorios o un generador de números aleatorios en una computadora.

Este es un proceso iterativo que continúa de manera indefinida hasta que:

- La simulación alcanza un criterio máximo
- El analista o usuario detiene la simulación manualmente.

El cuadro de pronósticos final “Histograma de Frecuencias” refleja la incertidumbre combinada de las celdas-supuesto en el momento establecido. Cuando el analista construye y simula su propio modelo en la hoja de cálculo, debe ser cuidadoso al examinar la naturaleza del problema y continuamente perfeccionar el modelo hasta que los datos allí contenidos se aproximen lo más cerca posible.

## 1.5 CRYSTAL BALL Y MICROSOFT OFFICE EXCEL

Las hojas de cálculo de Excel son excelentes herramientas para el análisis, pero su aplicación original tiene muchas limitaciones. La mayor limitación de Excel es que solo permite asignar un valor simple a cada celda; de modo que para crear escenarios se debe cambiar manualmente el valor de cada una.

Cristal Ball mejora el rendimiento de Excel y permite establecer valores inciertos para diferentes celdas, así como calcular su efecto en cada variable. Para esto Crystal Ball adiciona una nueva barra de herramientas a Excel, ver Figura 1.

**Figura 1 Barra de Herramientas Crystal Ball**



Fuente. Software Crystal Ball

Como se puede observar la barra de herramientas sigue paso a paso el proceso de modelado de izquierda a derecha. Los primeros botones permiten crear un

modelo nuevo o mejorar uno existente y también controlan la simulación. Los últimos botones generan tablas y reportes; y vínculos con ayuda online

(En cuanto al software, características y ejemplos de uso de esta herramienta la Universidad Industrial de Santander-UIS, cuenta con una licencia para su utilización y se puede encontrar en el edificio CENTIC del campus universitario).

## **1.6 SUPUESTO O DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD**

En cualquier modelo dentro de una hoja de cálculo existen factores o variables que pueden ser inciertas. Debido a las limitaciones de Excel para usar valores sencillos en cada celda, es necesario usar un promedio o valor estimado para cada variable incierta.

En lugar de estimar valores, Crystal Ball crea distribuciones de probabilidad o “supuestos” que representan el rango y la probabilidad de los posibles valores para cada variable. Estas distribuciones de probabilidad ofrecen una opción simple para describir la incertidumbre alrededor de un valor en un modelo. Cada distribución tiene su propia forma y parámetros.

## 2. BALANCE DE MATERIALES

El método de balance de materiales para estimar recursos hidrocarburos involucra el análisis de comportamiento de la presión y la producción a medida que se extraen los fluidos del yacimiento. En situaciones ideales, tales como yacimientos con depleción por empuje de gas de un reservorio homogéneo y de alta permeabilidad, y donde se encuentran disponibles datos de presión de alta calidad, cálculos basados en balance de materiales pueden ofrecer estimaciones altamente confiables de la estimación final a diferentes presiones de abandono. En situaciones más complejas, tales como aquellas que involucran la afluencia de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, reservorios multicapa o que cuentan con poca información, las estimaciones de balance de materiales pueden estar sujetas a incertidumbre debido a que la EBM asume valores promedio para las propiedades del yacimiento.

Los modelos determinísticos no contemplan la existencia del azar ni el principio de incertidumbre, estas consideraciones son muy importantes en el momento de entregar resultados representativos, especialmente cuando se tiene desconfianza sobre las variables de entrada. El modelo probabilístico permite estimar y predecir el comportamiento del yacimiento, previo análisis de incertidumbre a las variables de la Ecuación de Balance de Materiales determinan los parámetros de la misma que pueden ser tomados como datos al azar con sus respectivas distribuciones de probabilidad.

Por otra parte, un modelo computarizado de yacimientos o la misma simulación se considera la forma sofisticada de un análisis de Balance de Materiales. La simulación Monte Carlo surge como una ayuda para crear un sistema de estudio que permite disminuir la incertidumbre asociada a los parámetros involucrados en

la estimación de recursos hidrocarburos de un yacimiento petrolífero ya que, está estrechamente relacionada con la creación de entornos simulados y brinda la oportunidad de realizar estudios de situaciones hipotéticas que describen un conjunto de distribuciones de probabilidad.

## **2.1 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES <sup>2</sup>**

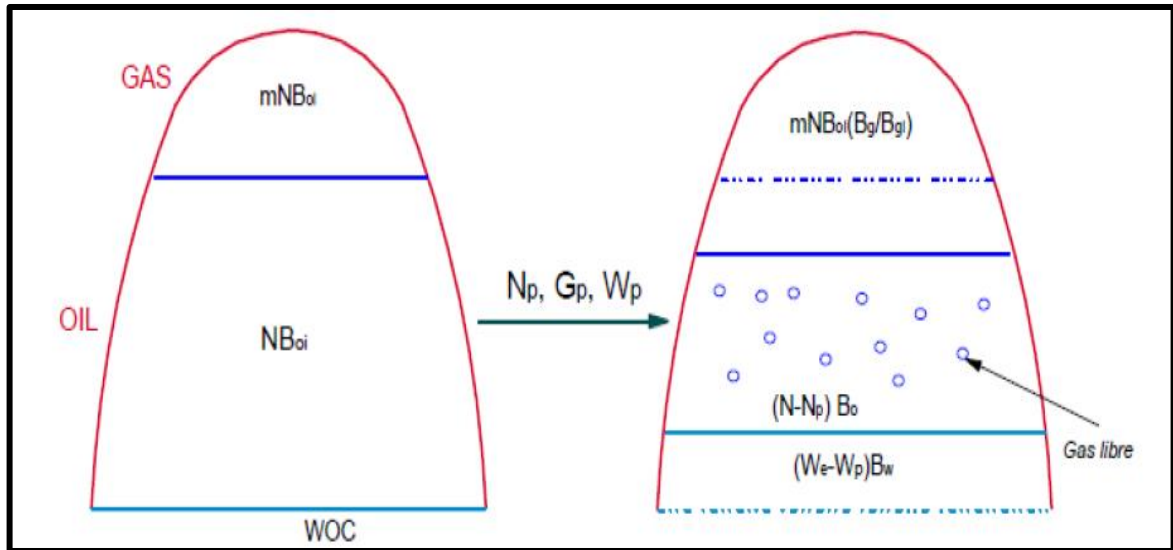
La aplicación de la ecuación de balance de materia para el cálculo de recursos se reconoce desde hace mucho tiempo como una de las herramientas básicas para poder interpretar y llegar a predecir el comportamiento de los yacimientos. Schilthuis utilizó un modelo tipo tanque basándose en la relación que siempre debe haber en un yacimiento de petróleo y gas que produce en condiciones de equilibrio.

La Figura 2. Muestra el comportamiento de un yacimiento con capa inicial de gas, en el cual ocurre una reducción en cuanto al volumen poroso disponible para hidrocarburos después de la depleción de presión por efectos de la producción

---

<sup>2</sup> SCHILTHUIS, R: Active Oil and Reservoir Energy, Trans. AIME, 118,33 en 1942.

**Figura 2 Esquema del Balance de Materia en Yacimientos de Petróleo**



Fuente: ESCOBAR. F. H: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Sur Colombiana. Neiva, Colombia. 2006. Pág. 215

Algunas aplicaciones del método de balance de materia son:

- Determinar los hidrocarburos iniciales en el yacimiento OOIP
- Evaluar la intrusión de agua ( $W_e$ ) conociendo  $N$  (Petróleo original en sitio (BN)) o  $G$  (Gas original en sitio (SCF))
- Predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos especialmente los que producen por gas en solución o depleción
- Evaluar factores de recobro
- Determinar el tipo de empuje predominante para el recobro final del yacimiento

**2.1.1 Parámetros involucrados en la EBM para el cálculo de recursos<sup>3</sup>** La ecuación de balance de materia se expresa en unidades de yacimiento. Los términos que en ella intervienen se definen como se presenta en la Tabla 1.

<sup>3</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Balance de Materiales. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo. Ediciones Astro Data Sa, 2009, 459-500

**Tabla 1 Términos de la Ecuación de Balance de Materia**

<b>N</b>	<b>= Petróleo Inicial en el Yacimiento, BF</b>
<b>G</b>	<b>= Gas Inicial en el Yacimiento, SCF</b>
<b>m</b>	<b>= Tamaño Inicial de la Capa de Gas</b>
<b>Np</b>	<b>= Petróleo Producido Acumulado, BF</b>
<b>Gp</b>	<b>= Gas Producido Acumulado, SCF</b>
<b>Wp</b>	<b>= Agua Producida Acumulada, BF</b>
<b>Rp</b>	<b>= Relación Gas – Petróleo Acumulada, SCF/BF</b>
<b>Rs</b>	<b>= Relación Gas – Petróleo, SCF/BF</b>
<b>Bo</b>	<b>= Factor Volumétrico de Formación del Petróleo, Bbl/BF</b>
<b>Bg</b>	<b>= Factor Volumétrico de Formación del Gas, Bbl/SCF</b>
<b>Bw</b>	<b>= Factor Volumétrico de Formación del Agua, Bbl/BF</b>
<b>We</b>	<b>= Intrusión Acumulada de Agua, BF</b>
<b>Sw</b>	<b>= Saturación de Agua, Fracción</b>
<b>Co, g</b>	<b>= Compresibilidad del Aceite y de Gas, 1/Psi</b>
<b>Cw, f</b>	<b>= Compresibilidad del Agua y de la Formación, 1/Psi</b>
<b>P</b>	<b>= Presión Estática del Yacimiento, Psia</b>
<b>ΔP</b>	<b>= Diferencial de Presión (Pi – P)</b>

Fuente. Tomado de: ESCOBAR. F. H: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Sur Colombiana. Neiva, Colombia. 2006. Pág. 215.

La forma general de la Ecuación de Balance de Materiales establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos

$$\text{capa de gas original expandida} = mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}}, \text{ bbl} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\text{Petróleo remanente} = N - N_p B_o, \text{ bbl} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$\text{Gas neto liberado} = \text{Gas liberado} - \text{Gas libre producido} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\text{Gas liberado} = NR_s - R_s B_g, \text{ bbl} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$\text{Gas libre producido} = NpRp - RsBg, \text{ bbl} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\text{Gas neto liberado} = NRsi - RsBg - NpRp - RsBg \quad \text{Ecuación 6}$$

$$\text{Vol Hc remanentes} = N - NpBo + mNBoi Bg/Bgi + NRsi - RsBg - NpRp - RsBg \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\text{intrusión neta de agua} = We - WpBw \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\text{disminución del volumen poroso} = Ce = -\frac{1dV}{VdP} \quad \text{Ecuación 9}$$

Involucrando todos los terminos en mención y espacio de “N”, la EBM que así:

$$N = \frac{NpBo + BgRp - Rs + WpBw - We}{Bp - Boi + mBoi \frac{Bg}{Bgi} - 1 + BgRsi - Rs + 1 + mBoi \left[ \frac{CwSw + Cf}{1 - Sw} \right] \Delta p} \quad \text{Ecuación 10}$$

Los mecanismos de recobro se pueden identificar dentro de la EBM así:

$$\text{Expansión en la zona de petróleo} = N[Bo - Boi + Rsi - RsBg] \quad \text{Ecuación 11}$$

$$\text{Expansión en la zona de gas libre} = mNBoi \left( \frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 12}$$

$$\text{Expansión de la roca y agua connata} = 1 + mNboi \left[ \frac{CwSwc + Cr}{1 - Swc} \right] \Delta p \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\text{Producción de petróleo y gas} = Np[Bo + Rp - RsBg] \quad \text{Ecuación 14}$$

$$\text{Producción de agua} = WpBw \quad \text{Ecuación 15}$$

Aunque la presión solo aparece explícitamente en el término de la expansión del agua y la formación, se encuentra implícita en los parámetros PVT ( $R_{si}$ ,  $B_{oi}$  y  $B_{gi}$ ) los cuales son dependientes de la presión. También es de hacer notar que los cálculos de influjo de agua son dependientes de la presión.

**2.1.2 Limitaciones de la ecuación de balance de materiales<sup>4</sup>** Algunas suposiciones y limitaciones más importantes con relación al desarrollo y aplicación de la EBM son las siguientes:

- Suponer que el yacimiento posee un volumen poroso constante ocupado por distintos fluidos.
- Considerar constante la temperatura del yacimiento, es decir, que en el transcurso de la producción no sucede un cambio considerable de temperatura cuando se extrae gas y petróleo.
- Suponer que existen condiciones de equilibrio en el yacimiento en un tiempo cualquiera, es decir, considere que la presión es uniforme y, en consecuencia, las propiedades del fluido en un tiempo cualquiera no cambian con su localización en el yacimiento. Esto significa que los efectos de la depleción de la presión cerca del pozo no son tomados en cuenta y que la saturación del líquido es homogénea a través de la zona de petróleo. Es decir en otras palabras, a un tiempo en específico, la razón de permeabilidades relativas (gas-petróleo) es constante en toda la zona del petróleo, teniendo presente que no exista segregación por gravedad. En casos particulares como los yacimientos que tienen una capa de gas inicial, se considera que no se presenta conificación en los pozos y que, por esto, los volúmenes de la capa de gas y de la zona de petróleo no cambian en el tiempo. Se considera, así mismo, que cuando la capa de gas el gas se expande se distribuye uniformemente a través de la zona de petróleo.

---

<sup>4</sup> ESCOBAR, Freddy. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Primera edición

- Las propiedades PVT disponibles o estimadas deben ser representativas del yacimiento y relacionar la producción con los datos de su vaciamiento. Esto requiere decir que el mecanismo de liberación del gas que se aplica a las muestras de los fluidos para determinar los datos PVT, deben ser similar al del yacimiento. Usualmente, el mecanismo más representativo es la vaporización diferencial pues toma en cuenta los cambios que ocurren en la composición de los fluidos. Ahora bien, en el caso de yacimientos de petróleos volátiles, que dependen fundamentalmente de la presión tales cambios se consideran despreciables.
- La recuperación es independiente de la tasa.
- No considera el factor geométrico del yacimiento, ya que resulta casi imposible de terminar la distribución de los fluidos en la estructura o en los pozos.
- Requiere cierto grado de explotación del yacimiento a fin de suponer de suficientes datos de producción y de presión.
- Generalmente, tanto para yacimientos de gas seco como para yacimientos de petróleo, el factor volumétrico del agua en la formación y la solubilidad (Razón gas disuelto-agua) se consideran iguales a la unidad y a cero, respectivamente.

## **2.2 HAVLENA & ODEH**

Existen diversos trabajos publicados acerca de los métodos de estimación de recursos hidrocarburos. La mayoría de los trabajos se enfocan en aspectos como las leyes y principios que gobiernan la extracción de fluidos, la derivación de las ecuaciones con base a la relación entre cantidad de fluidos producidos y propiedades del yacimiento

A medida que los métodos de simulación numérica de yacimientos mejoran, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) adquiere una serie de cambios. Siendo

uno de los más representativos la linealización de Havlena & Odeh en el año 1963<sup>5</sup>, en el cual describe una interpretación de la EBM que se logra graficar como una línea recta, además en el año 1964<sup>6</sup> muestran la aplicación de esta técnica a distintos tipos de yacimientos.

La modificación de la EBM mostrado por Havlena & Odeh está formada por los siguientes factores:

- Extracción de Gas, Petróleo y Agua

$$F = N_p * (B_o - (B_g * R_s)) + (G_p - G_i) * B_g + (W_p - W_i) * B_w \quad \text{Ecuación 16}$$

- Expansión del Petróleo y Gas Libre

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g \quad \text{Ecuación 17}$$

- Expansión de Capa de Gas

$$E_g = B_{oi} * \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 18}$$

- Expansión de la Roca y Agua

$$E_{f,w} = (1 + m) * B_{oi} * \left( \frac{(S_{wi} * C_w) + C_f}{1 - S_{wi}} \right) * (P_i - P) \quad \text{Ecuación 19}$$

---

<sup>5</sup> HAVLENA, D y ODEH.A.S: The Material Balance as an Equation of a Straight line. Journal Petroleum Technical. SPE 559. 1963.

<sup>6</sup> HAVLENA, D Y ODEH, A: The Material Balance as an Equation of a Straight line- Part II, Field Cases Journal petroleum Technical. SPE 869. 1964

- Expansiones totales

$$E_t = E_o + mE_g + (1 + m)E_{f,w} \quad \text{Ecuación 20}$$

Realizando las sustituciones adecuadas y agrupando los términos anteriores en la EBM generalizada, la transformación de Havlena & Odeh queda de la siguiente forma:

$$F = N * [E_o + (m * E_g) + E_{f,w}] + W_e \quad \text{Ecuación 21}$$

La EBM se simplifica según el tipo de fluido y según sus condiciones iniciales de saturación, dependiendo del tipo de yacimiento, y teniendo en cuenta si hay capa inicial de gas, si es un yacimiento de aceite saturado o si los fluidos están cerca al punto crítico.

Las siguientes consideraciones son necesarias tenerlas en cuenta antes de usar la EBM planteada por Havlena y Odeh

- Condiciones iniciales de yacimiento
- Tipo de fluido
- Análisis PVT
- Mecanismo de producción o empuje

### **2.2.1 Variables que Mas Impactan la Estimación de los Recursos**

**Hidrocarburos** Para la debida identificación de las variables que mayor impacto tienen en la estimación de recursos hidrocarburos por medio de la linealización de Havlena & Odeh, es necesario realizar una revisión bibliográfica, precisamente para comprender mejor qué parámetros afectan más el cálculo del Aceite Original en Sitio “N” en un yacimiento petrolífero.

La linealización de Havlena requiere la elaboración de un gráfico con un número de variables que dependen del mecanismo bajo el cual se está produciendo. Ahora bien, si el empuje por agotamiento, por segregación y el empuje hidráulico intervienen en la producción de hidrocarburos, la contribución del empuje por expansión de la roca y el fluido se hace despreciable, tomando así poco interés las variables de compresibilidad del agua “ $C_w$ ”, compresibilidad de la roca “ $C_f$ ” y la saturación de agua “ $S_w$ ”, involucradas en este mecanismo. Por el contrario, cuando solo existe empuje por expansión de roca y fluido se toman en cuenta, pero solo se encuentran presentes en este mecanismo por lo cual el impacto que generan en los cálculos no son tan influyentes en el momento que se desee hacer una estimación de recursos.

Continuando con el análisis, las siguientes variables por evaluar en la EBM para determinar el impacto que tienen en ésta, son los datos PVT de los fluidos, como; el factor volumétrico del aceite ( $B_o$ ), el factor volumétrico del gas ( $B_g$ ) y la solubilidad del gas en el petróleo ( $R_s$ ), dichas variables son en gran medida las que mayor impacto generan en la cuantificación de recursos ya que, generalmente se encuentran asociadas a incertidumbre y generalmente la información con la que se cuenta es escasa. Hay que mencionar, además que estas variables se encuentran en todas las ecuaciones para la estimación de recursos de hidrocarburos, por lo que tienen un alto impacto sobre los resultados a obtener. Los datos PVT de un fluido cambian con el tiempo y dependen de la presión, temperatura, entre otras. Por lo tanto esto conlleva a obtener resultados sujetos a incertidumbre en el cálculo de recursos hidrocarburos.

Las principales ventajas que se obtienen al realizar un análisis PVT a un campo maduro son entre otras:

- Ajuste de la Determinación de Volúmenes In-Situ.
- Caracterización de Fluidos y su Distribución en el Yacimiento.
- Mejor Ajuste de los Modelos del Yacimiento.

- Clave para la Reactivación de un Campo.
- Facilita la Toma de Decisiones de Ingeniería y de Inversiones.

### 3. CONCEPTOS ESTADÍSTICOS<sup>7</sup>

Varias veces se dispone de una cantidad considerable de datos, que para poder analizarlos se hace necesario organizarlos. Dicho análisis puede constar en como varían esos datos para poder descubrir cualquier tendencia u observar donde se concentran la mayor cantidad de datos. Esta organización se puede realizar por medio de tablas, gráficas y diagramas que sean de fácil entendimiento y manejo.

#### 3.1 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD

Una distribución de probabilidad indica toda la gama de valores que pueden representarse como resultado de un experimento.

Es decir, describe la probabilidad de que un evento se realice en el futuro, constituye una herramienta fundamental para la prospectiva, puesto que se puede diseñar un escenario de acontecimientos futuros considerando las técnicas actuales.

Toda distribución de probabilidad es generada por una variable (porque puede tomar diferentes valores) aleatoria  $x$  (porque el valor tomado es totalmente al azar), y puede ser de dos tipos: Discreta y Continua.

**3.1.1 Distribución de Probabilidad Discreta** La distribución de probabilidad discreta nace de una variable aleatoria discreta. Una variable aleatoria discreta ( $x$ ) tiene una distribución uniforme cuando la probabilidad en todos los puntos de más

---

<sup>7</sup> MENDENHALL, William; Beaver, Robert; Beaver, Bárbara. *Introducción a la Probabilidad y Estadística* Traducido por Jorge Humberto Romo. Ed.13. Brooks/ Cole 2006.

probabilística es la misma; es decir, cuando todos los posibles valores que puede adoptar la variable  $(x_1, x_2, \dots, x_k)$  tienen la misma probabilidad

Existen varios tipos especiales de esta clase de distribución, y entre las más conocidas están: la Distribución Binomial, Poisson y Geométrica.

**3.1.1.1 Distribución Binomial** Es una distribución de probabilidad discreta del número de éxitos en una secuencia de “n” experimentos independientes, cada uno de los cuales tiene probabilidad  $\theta$  de ocurrir. (La distribución de Bernoulli es una distribución binomial con “n=1”). Su función de masa de probabilidad está dada por:

$$b(x, n, \theta) = \binom{n}{x} \theta^x (1 - \theta)^{n-x} \quad \text{Ecuación 22}$$

Para  $x = 0, 1, 2, \dots, n$  siendo  $\binom{n}{x} = \frac{n!}{x!(n-x)!}$  las combinaciones de “n” en “x” (“n” elementos tomados de “x” en “x”).

$$b(5; 12, 0.5) = \binom{12}{5} 0.5^5 (1 - 0.5)^{12-5} = 0.19 \quad \text{Ecuación 23}$$

Su medida y su varianza son:

$$\mu = n\theta \quad \text{Ecuación 24}$$

$$\sigma^2 = n\theta(1 - \theta) \quad \text{Ecuación 25}$$

La variable aleatoria binomial y su distribución están basadas en un experimento que satisface las siguientes condiciones:

El experimento consiste en una secuencia de “n” intentos, donde “n” se fija antes del experimento.

Los intentos son idénticos, y cada uno de ellos puede arrojar dos posibles resultados, que se denotan por éxito (S) o fracaso (F) ( $p(S) + p(F) = 1$ ).

Los intentos son independientes, por lo que el resultado de cualquier intento en particular no influye sobre el resultado de cualquier otro intento

La probabilidad de éxito es constante de un intento a otro. Siguiendo estas premisas, la variable aleatoria binomial X está definida como X = el número de S entre los N intentos.

**3.1.1.2 Distribución de Poisson** Expresa la probabilidad de un número de eventos ocurriendo en un tiempo fijo si estos eventos ocurren con una tasa media conocida, y son independientes del tiempo desde el último evento. Fue descubierta por Simeón-Denis Poisson (1781-1840)

La distribución de Poisson se puede entender como un caso particular de la Binomial que se utiliza para determinadas distribuciones en las que el cálculo de la probabilidad es engorroso debido a que el número de pruebas es excesivamente elevado o a que la probabilidad de éxito es excesivamente baja; en ambos casos la media es muy pequeña en relación al número de pruebas “n”. En estos casos se puede demostrar que la distribución binomial converge, tiende a comportarse, como una distribución de Poisson.

El trabajo realizado por Simeón-Denis Poisson estaba enfocado en ciertas variables aleatorias N que cuentan, entre otras cosas, un número de ocurrencias discretas (muchas veces llamadas “arribos”) que tiene lugar durante un intervalo de tiempo de duración determinada. Si el número esperado de ocurrencias en este

intervalo es  $\lambda$ , entonces la probabilidad de que haya exactamente K ocurrencias (siendo K un entero no negativo,  $K=0, 1, 2, \dots$ ) es igual a:

$$f(k; \lambda) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^k}{k!}$$

Dónde:

$e$ , Es la base del logaritmo natural ( $e=2.71828\dots$ )

$k!$ , K factorial

$k$ , El número de ocurrencias de un evento

$\lambda$  Es un número real positivo, equivalente al número esperado de ocurrencias durante un intervalo dado. Por ejemplo, si los eventos ocurren de media cada 4 minutos, y se está interesado en el número de eventos ocurriendo en un intervalo de 10 minutos, se usaría como modelo una distribución de Poisson con  $\lambda = 2.5$

Su media y su varianza son:

$$\mu = \lambda$$

$$\sigma^2 = \lambda$$

La distribución de Poisson puede ser vista como un caso limitante de la distribución binomial, es decir, que una distribución binomial en la que  $n \rightarrow \infty$   $\theta \rightarrow 0$  se puede aproximar por una distribución de Poisson de valor  $\lambda = n\theta$

La distribución Poisson es también llamada Poissoniana, análogamente al término Gaussiana para una distribución de Gauss o distribución normal.

**3.1.1.3 Distribución Geométrica** La distribución geométrica es un modelo adecuado para aquellos procesos en los que se repiten pruebas hasta la consecución del éxito del resultado deseado y tiene interesantes aplicaciones en los muestreos realizados de esta manera.

También implica la existencia de una dicotomía “División en dos partes” de posibles resultados y la independencia de las pruebas entre sí. Este tipo de distribución se puede hacer derivar de un proceso experimental de Bernoulli.

**3.1.2 Distribución de Probabilidad Continua**<sup>8</sup> Una distribución de probabilidad continua está sujeta a una variable aleatoria continua. Entre las distribuciones de probabilidad continua más conocidas están: Distribución Normal, Distribución Log-Normal, Distribución Triangular, Distribución Gamma, Distribución Chi-Cuadrado, Distribución t-Student, entre otras.

Una función  $f$  definida para un conjunto de valores se le conoce como función de densidad de probabilidad para una variable continua  $X$  si  $P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x)dx$  para cualquier constantes  $a$  y  $b$ . es decir, que para calcular la probabilidad de que el valor de la variable continua esté entre  $x=a$  y  $x=b$  se debe encontrar el área debajo de la curva definida mediante la función de densidad de probabilidad entre esos valores.

La probabilidad de que una variable aleatoria continua tome un valor de  $x=a$  es  $P(a) = \int_a^a f(x)dx = 0$ , es decir, cuando se trabaja con variable aleatorias continuas, no tiene sentido preguntar por la probabilidad de un valor particular si no por la probabilidad en un intervalo de valores. Por lo tanto, para el caso continuo tiene mayor importancia hablar de la distribución de probabilidad acumulada y no de la distribución de probabilidades en sí.

Para que una función  $f$  sea considerada una función de densidad de probabilidad, se deben cumplir las dos condiciones siguientes:

---

<sup>8</sup> DEVORE, Jay. .Variables Aleatorias Continuas y Distribución de probabilidad. *Probabilidad y Estadística para ingeniería y ciencias*. Traducido por Jorge Humberto Romo. Ed. 7. Brooks/ Cole. 2008

$f$  Debe ser positiva o cero para cualquier valor de la variable aleatoria continua, es decir,  $f(x) \geq 0$  para todo  $x \in (-\infty, \infty)$ . Esto significa que la gráfica de la función de densidad de probabilidad debe estar por encima del eje horizontal (eje de las abscisas)

El área bajo la curva de la función  $f$  entre menos infinito y el infinito, debe ser igual a 1. Esto es  $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$ .

**3.1.2.1 Función de Distribución Acumulativa de una Variable Continua** Para hablar de las distribuciones de probabilidad acumulada para el caso continuo se hace necesario definir la función de distribución acumulativa o función de distribución.

La función de distribución de una variable continua  $X$  viene dada por  $F(X) = P(X \leq a) = \int_{-\infty}^a f(t)dt$ , es decir la función de distribución acumulativa es el área bajo la curva de la función de densidad de probabilidad  $f$  entre menos infinito y el valor  $a$ .

**3.1.2.2 Tipos de distribuciones de probabilidad continua** A continuación se explicará brevemente las distribuciones de probabilidad continua más conocidas y usadas. Vale la pena aclarar que al momento de la aplicación del método de Monte Carlo, se debe trabajar con una distribución de probabilidad de este tipo cuando los resultados posibles del experimento son obtenidos a través de variables aleatorias continuas, es decir, de variables cuantitativas que pueden tomar cualquier valor, y que resultan principalmente del proceso de medición. Ejemplos de variables aleatorias continuas son:

- Datos PVT representativos del fluido
- Datos petrofísicos
- Temperatura del yacimiento

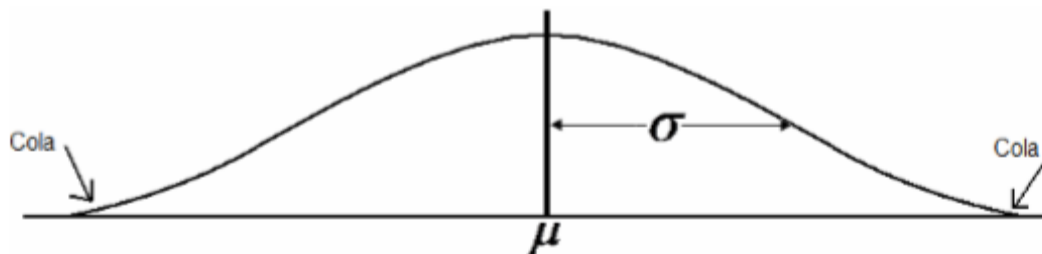
**3.1.2.2.1 Distribución Normal** Debería llamarse distribución acumulativa normal, pues como se ha dicho, en las distribuciones continuas tiene mayor sentido hablar de las distribuciones acumulativas. Para mayor simplicidad se le llamará distribución normal y a la función de densidad de probabilidad se le llamará curva normal. La variable aleatoria continua con una distribución normal es una de las distribuciones más importantes en el campo de la estadística. Las características de la distribución son:

La curva normal tiene forma de campana y presenta un pico en centro de la distribución. La media, la mediana y la moda de la distribución son iguales y están localizadas en el centro.

La distribución normal es simétrica respecto a su media, por lo tanto el área de la curva que está a la derecha de la media es igual a la que está a la izquierda.

La curva normal decrece uniformemente en ambas direcciones a partir del valor central. Es asintótica respecto al eje horizontal. Las terminaciones de la curva a ambos lados de la media se le llaman colas. La grafica típica de una distribución normal se muestra en la Figura 3.

**Figura 3 Curva de una Distribución Normal, con la Media y una Desviación Estándar**



Fuente: ARTEAGA Juan W. Estadística y Probabilidades; 2006

La distancia entre el eje de simetría (media) y el punto de inflexión de la curva normal es una desviación estándar. La función de densidad de probabilidad (curva normal) viene dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{Ecuación 26}$$

Para este tipo de distribución la *media*, o esperanza o valor esperado viene dada por:

$$\mu = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x f_x(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}} dx = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \left[ -e^{-\frac{x^2}{2}} \right] = 0 \quad \text{Ecuación 27}$$

La varianza se define como (teniendo en cuenta que el valor esperado es 0).

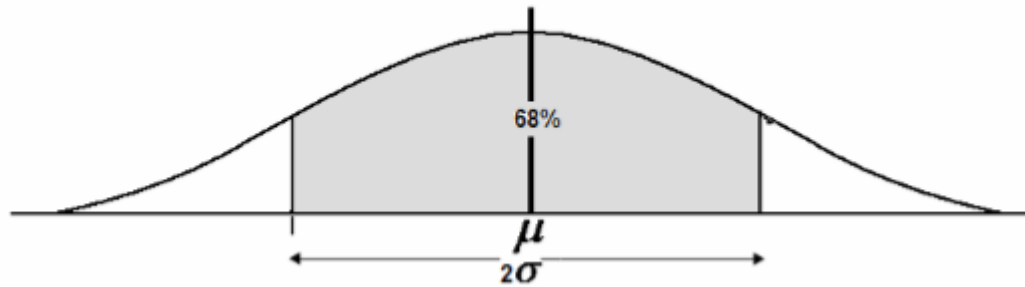
$$E(X^2) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f_x(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}} dx = 1 \quad \text{Ecuación 28}$$

$$\text{Var}(X) = E(X^2) - [E(X)]^2 = 1 \quad \text{Ecuación 29}$$

Dependiendo de los valores que tome la media  $\mu$  y la desviación estándar  $\sigma$  la gráfica será más alargada o achatada, pero en cualquier caso tendrá las mismas condiciones de simetría.

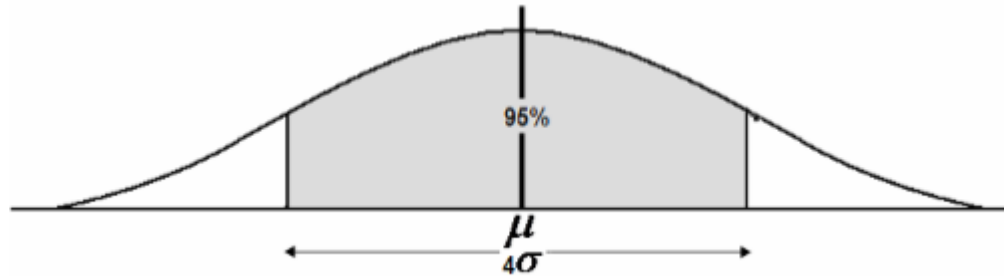
El área total bajo la curva es igual a 1. El área debajo de la curva comprendida entre  $\mu - \sigma$  y  $\mu + \sigma$  es aproximadamente igual a 0,68 del área total; entre  $\mu - 2\sigma$  y  $\mu + \sigma$  es aproximadamente igual a 0,95 del área. Las Figuras 4 y 5 ilustran las áreas descritas.

**Figura 4 Porcentaje de Área Comprendida entre  $\mu-\sigma$  y  $\mu+\sigma$**



Fuente: ARTEAGA Juan W. Estadística y Probabilidades; 2006

**Figura 5 Porcentaje de Área Comprendida entre  $\mu-2\sigma$  y  $\mu+2\sigma$**



Fuente: ARTEAGA Juan W. Estadística y Probabilidades; 2006

Los únicos datos necesarios para dibujar un gráfico de la distribución normal son  $\mu$  y  $\sigma$ . Con estos dos parámetros se puede situar la campana (en el punto correspondiente a la media) y cuál es su ancho (determinado por la desviación estándar). Cuando se encuentra con una población de observaciones que siga una distribución normal, solo hace falta estimar la media y la desviación estándar para obtener toda la información necesaria acerca de dicha población.

**3.1.2.2.2 Distribución Log-Normal** La distribución log-normal es una distribución de probabilidad de cualquier variable aleatoria con su logaritmo normalmente distribuido (la base de una función logarítmica no es importante ya que,  $\log_a X$  está distribuida normalmente si y solo si  $\log_b X$  está distribuida normalmente) si X

es una variable aleatoria con una distribución normal, entonces  $\exp(X)$  tiene distribución log-normal.

Una variable puede ser modelada como log-normal si puede ser considerada como un producto multiplicativo de muchos pequeños factores independientes. Un ejemplo típico es un retorno a largo plazo de una inversión: puede considerarse como un producto de dos retornos diarios.

La distribución log-normal tiende a la función densidad de probabilidades:

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(\ln x - \mu)^2 / 2\sigma^2} \quad \text{Ecuación 30}$$

Para  $x > 0$ , donde  $\mu$  y  $\sigma$  son la media y la desviación estándar del logaritmo de la variable. El valor esperado es:

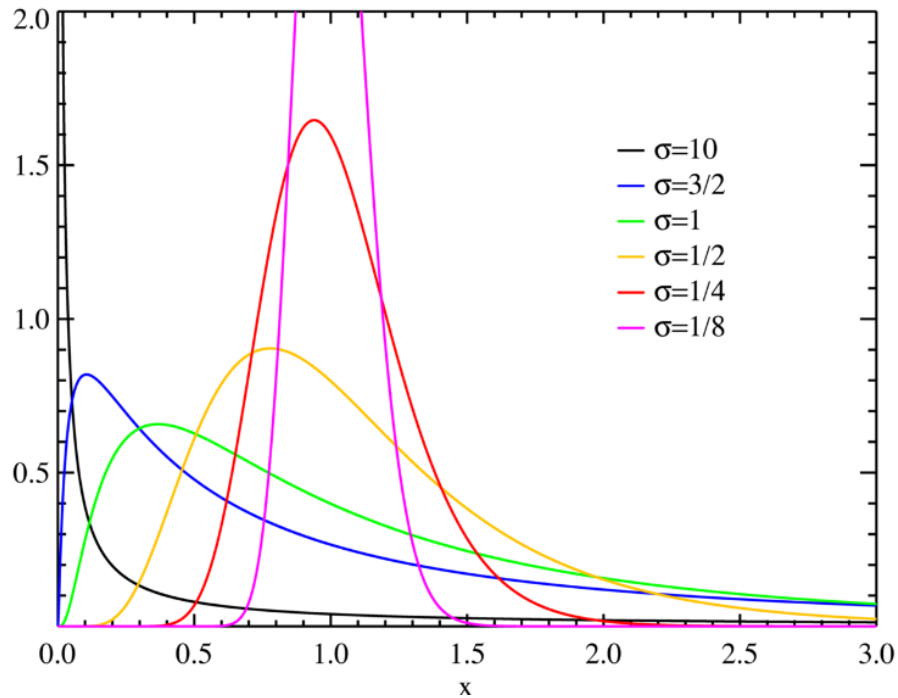
$$E(X) = e^{\mu + \sigma^2 / 2} \quad \text{Ecuación 31}$$

Y la varianza es:

$$\text{Var}(X) = (e^{\sigma^2} - 1)e^{2\mu + \sigma^2} \quad \text{Ecuación 32}$$

La Figura 6. Muestra la gráfica de una curva típica para una distribución Log-Normal

**Figura 6 Curva de una Distribución Log Normal**



Fuente: ARTEAGA Juan W. Estadística y Probabilidades; 2006

**3.1.2.2.3 Distribución Triangular** Este tipo de distribución se emplea básicamente en aquellos problemas en los cuales se conocen muy pocos datos o ningún dato. La distribución triangular es útil como una aproximación inicial en situaciones para las que no se dispone de datos confiables.

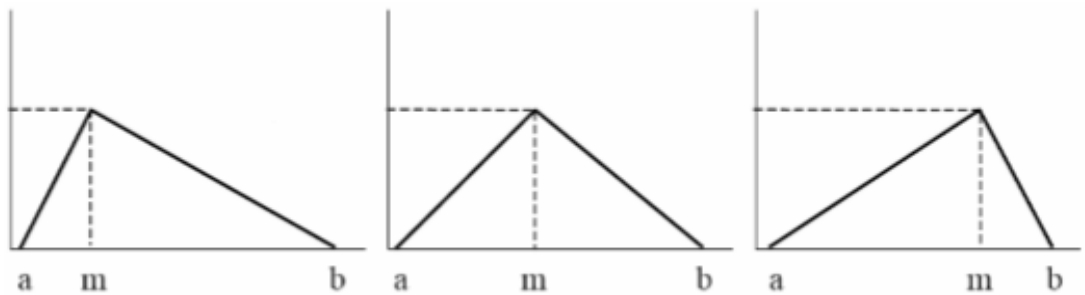
Esta distribución tiene 3 parámetros, a (límite inferior de la variable); m (la moda) y b (El límite superior de la variable). Y puede ser tanto asimétrica como simétrica

Sea X una variable aleatoria evaluada en  $(a,b) \subset \mathbb{V}$ , se dice que se distribuye según una distribución triangular si su función de densidad responde a la siguiente expresión.

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(b-a)(b-m)} & \rightarrow \text{Si } a < x \leq m \\ \frac{2(b-x)}{(b-a)(b-m)} & \rightarrow \text{Si } m \leq x < b \\ 0 & \rightarrow \text{En Otro Caso} \end{cases} \quad \text{Ecuación 33}$$

La representación gráfica de tal función de densidad se presenta en la Figura 7.

**Figura 7 Representación Gráfica de la Función de Densidad Triangular.**



Fuente. Distribuciones de Tipo Continuo, Estadística Empresarial II. 2005

$$\frac{a+b}{2} > m, \quad \frac{a+b}{2} = m, \quad \text{ó} \quad \frac{a+b}{2} < m$$

Por tanto, tal distribución puede ser simétrica o tener una asimetría a la derecha o a la izquierda.

Para este tipo de distribución la media se puede hallar así:

$$E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} xf(x) d_x = \int_a^m \frac{2}{(b-a)(m-a)} x(x-a) d_x + \int_a^b \frac{2}{(b-a)(b-m)} x(b-x) d_x =$$

$$\frac{2}{(b-a)} \left[ \left[ \frac{2m^2 - ma - a^2}{6(m-a)} \right] + \left[ \frac{b^2 + mb - 2m^2}{6(b-m)} \right] \right] =$$

$$\frac{b^2 + mb - ma - a^2}{3(b-a)} =$$

$$(a + m + b)/3$$

Ecuación 34

La varianza es igual a:

$$Var(X) = E(X^2) - [E(X)]^2$$

Ecuación 35

$$Var(X) = \frac{(b-a)^2 - (b-m)(m-a)}{18}$$

Ecuación 36

Su función de distribución viene dada por:

$$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{Si } x \leq a \\ \frac{(x-a)^2}{(b-a)(m-a)} & \text{Si } a < x \leq m \\ 1 - \frac{(b-x)^2}{(b-a)(m-a)} & \text{Si } m \leq x < b \\ 1 & \text{Si } x \geq b \end{cases}$$

Ecuación 37

**3.1.2.2.4 Distribución Gamma** Esta distribución hace parte de la probabilidad continua, que contiene dos parámetros  $k$  y  $\lambda$  cuya función de densidad para valores  $x > 0$  es:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \frac{(\lambda x)^{k-1}}{\Gamma(k)}$$

Ecuación 38

Aquí  $e$  es  $e$  y  $\Gamma$  es la función gamma dada por:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad \text{Ecuación 39}$$

Lo que se espera del valor y la variación de una variable aleatoria  $X$  de distribución gamma son:

$$E[X] = k/\lambda \quad \text{Ecuación 40}$$

$$V[X] = k/\lambda^2 \quad \text{Ecuación 41}$$

**3.1.2.2.5 Distribución Chi-Cuadrado** Esta distribución, también llamada Chi-Cuadrado de Pearson, es una probabilidad continua con un parámetro  $k$  que representa los grados de libertad de la variable aleatoria, donde  $Z_i$  son variables de distribución normal, de media cero y varianza uno.

$$X = Z_1^2 + Z_k^2 \quad \text{Ecuación 42}$$

Frecuentemente este tipo de distribución se expresa  $cX \sim X_k^2$  donde el subíndice  $k$ , indica el número de sumandos y se llama grados de libertad de la distribución.

La siguiente función es la función de densidad Chi-Cuadrado

$$f_k(x) = \frac{(1/2)^{k/2}}{\Gamma(k/2)} x^{\frac{k}{2}-1} e^{-x/2} \quad \text{Ecuación 43}$$

donde  $x \geq 0$  y  $f_i(x) = 0$  para  $x \leq 0$ .  $\Gamma$  es la función gamma

La función de distribución es:

$$F_k(x) = \frac{\gamma(k, x/2)}{\Gamma(\frac{k}{2})}$$

Ecuación 44

donde  $\gamma(k, z)$  es la función gamma incompleta.

Lo que se espera del valor y la varianza de una variable aleatoria  $X$  con distribución Chi cuadrado:

$$E[X] = k$$

$$V[X] = 2k$$

**3.1.2.2.6 Distribución t-Student** Es una distribución de probabilidad continua que nace del problema de calcular la media de una población habitualmente distribuida cuando el tamaño de la muestra es pequeño. Esta es la base del famoso test t-Student para poder determinar las divergencias entre dos medias muestrales y para la creación del intervalo de confianza para la diferencia entre las medias de dos poblaciones.

En la mayoría de los estudios estadísticos prácticos, la distribución T nace cuando la desviación típica de una población no se conoce y debe ser calculada desde los datos de una muestra.

Viene dada la función de densidad por:

$$f(t) = \frac{\Gamma((v+1)/2)}{\sqrt{v\pi}\Gamma(v/2)} (1 + t^2/v)^{-(v+1)/2}$$

Ecuación 45

Con  $v$  igual a  $n - 1$ . Este parámetro es llamado convencionalmente el número de grados de libertad.

## 3.2 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA

Es una técnica de aglomeración y posterior clasificación de datos estadísticos en clases o intervalos, de tal forma que se logre implantar el número o porcentaje de cada clase y así operarlos en cantidades significativas. El número o porcentaje de cada clase se le llama frecuencia de clase.

Al momento de hacer un análisis en detalle de los datos, las distribuciones de frecuencia son una herramienta significativa, sabiendo que por medio de estas, se puede detallar con más claridad la tendencia que están siguiendo estos datos y aplicarlos más tarde.

**3.2.1 Representación Gráfica de una distribución de frecuencias** Resulta muy conveniente resaltar la información comprendida en una tabla de una distribución de frecuencias para ello se utilizan diagramas o gráficas.

Hay diagramas tales como el histograma, el polígono de frecuencias, el polígono de frecuencias acumuladas, entre otros, que simbolizan de una manera conveniente la distribución de frecuencias.

Al elaborar una gráfica en el plano cartesiano se acostumbra a situar a las clases en el eje de las abscisas (eje x) y las frecuencias en el de las ordenadas (eje y).

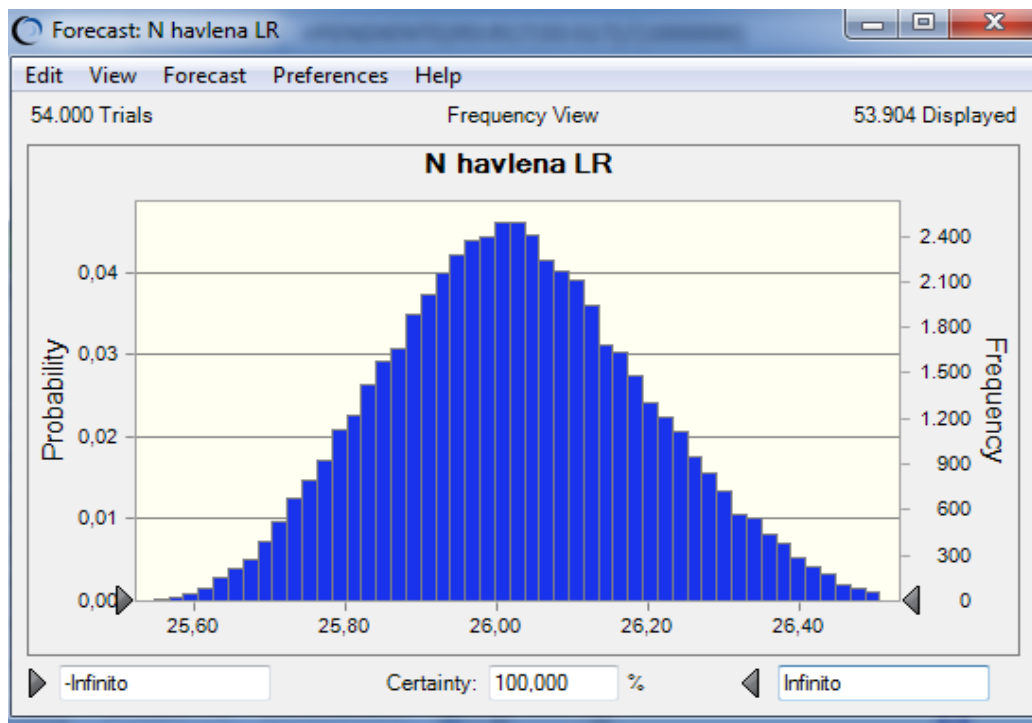
**3.2.1.1 Histograma de frecuencias** Uno de los diagramas más utilizados con mayor frecuencia se conoce como histogramas. Es una gráfica en la que las clases se marcan en el eje horizontal y las frecuencias de clase en el eje vertical. Las frecuencias de clase están representadas por las alturas de las barras, y estas se colocan adyacentes una a otra<sup>9</sup>. De este modo, el diagrama describe una

---

<sup>9</sup> LIND, Douglas; MARCHAL, William y MASON, Robert. Traducido por María Del Carmen Henao Roa. Estadística para administración y Economía. 11 ed. México D.f.: McGraw-Hill. 2004.830 p.

distribución de frecuencias, el cual usa una serie de rectángulos adyacentes, donde la altura de estos es proporcional a la frecuencia que representa. Ver Figura 8.

**Figura 8 Histograma de Resultados a través de Crystal Ball**



Fuente: Software Crystal Ball.

En otras palabras, un histograma de frecuencia representa automáticamente la función empírica de densidad, generándose el enlace conceptual apropiado con la densidad de probabilidad de una variable aleatoria para la generación de números aleatorios. Y por comodidad, sus valores se agrupan en clases, es decir, valores continuos.

Por otra parte, muestra grandes cantidades de datos dando una visión clara y sencilla de su distribución y su construcción ayuda a comprender la tendencia central, dispersión y frecuencias relativas de distintos valores

Comunmente suele usarse cuando se estudia una variable continua, como los es el caso de los parametros involucrados en la ecuación de balance de materiales para la estimación de recursos hidrocarburos de un yacimiento petrolifero; puesto que, dichos datos se obtienen principalmente de procesos de medición.

Es especialmente útil cuando se tiene un amplio número de datos que es preciso organizar. Un ejemplo claro es la simulación Monte Carlo, entrega tantos resultados como sea posible debido a las “n” iteraciones escogidas para la corrida del experimento.

#### **4. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RECURSOS HIDROCARBUROS MEDIANTE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES**

En este capítulo se describe la metodología que se plantea para determinar los recursos hidrocarburos de un campo maduro. En primer lugar, se debe realizar una consulta bibliográfica en temas como; La Simulación Monte Carlo, Balance de Materiales, Estadística y Crystal Ball, la cual comprende el método del problema con la intención de dar solución al hecho de estudio.

La siguiente fase consiste en efectuar una predicción cuantitativa, con el objetivo de entregar resultados para el aceite original en sitio (OOIP) de un campo maduro, gracias a la investigación y el análisis previo de los datos del yacimiento como; Historial de presiones, Historial de producción y Data PVT representativa de los fluidos.

El software Crystal Ball es una herramienta suplemento de Excel, la cual se usa para la aplicación de la metodología que se propone en este capítulo. Este simulador se implementa, como un complemento destinado a reducir la incertidumbre de las variables que se estudian en este proyecto, a través de un análisis de predicciones, con el fin de superar las limitantes presentes en las hojas de cálculo.

##### **Fase I**

En esta primera parte, se recomienda organizar, revisar y analizar la información disponible del campo a evaluar. También es necesario hacer un análisis para las

variables asociadas a incertidumbre, para la posterior aplicación del método y estimación de recursos hidrocarburos:

- Historial de Presiones.
- Historial de Producción.
- Datos Petrofísicos (Porosidad, Saturación inicial de agua, Compresibilidades).
- Datos PVT Representativos del Fluido de Yacimiento (Gas en Solución “Rs” y Factores Volumétricos de Formación del Aceite “Bo” y Gas “Bg”).

Los datos anteriores están asociados directamente con la Ecuación de Balance de Materiales, por ello es indispensable contar con suficiente información, y entre más detallada sea, se obtendrán resultados más confiables.

## **Fase II**

Con los históricos de presión y producción, datos PVT del fluido e información petrofísica de yacimiento, previamente consultada y organizada, se procede al uso de la hoja de cálculo junto con la ayuda del software Crystal Ball. El diseño depende del manejo y la capacidad de creación del usuario.

En el desarrollo de este proyecto las pautas a seguir son las siguientes:

- En primer lugar se determinan los parámetros de la EBM asociados a más incertidumbre, a través de un análisis de la información disponible del yacimiento objeto de estudio.
- Hecho el análisis para las variables que generan mayor impacto, se procede a la determinación de la distribución de probabilidad o “supuestos” que se debe asignar a cada una de ellas, estas son llamadas “Celdas-Supuestos”. Como ayuda, en la Tabla 2. se pueden apreciar algunas distribuciones que han sido aplicadas a diferentes medidas en estudios anteriores
- Seguido, se hace uso de la hoja de cálculo de Excel para la adecuada organización y tabulación de los datos que se obtienen previamente, para el

historial de presiones y de producción, propiedades petrofísicas y data PVT del fluido. Se continúa con el ingreso de la ecuación que se desee utilizar, en este caso la EBM para el cálculo de recursos.

- Ahora, se asume el número de iteraciones a realizar por el software y el grado de certidumbre que se desea obtener para las variables de salida. Cabe mencionar, que entre más iteraciones se hagan, más acertado será el valor para el aceite original in situ “N”, puesto que la muestra disponible de resultados podrá ser lo suficientemente amplia para considerarse representativa de la realidad.
- Finalmente, se ejecuta la simulación para las variables X, Y, G y N, descritas más adelante. A su vez el programa genera números aleatorios para cada una de las celdas supuesto. Las estimaciones realizadas para cada una de las iteraciones se ven representadas a través de histogramas de frecuencias o “Cuadro Pronóstico”, estos resultados pueden ser utilizados para predecir los recursos hidrocarburos con niveles de certeza y confiabilidad aceptables.

Los resultados que se pueden obtener con la metodología que se propone, entrega una estimación confiable de los recursos que probablemente se pueden encontrar en un Campo Maduro, ayudando de esta forma a entregar resultados más confiables que ayudan a reducir la incertidumbre mediante un análisis de predicciones.

#### **4.1 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD ASOCIADAS A CADA UNA DE LAS INCERTIDUMBRES EN UN YACIMIENTO PETROLÍFERO**

Con respecto a muchas recomendaciones entregadas de la experiencia y de la consulta bibliográfica, a continuación se hace un breve resumen de cuáles pueden ser las distribuciones de probabilidad más apropiadas para tratar cada una de las incertidumbres asociadas a un yacimiento petrolífero

Las incertidumbres están asociadas a los datos ingenieriles y geológicos en bloque de falla y áreas perforadas, y a la precisión en la medida de mencionados datos. Estas incluyen:

- Propiedades petrofísicas y PVT del sistema Roca-Fluido
- Volumen bruto de roca en área perforada
- Localización de los contactos entre los fluidos
- Área de drenaje de pozos individuales
- Cambio en el espesor neto rentable y relacionado a variaciones espaciales
- Distribución espacial de la permeabilidad
- Grado de compartimentación del yacimiento
- Eficiencia de recobro de aceite, gas y condensado

De las variables citadas, algunas son aptas para un análisis estadístico, y estas son identificadas como incertidumbres ingenieriles. Estas incluyen: porosidad, saturación de agua, propiedades PVT, eficiencias de recobro, cambios en el espesor neto rentable y áreas de drenaje de pozos individuales.

Inicialmente es difícil definir las funciones de densidad de probabilidad de los parámetros señalados, por lo tanto, en la Tabla 2. se presenta un resumen del tipo de distribución para algunas propiedades.

**Tabla 2 Tipo de distribución de frecuencia según el parámetro.**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO DE DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA</b>
<b><i>Área-Acres</i></b>	La Distribución Log. Normal. Los parámetros requeridos son la medida y la desviación estándar
<b><i>Espesor Neto</i></b>	La distribución Log. Normal es la mejor aproximación. Típicamente exhibe inclinación positiva; puede existir covarianza con porosidad y saturación de agua. Ingresar la media y desviación estándar

<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO DE DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA</b>
<b><i>Porosidad</i></b>	Típicamente puede tratarse con una Distribución Normal o Gaussiana. Exhibe ocasionalmente una tendencia al sesgo positivo o Log. Normal y una covarianza con la saturación de agua inicial. Los parámetros utilizados aquí también son la media y desviación estándar
<b><i>Saturación de Agua</i></b>	Típicamente exhibe un ligero sesgo negativo aproximándose a una Distribución Normal
<b><i>Permeabilidad</i></b>	La Destrucción Log. Normal es la mejor aproximación, pero la naturaleza de la Distribución es controlada por el tipo de ambiente de depositación, y/o diagénesis post-depositacional; típicamente presenta una covarianza con la porosidad
<b><i>Viscosidad</i></b>	Es recomendado usar una Distribución Triangular con los parámetros mínimo, más probable y máximo
<b><i>Eficiencia de Recobro</i></b>	Se recomienda utilizar una Distribución Log. Normal. Típicamente con sesgo positivo; puede exhibir covarianza con Porosidad, Saturación de Agua Irreducible, Permeabilidad y Espesor Neto, dependiendo del mecanismo de empuje
<b><i>Factor Volumétrico de Formación del Aceite y Gas</i></b>	La mejor aproximación que les representa, es la distribución triangular, debido a la poca información con la que generalmente se cuenta.

Fuente. Tomado de: Estimation and Classification Of Reserves Of Crude Oil, Natural Gas, And Condensate Chapman Cronquist, Society Of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 2001.

La covarianza nombrada sobre los diferentes tipos de distribución de frecuencia, es una medida estadística del grado de correlación entre el conjunto de datos. Las variables que están sometidas al azar y exhiben un alto grado de covarianza, no pueden ser independientes, por tanto se debe tomar cuidado en el tratamiento de estas en los cálculos probabilísticos.

## 4.2 MODELO DE BALANCE DE MATERIALES SIMPLIFICADO

Con los datos disponibles de una campo maduro, y su posterior estimación de aceite original in situ, se sugiere utilizar la EBM linealizada, establecida por Havlena & Odeh

A continuación, se describe como la EBM puede ser organizada y ajustada, obedeciendo a un comportamiento lineal. Sobre la base de la transposición, las combinaciones realizadas se pueden utilizar en términos de X y Y, mientras que G es la pendiente y N es la intersección.

Los términos de la EBM se describen a continuación en los siguientes incisos:

1.  $F = NE_t + W_e B_w$  Ecuación General Havlena & Odeh Simplificada
2.  $E_t = E_o + \frac{B_{oi}}{B_{gi}} m E_g + B_{oi}(1 + m) E_{f,w}$  Expansión Total
3.  $m = \frac{G B_{gi}}{N B_{oi}}$  Relación Capa de Gas del Petróleo Original en  
Sítio
4.  $W_e B_w$  Intrusión de Agua

Las ecuaciones nombradas, pueden ser organizadas para facilitar su uso en el momento de realizar cálculos. Reemplazando la ecuación presentada en el inciso 2 en la ecuación del inciso 1, se obtiene la siguiente expresión:

$$F - W_e B_w = N \left[ E_o + m \frac{B_{oi}}{B_{gi}} E_g + B_{oi} E_{f,w} (1 + m) \right] \quad \text{Ecuación 46}$$

$$F - W_e B_w = N \left[ E_o + m \frac{B_{oi}}{B_{gi}} E_g + B_{oi} E_{f,w} + m B_{oi} E_{f,w} \right] \quad \text{Ecuación 47}$$

$$F - W_e B_w = N E_o + N m \frac{B_{oi}}{B_{gi}} E_g + N B_{oi} E_{f,w} + N m B_{oi} E_{f,w} \quad \text{Ecuación 48}$$

Teniendo en cuenta que en el inciso 3 la ecuación puede ser ordenada en otros términos, se tiene que:

$$G = N m \frac{B_{oi}}{B_{gi}} \quad \text{ó} \quad N m = G \frac{B_{gi}}{B_{oi}} \quad \text{Ecuación 49}$$

Luego, la Ecuación 48 puede ser modificada, resultando la siguiente expresión:

$$F - W_e B_w = N E_o + G E_g + N B_{oi} E_{f,w} + N m B_{oi} E_{f,w} \quad \text{Ecuación 50}$$

Reemplazando la ecuación de la capa de gas  $m$  en la ecuación anterior, se tiene que:

$$F - W_e B_w = N E_o + G E_g + N B_{oi} E_{f,w} + N \frac{G B_{gi}}{N B_{oi}} B_{oi} E_{f,w} \quad \text{Ecuación 51}$$

$$F - W_e B_w = N E_o + G E_g + N B_{oi} E_{f,w} + G B_{gi} E_{f,w} \quad \text{Ecuación 52}$$

Agrupando los términos de  $N$  y  $G$ , se obtiene que:

$$F - W_e B_w = N E_o + N B_{oi} E_{f,w} + G E_g + G B_{gi} E_{f,w} \quad \text{Ecuación 53}$$

$$F - W_e B_w = N (E_o + B_{oi} E_{f,w}) + G (E_g + B_{gi} E_{f,w}) \quad \text{Ecuación 54}$$

Finalmente, igualando términos:

$$\frac{F - W_e B_w}{(E_o + B_{oi} E_{f,w})} = N + G \frac{(E_g + B_{gi} E_{f,w})}{(E_o + B_{oi} E_{f,w})} \quad \text{Ecuación 55}$$

Donde, los valores de X, Y, G y N, quedan asumidos de la siguiente manera, y se ilustra en la Figura 9.

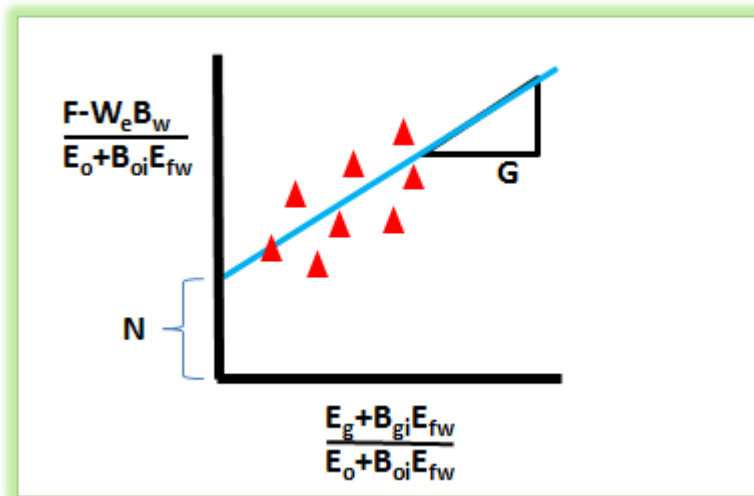
$$Y = N + GX \tag{Ecuación 56}$$

Donde:

$$\frac{F - W_e B_w}{(E_o + B_{oi} E_{f,w})} = Y \tag{Ecuación 57}$$

$$\frac{(E_g + B_{gi} E_{f,w})}{(E_o + B_{oi} E_{f,w})} = X \tag{Ecuación 58}$$

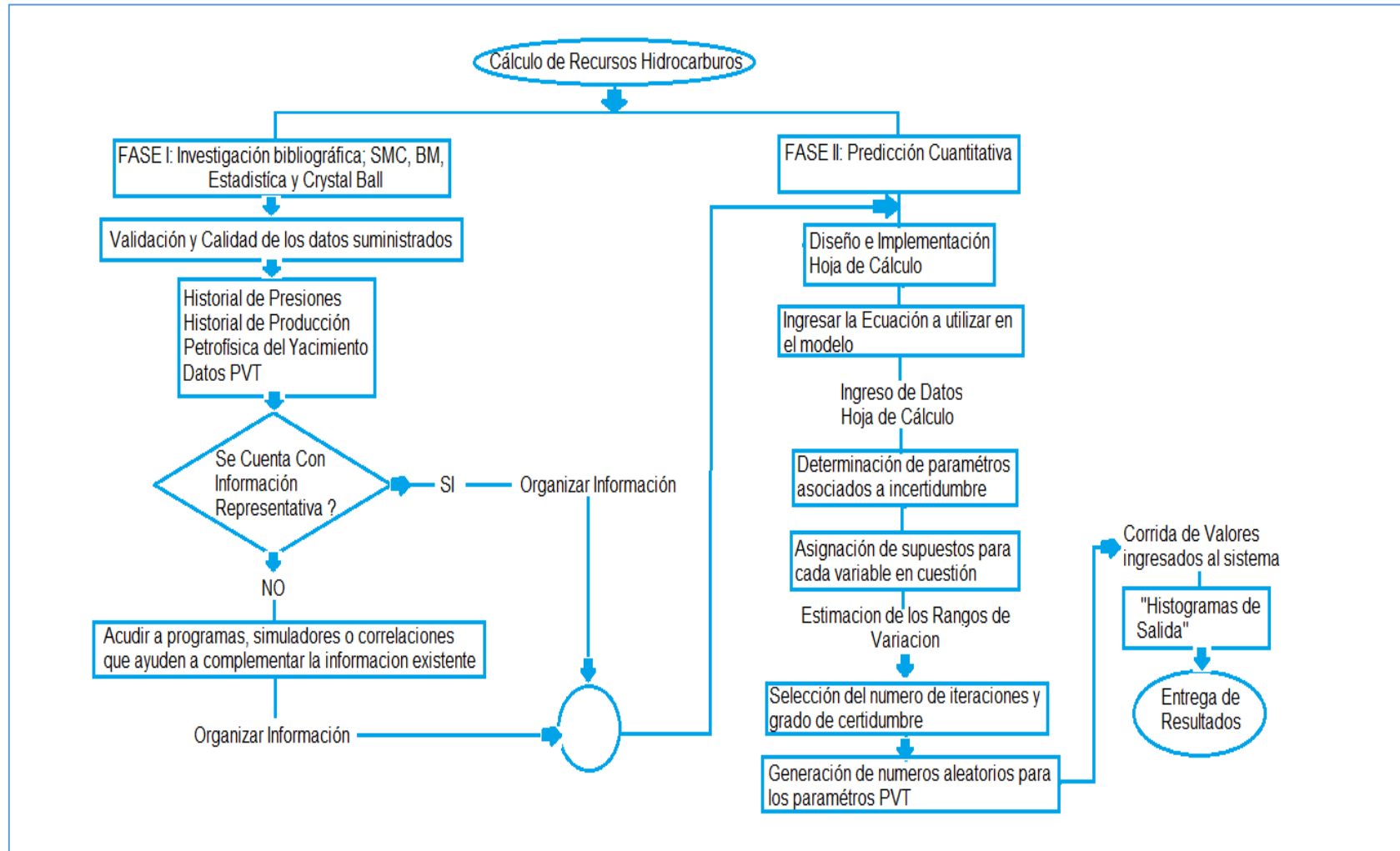
**Figura 9 Representación Gráfica de la Ecuación Simplificada**



### 4.3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE RECURSOS HIDROCARBUROS

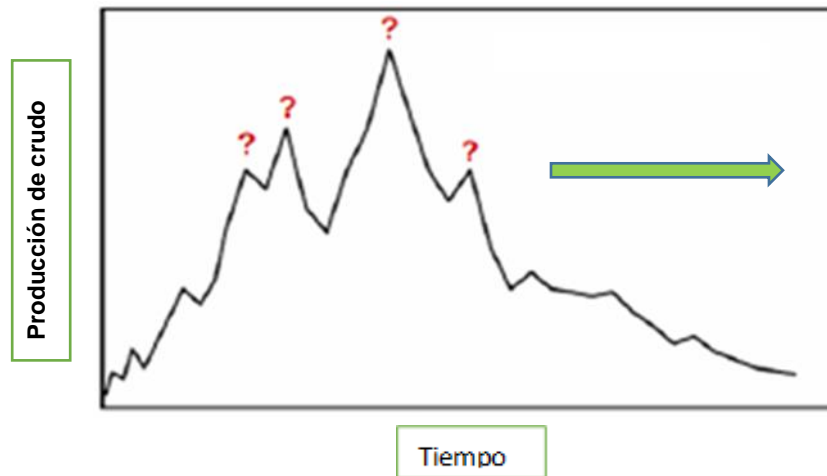
El siguiente diagrama de flujo ilustra la secuencia planteada para el cálculo de recursos hidrocarburos

**Figura 10 Diagrama de Flujo**



## 5. APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.

Figura 11 Tendencia de Producción de un Campo Petrolero con el Tiempo



Fuente. SPE 93884, Mature Field Development – A Review (2005)

La Figura 11. representa el comportamiento típico de un Campo Maduro, y el comportamiento de la producción de este tipo de campo, ninguno de los puntos que se indican con el signo de interrogación pueden ser considerados como el tiempo en el que el campo alcanza su madurez, sin embargo, la tendencia es que la producción declina luego de realizar recobro secundario, y es indicado por la flecha verde. Otros factores son el incremento de la producción de agua y gas, la disminución de presión y el envejecimiento de las facilidades de producción.

El Campo Colorado se clasifica como un campo maduro, debido a que presenta las siguientes características:

- Su producción se encuentra en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con su tasa inicial.
- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante. Para este caso, Gas en Solución.

- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo. Dadas las condiciones, algunas de las variables requeridas para realizar un análisis completo no están disponibles, considerando que campos tan antiguos y con producciones pobres como este, no cuentan precisamente con suficiente disposición en cantidad y calidad de información para todos los pozos

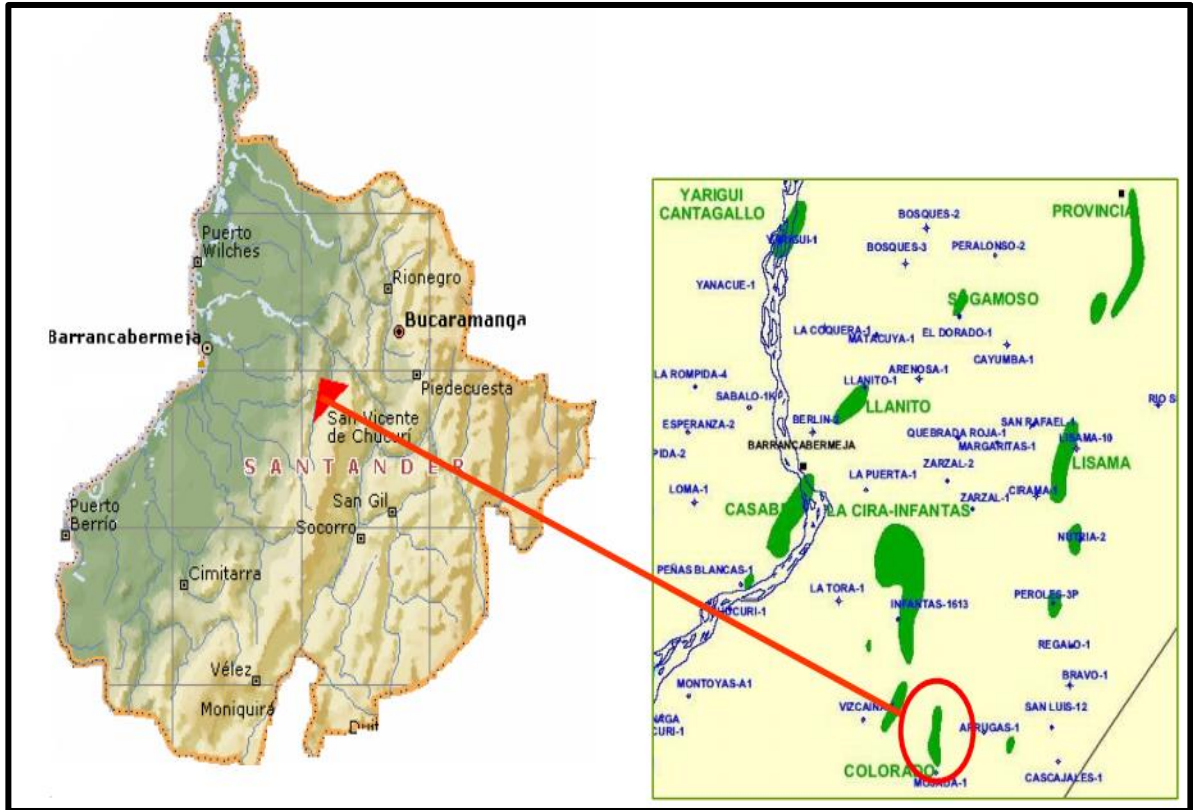
## **5.1 CARACTERIZACIÓN CAMPO COLORADO**

El campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira – Infantas, entre coordenadas X=1'036.000 – 1'040.500 Este y Y= 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares<sup>10</sup> . Ver Figura 12.

---

<sup>10</sup> Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente. Diciembre 2003

**Figura 12 Localización Campo Escuela Colorado**



Fuente. Tomado de: \* Informe UIS, Ing. Cesar Pineda. Marzo de 2006

La exploración se inició en 1923, la empresa Troco, perforó 15 pozos entre 1953 y 1964, ECOPETROL desarrolló completamente el campo perforando 6 pozos, se alcanza la máxima producción en el año 1961 con 1771 (BOPD), declinando rápidamente hasta llegar a 467 (BOPD) en el año 1966. El máximo número de pozos productores o activos se alcanzó en el año 1963 con un total de 44 pozos. Desde los años (1966 – 1975) se mantuvo una producción promedio de 670 (BOPD), sin embargo, en el año 1976 la declinación aumentó pasando de 692 (BOPD) en el año 1976 a 47 (BOPD) en el año 1989.

Actualmente el campo se encuentra cerrado, aproximadamente desde el 10 de Marzo de 2013, sin embargo, en los últimos años de actividad, la producción fue

de 25 (BOPD), y la declinación se debe principalmente a la caída de presión del yacimiento y problemas de precipitación de orgánicos como las parafinas.

Igualmente se tiene reportada una presión inicial de 1042 psi.<sup>11</sup>, específicamente del subsector 1 de la arena C, según reportes entregados de la División Campo Escuela Colorado (UIS), y una capa de gas inicial de  $m = 0$ .<sup>12</sup>

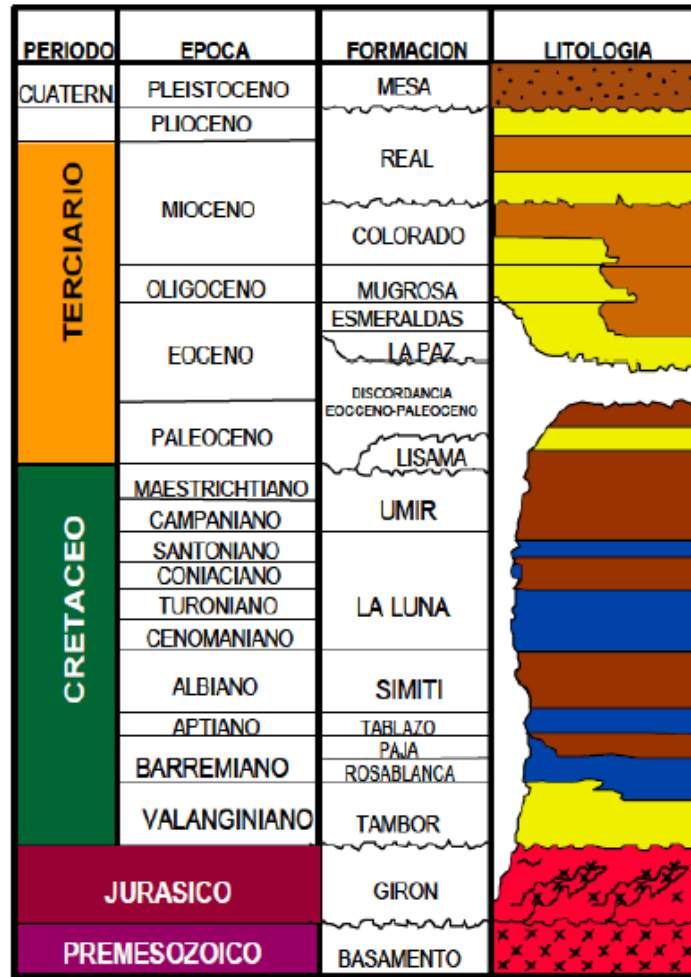
Con respecto a la estratigrafía del Campo Colorado, se tiene que de base a tope se encuentran las formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado. Estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales, que varían lateralmente en un sistema de ríos meándricos como se muestran en la Figura 13.

---

<sup>11</sup> Anexo E. Presiones C.C Bloque I Arena C, recopilada a través de la división – Campo Escuela Colorado

<sup>12</sup> AMAYA, Luz; QUITIAN, Robinson. Evaluación de Reservas del Campo Escuela Colorado por el Método de Balance de Materia. 2011. Universidad Industrial de Santander.

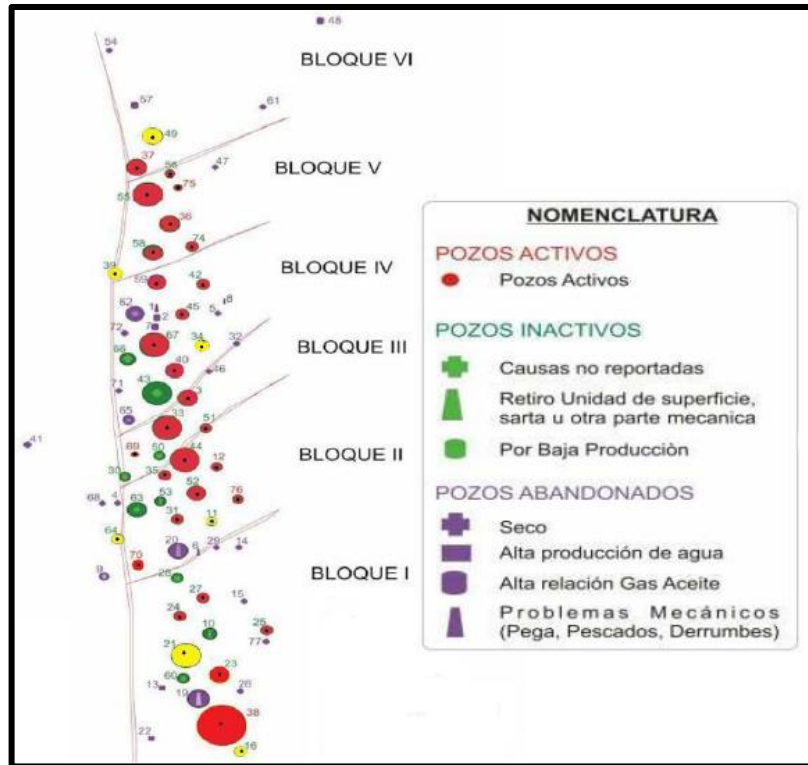
Figura 13 Columna Estratigráfica del Valle del Magdalena Medio



Fuente. Informe Colorado 2003. Diagnóstico y Estrategias de Recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente

Se maneja un modelo geológico donde, el campo está dividido por 7 fallas formando 6 bloques como se muestran en la Figura 14.

**Figura 14 Estado de los Pozos**



Fuente. Modificado de. \*Informe UIS, Ing. Cesar Pineda. Marzo de 2006

En la Tabla 3. se puede observar la distribución de los pozos a lo largo del yacimiento en cada uno de los bloques.

**Tabla 3 Distribución de Pozos Campo Escuela Colorado**

BLOQUE	POZOS
<b>I</b>	<b>10, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 38, 60, 77</b>
<b>II</b>	<b>4, 6, 9, 11, 12, 20, 31, 35, 44, 51, 52, 53, 63, 64, 68, 70, 76</b>
<b>III</b>	<b>30, 32, 33, 46, 50, 69</b>
<b>IV</b>	<b>1, 2, 3, 5, 7, 8, 34, 40, 42, 43, 45, 59, 65, 66, 67, 71, 72</b>
<b>V</b>	<b>36, 39, 47, 55, 56, 58, 74, 75</b>
<b>VI</b>	<b>37, 48, 49, 54, 57, 61</b>
<b>Secos *</b>	<b>1, 4, 5, 6, 8, 17, 29, 32, 41, 42, 43, 44, 46, 61, 68, 71, 72, 77</b>

Fuente. \*Tomado de: Utria I. y Correa, K: "Informe sobre aplicabilidad de Greenzyme para estimulación del Campo Colorado". División de Geología y Yacimientos. Campo Escuela Colorado, UIS. 2008

## 5.2 DATOS BÁSICOS

En el Campo Colorado se han realizado una serie de estudios básicos para su desarrollo, uno de ellos se ve expuesto en la Tabla 4, en ella se puede apreciar la discrepancia en las medidas entre las arenas B y C, lo cual corrobora la incertidumbre asociada en los datos PVT del Campo Colorado y hace más difícil la decisión para procesos de reactivación en un futuro.

**Tabla 4 Datos Básicos del Campo Escuela Colorado**

<i>CARACTERÍSTICAS</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>ARENA B</i>		<i>ARENA C</i>	
		<i>B1</i>	<i>B2</i>	<i>C1</i>	<i>C2</i>
<i>Presión Estática</i>	<i>PSI</i>	800	800	2208	2208
<i>T° de Yacimiento</i>	<i>F</i>	104	104	174	174
<i>API Promedio</i>	<i>API</i>	41.2	39.7		
<i>S<sub>gh</sub> Gas en Separador</i>	<i>FRACCIÓN Vol</i>	0.958	0.958	0.937	0.937
<i>Presión de Burbuja</i>	<i>Psia</i>	630	630	2078	2078
<i>μ<sub>o</sub> @ Condiciones de Yto</i>	<i>Cp</i>	2.23	2.23	0.467	0.467
<i>B<sub>o</sub> @ Condiciones de Yto</i>	<i>RB/Stb</i>	1.0181	1.0181	1.325	1.325
<i>R<sub>s</sub> @ P<sub>b</sub></i>	<i>Scf/Stb</i>	140	140	648	648
<i>S<sub>o</sub></i>	<i>FRACCIÓN</i>	0.695617	0.678317	0.708342	0.676007
<i>Aceite Original</i>	<i>MMBL's</i>	24.39	31.84	<b>27.43</b>	37.37
<i>Porosidad Promedio</i>	<i>%</i>	12.9	13.5	15.7	19.6
<i>Espesor Promedio Arena</i>	<i>ft</i>	21.8	23.2	24.9	42.3
<i>Área</i>	<i>ACRES</i>	634	634	1083	1083
<i>Producción Promedio Pozo Perforado</i>	<i>MBL's</i>	112			
<i>Espaciamiento entre Po.</i>	<i>Acres</i>	20 – 30			
<i>Reservas Remanentes</i>	<i>MMBls</i>	100 - 200			
<i>Factor de Recobro</i>	<i>%</i>	14.83 - 15			
<i>Pozos Perforados</i>		75			
<i>Pozos Activos</i>		21			
<i>Pozos Produciendo</i>		3			
<i>Pozos Cerrados</i>		54			

Fuente. \*Modificado de: Estudio de ECOPEPETROL S.A, "Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente". 2003

Como se observa, las características del yacimiento están clasificadas de la siguiente forma: (API < 45), (Boi < 2 [Rbb/Stb]), y relación Gas-Aceite (GOR)<2000 [Scf/Stb], satisfaciendo las especificaciones de un aceite negro descrito por McCain, en su clasificación de los fluidos<sup>13</sup>

Para continuar con la caracterización del yacimiento, es necesario realizar una recopilación de los datos requeridos y disponibles en el yacimiento como:

- Información de Producción
- Información de Presiones
- Información PVT
- Información Petrofísica

**5.2.1 Información de Producción** El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 ft de espesor) hace que la producción<sup>14</sup> acumulada sea inferior a los 300.000 Bls.

En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobre la producción acumulada del campo, solamente Colorado 38, ha producido más de 500.000 Bls, y únicamente 20 pozos han producido más de 200.000 Bls.

Tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico inferior al 1%, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero.

---

<sup>13</sup> McCAIN W. D. Jr. The properties of Petroleum Fluids, Penn Well Publishing Co, Tulsa.

<sup>14</sup> Informe mensual Actividades Campo Escuela Colorado. División Agosto de 2011.

Se han realizado campañas “Workover” recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte, perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

Para la aplicación de este método, se seleccionó y organizó específicamente los reportes realizados para la arena C del Bloque I, puesto que la información existente se encuentra más detallada para dicha zona, además los datos PVT obtenidos del pozo Col-49 son representativos de la misma. Por otro lado, gran parte de los pozos del Campo pertenecen al Bloque I y cuentan con la información API para cada uno de estos pozos, la cual fue necesaria para la realización de este proyecto, y será expuesta más adelante.

Seguido, y para efectos de los cálculos de la Ecuación de Balance de Materiales, los reportes de producción fueron agrupados en un periodo de 5 años, con el fin de obtener un volumen manejable de datos. Los resultados se pueden ver en el Anexo B “Hoja de Cálculo”

La información de producción esta especificada para todas las arenas del yacimiento desde el inicio de la producción, y está disponible en el del Anexo C “DISTRIBUCIÓN Campo Colorado (OFM)”, otorgada por la División del Campo Escuela Colorado-UIS, y se encuentra organizada para la arena C en el Anexo D “Compilación DATA  $N_p$ ,  $G_p$ ,  $W_p$ ” (Arena C-Campo Colorado)

**5.2.2 Información de Presiones** El Campo Colorado no cuenta con un estudio detallado de presiones que permita determinar el comportamiento histórico de la presión, con respecto al tiempo y a la producción

Pese a los esfuerzos de realizar un histórico de presiones que determinara el comportamiento del yacimiento, al plantear este análisis se encontró que ningún pozo tenía más de dos puntos o presiones tomadas en la misma zona y a

diferentes años<sup>15</sup>, siendo esto necesario para implementar una tendencia del comportamiento de la misma.

Además, entre los pocos datos disponibles, no se cuenta con el análisis de todas las zonas productoras, siendo esto un grave problema al momento de analizar el comportamiento del yacimiento a diferentes tasas de producción y caídas de presión.

Sin embargo, la División del Campo Escuela Colorado-UIS facilitó la entrega de una data representativa del Bloque I, específicamente para la arena C, que permitió el ajuste con respecto a los datos históricos de la producción promedio, los cuales también fueron agrupados en un periodo de 5 años, los datos se pueden apreciar en el Anexo E. “Presiones C.C Bloque I Arena C” del presente trabajo. Y se muestran organizados en el Anexo B “Hoja de Cálculo”

**5.2.3 Información PVT** En el Campo Escuela Colorado se cuenta con información de muestras tomadas tanto en el separador y tanques de prueba, como en cabeza de pozos a diferentes operaciones de caracterización, llevadas históricamente en diferentes pozos como se presenta en la Tabla 5.

**Tabla 5 Información PVT del Campo Escuela Colorado**

Pozo	Arenas	Tyto [F]	GOR [Scf/SB]	$\mu_o@Pb$ [Cp]	SG Gas	API @60 [F]	Bo @Pb [RB/SB]	Rs [cf/SB]
Col-12	E	186	5884,8	0,441	0,751	40,1	1,373	667
Col-43	B	114	698,6	1,6	0,958	41,2	1,091	140
Col-49	C,D,E	174	1271	0,462	0,937	39,7	1,401	648
Col-25	B	104	240	2,18	1,017	36,7	1,0201	237,8

Fuente.\*Tomado de “Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Arenas de la Gerencia Centro Oriente”, Diciembre de 2003 & Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B), Reporte No. PVT-ID0157-72, Marzo de 2008

<sup>15</sup> “Informe Diagnostico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente.

Como se puede apreciar los tres primeros análisis fueron realizados al inicio de la producción de los pozos, algunos de estos resultados no son muy confiables debido a que las muestras fueron hechas para diferentes arenas, por lo cual en el año 2008, se realizó un cuarto estudio PVT para el pozo Col-25 (Mugrosa B), éste se basó en un análisis sintético para la arena productora y se analizó el comportamiento de los fluidos con respecto al cambio de la presión.

En el desarrollo de este trabajo, se realizó una regresión creada a través de Excel para conocer el comportamiento de las variables ( $R_s$ ,  $B_o$  y  $B_g$ ) con respecto a la declinación de la presión, se tuvo en cuenta la data real del campo, específicamente la del compartimento 1 de la arena C, y así obtener como resultado una ecuación que se ajuste a dicho comportamiento, y de este modo conocer la relación de presión en cada punto a medida que el yacimiento se depleta. Los resultados se encuentran en el Anexo B “Hoja de Cálculo” de este documento.

Sin embargo, la información que se obtuvo para la debida caracterización del crudo, no era confiable y las propiedades tales como la Solubilidad del Gas “ $R_s$ ” y los Factores Volumétricos de Formación del aceite “ $B_o$ ” y del Gas “ $B_g$ ”, que son funciones de la presión, hacen que varíen los recursos estimados de acuerdo con el comportamiento en cada zona, por esto, y como se explicó anteriormente, se hace necesario el análisis de incertidumbre y la asignación de una distribución de probabilidad para cada una de estas variables.

**5.2.3.1 Análisis de Incertidumbre y Determinación de la Distribución de Probabilidad de los Parámetros PVT del Campo Colorado** Con en el objetivo de mostrar un análisis de incertidumbre y la asignación de una distribución de probabilidad para los datos PVT del Campo Colorado, se hizo una revisión de la información adquirida de los PVT, realizados en 1960 para los pozos Col-12, Col-

43 y Col-49, la cual fue conseguida a través de las oficinas del Campo Escuela Colorado – UIS.

Los datos PVT del campo que existen son escasos y la información de los pozos difiere entre sí, puesto que las pruebas fueron realizadas a diferentes condiciones y a diferentes arenas. Por lo tanto, presentaban un grado de incertidumbre considerable y bajos niveles de confianza.

El análisis se basó en tres pruebas PVT que fueron realizadas al Campo Colorado, dichas muestras fueron tomadas en fondo y superficie, en ellas se pueden apreciar las características termodinámicas y de producción de las arenas B, C, D y E, los resultados para cada pozo se pueden ver en la tabla 5. Allí se describe la información PVT existente del Campo.

En el año 2008 se realizó un cuarto análisis, correspondiente al pozo Col-25 encontrando discrepancias en los fluidos de cada una de las zonas, hay que mencionar que el estudio se basó en un análisis sintético para los fluidos de las arenas B y C.

Sin embargo, se hizo un análisis entre las arenas productoras del Campo Colorado y de los PVT realizados en 1960 a los pozos Col-43, Col-12 y Col-49, y de este modo determinar su grado de incertidumbre, con el objetivo de aportar a futuras investigaciones

Con respecto a los pozos Col-12 y Col-43, se ajustaron recombinaciones con muestras de gas y crudo tomadas en superficie, y para el pozo Col- 49 se tomó muestra de fondo. (CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir Engineering Dallas Texas, P.L. Moses, 1960)

El gas obtenido para los tres pozos, corresponde a la clasificación de Gas Rico, el cual cambia su composición a medida que el yacimiento es depletado. Además,

las muestras fueron recombinadas a un GOR diferente al que el pozo estaba produciendo, y la presión del yacimiento se encontraba por debajo de la presión original en el momento que se tomó la muestra, lo que lleva a pensar que el gas producido puede tener una composición diferente a la original.

Las mezclas con un GOR diferente al producido en los pozos, se hicieron con el fin de llevar la presión de burbuja de las muestras a la presión inicial del yacimiento. Esto conlleva a resultados no muy veraces en el análisis del comportamiento PVT

Se debe agregar que, el pozo Col-12 trabajó con un GOR muy diferente que el del inicio de la producción, ya que la muestra fue tomada aproximadamente ocho meses después de completarse el pozo, por otra parte la muestra tomada para el análisis del PVT fue para la zona E, los intervalos probados de este análisis de PVT fueron: 5828'-5842', 5918'-5933', 5946'-5965', 5968'-5972', 5986'-5998'

El pozo Col-43, trabajó con un GOR muy diferente que la del inicio de la producción en los intervalos probados (intervalos cañoneados en Octubre de 1959), como resultado la muestra fue tomada aproximadamente diez meses después de recompletarse el pozo, y además el análisis del PVT fue para la zona B, los intervalos probados de este análisis fueron: 1869'-1890', 1918'-1933'

El pozo Col-49, también trabajó con un GOR muy diferente que la del inicio de la producción, ya que la muestra fue tomada aproximadamente diez meses después de completarse el pozo, y la muestra tomada para el análisis del PVT fue de la zona C y algunos intervalos abiertos de la zona D y E, aunque los intervalos de las zonas D y E no aportaron mucha producción. Los intervalos encontrados para este análisis PVT fueron: zona C: 4999'-5005', 5020'-5032', 5120'-5132', 5148'-5162', 5207'-5212', 5221'-5228', 5301'-5311', 5339'-5348', 5391'-5397', 5430'-5436', 5478'-5490', 5625'-5640', 5652'-5662'; Zona D: 6024'-6030'; Zona E: 6399'-6413'.

Como resultado del análisis, se decidió comparar para los tres pozos el gas en solución (Rs) y el factor volumétrico del aceite (Bo). Los datos básicos de cada pozo se encuentran en las Tablas 6, 7 y 8.

- Datos básicos PVT que se obtuvieron para el pozo Col-12 se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6 Datos PVT Obtenidos para el Pozo Col-12**

<b>Fecha</b>	<b>Agosto 30 de 1960</b>
<b>Presión de Burbuja (Pb) [Psi]</b>	2958
<b>Temperatura de Yacimiento (T) [F]</b>	186
<b>Gravedad API @ 60 [F]</b>	40.1
<b>Gravedad Especifica del Gas Liberado</b>	0.759
<b>Factor Volumétrico @ Pb [RB/SB]</b>	1.373
<b>GOR @ Pb [Scf/SB]</b>	667
<b>Viscosidad del Aceite @ Pb [Cp.]</b>	0.441

Fuente. Modificado de "CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir Engineering Dallas Texas, P.L. Moses, 1960"

- Datos básicos PVT que se obtuvieron para el pozo Col-43 se muestran en la Tabla 7.

**Tabla 7 Datos PVT Obtenidos para el Pozo Col-43**

<b>Fecha</b>	<b>Agosto 30 de 1960</b>
<b>Presión de Burbuja (Pb) [Psi]</b>	648
<b>Temperatura de Yacimiento (T) [F]</b>	114
<b>Gravedad API @ 60 [F]</b>	41.2
<b>Gravedad Especifica del Gas Liberado</b>	0.958
<b>Factor Volumétrico @ Pb [RB/SB]</b>	1.091
<b>GOR @ Pb [Scf/SB]</b>	140

Fuente. Modificado de "CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir Engineering Dallas Texas, P.L. Moses, 1960"

- Datos básicos PVT que se obtuvieron para el pozo Col-49 se muestran en la Tabla 8.

**Tabla 8 Datos PVT Obtenidos para el Pozo Col-49.**

<b>Fecha</b>	<b>Agosto 29 de 1960</b>
<b>Presión de Burbuja (psi)</b>	2078
<b>Temperatura de Yacimiento (° F)</b>	174
<b>Gravedad °API @ 60 °F</b>	39.7
<b>Gravedad especifica del gas liberado</b>	0.937
<b>Factor Volumétrico a Pb (RB/SB)</b>	1.401
<b>GOR a Pb (SCF/SB)</b>	648
<b>Viscosidad del aceite a Pb (cp.)</b>	0.462

Fuente. Modificado de "CORE LABORATORIES INC. Petroleum Reservoir Engineering Dallas Texas, P.L. Moses, 1960"

- Análisis del gas en solución (Rs) pozo Col-12

Los resultados para la solubilidad del gas "Rs" de los fluidos del pozo no se ajustaron a ninguna de las correlaciones usadas, tales como: Standing, Vásquez and Beggs y Glasco. A continuación se muestra la Tabla 9, la cual ilustra los datos PVT del pozo Col-12, y en la Figura 15, se pueden ver cada una de las correlaciones utilizadas.

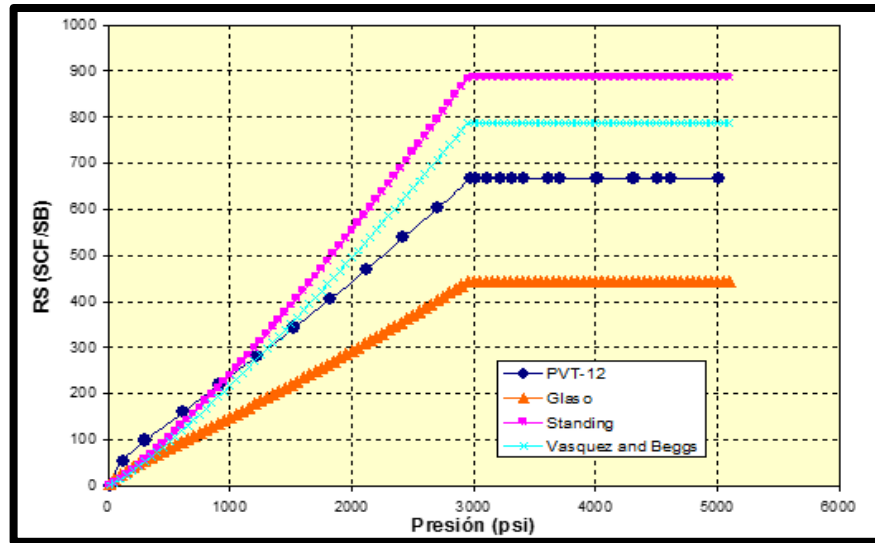
**Tabla 9 Análisis del Gas en Solución (Rs) Pozo Col-12**

<b>PVT</b>		<b>Standing</b>		<b>Glasco</b>		<b>Vásquez</b>	
<b>Presión</b>	<b>Rs</b>	<b>Presión</b>	<b>Rs</b>	<b>Presión</b>	<b>Rs</b>	<b>Presión</b>	<b>Rs</b>
<b>14.7</b>	0	10	0.94	10	185.13	10	0.92
<b>120.7</b>	54	100	15.02	100	202.69	100	14.16
<b>306.7</b>	98	200	34.60	200	217.64	200	32.24
<b>609.7</b>	159	300	56.37	300	231.45	300	52.17
<b>912.7</b>	219	400	79.71	400	244.77	400	73.40
<b>1219.7</b>	280	500	104.27	500	257.86	500	95.66
<b>1523.7</b>	343	600	129.87	600	270.83	600	118.77

PVT		Standing		Glasco		Vásquez	
Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs
1825.7	405	700	156.35	700	283.77	700	142.62
2115.7	469	800	183.62	800	296.71	800	167.12
2422.7	539	900	211.60	900	309.70	900	192.20
2709.7	604	1000	240.22	1000	322.76	1000	217.80
2972.7	667	1100	269.43	1100	335.90	1100	243.89
3014.7	667	1200	299.19	1200	349.14	1200	270.42
3114.7	667	1500	391.40	1500	389.54	1500	352.43
3214.7	667	1700	455.06	1700	417.12	1700	408.88
3314.7	667	1900	520.27	1900	445.28	1900	466.59
3414.7	667	2100	586.90	2100	474.03	2100	525.45
3614.7	667	2300	654.83	2300	503.40	2300	585.37
3714.7	667	2500	723.98	2500	533.43	2500	646.27
4014.7	667	2700	794.28	2700	564.12	2700	708.09
4314.7	667	2900	865.64	2900	595.50	2900	770.77
4514.7	667	3100	886.53	3100	627.59	3100	789.10
4624.7	667	3300	886.53	3300	660.39	3300	789.10
5014.7	667	3500	886.53	3500	693.93	3500	789.10
		3700	886.53	3700	728.23	3700	789.10
		3900	886.53	3900	763.29	3900	789.10
		4100	886.53	4100	799.13	4100	789.10
		4300	886.53	4300	835.77	4300	789.10
		4500	886.53	4500	873.23	4500	789.10
		4700	886.53	4700	911.52	4700	789.10
		4900	886.53	4900	950.65	4900	789.10
		5100	886.53	5100	990.65	5100	789.10

Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPEPETROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 15 Gas en Solución vs Presión del Pozo Col-12**



Fuente. Modificado de, “Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003”

Se observa claramente que las correlaciones para la solubilidad del gas no se ajustan a los datos de laboratorio de esta muestra.

- Análisis del gas en solución (Rs) pozo Col-43

Para la solubilidad del gas “Rs” de este pozo, se hizo uso de las correlaciones utilizadas en el pozo Col-12. A continuación, se muestra la Tabla 10, la cual ilustra los datos PVT del pozo Col-43, y en la Figura 16, se pueden ver cada una de las correlaciones utilizadas.

**Tabla 10 Análisis del Gas en Solución (Rs) Pozo Col-43**

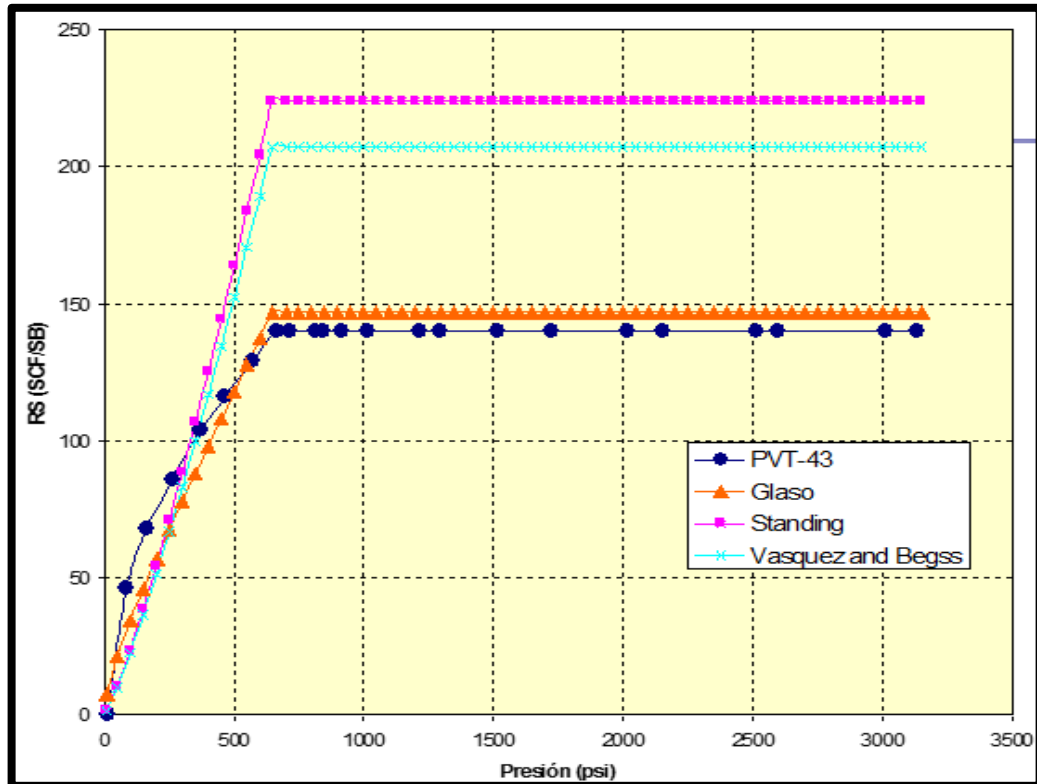
PVT		Standing		Glaso		Vásquez	
Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs
14.7	0	10	1.476	10	7.705	10	1.466
84.7	46	50	10.25	50	21.289	50	9.904
166.7	68	100	23.614	100	34.3	100	22.549
264.7	86	150	38.476	150	45.957	150	36.487

PVT		Standing		Glasco		Vásquez	
Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs
<b>373.7</b>	104	200	54.402	200	56.947	200	51.338
<b>465.7</b>	116	250	71.17	250	67.54	250	66.907
<b>568.7</b>	129	300	88.64	300	77.874	300	83.074
<b>662.7</b>	140	350	106.717	350	88.029	350	99.754
<b>714.7</b>	140	400	125.33	400	98.061	400	116.887
<b>814.7</b>	140	450	144.425	450	108.004	450	134.426
<b>844.7</b>	140	500	163.959	500	117.886	500	152.334
<b>914.7</b>	140	550	183.896	550	127.727	550	170.581
<b>1014.7</b>	140	600	204.206	600	137.542	600	189.141
<b>1214.7</b>	140	650	224.032	650	146.951	650	207.233
<b>1294.7</b>	140	700	224.032	700	146.951	700	207.233
<b>1514.7</b>	140	800	224.032	800	146.951	800	207.233
<b>1724.7</b>	140	900	224.032	900	146.951	900	207.233
<b>2014.7</b>	140	1000	224.032	1000	146.951	1000	207.233
<b>2154.7</b>	140	1100	224.032	1100	146.951	1100	207.233
<b>2514.7</b>	140	1200	224.032	1200	146.951	1200	207.233
<b>2594.7</b>	140	1300	224.032	1300	146.951	1300	207.233
<b>3014.7</b>	140	1400	224.032	1400	146.951	1400	207.233
<b>3134.7</b>	140	1500	224.032	1500	146.951	1500	207.233
		1600	224.032	1600	146.951	1600	207.233
		1700	224.032	1700	146.951	1700	207.233
		1800	224.032	1800	146.951	1800	207.233
		1900	224.032	1900	146.951	1900	207.233
		2000	224.032	2000	146.951	2000	207.233
		2100	224.032	2100	146.951	2100	207.233
		2200	224.032	2200	146.951	2200	207.233
		2300	224.032	2300	146.951	2300	207.233
		2400	224.032	2400	146.951	2400	207.233
		2500	224.032	2500	146.951	2500	207.233
		2600	224.032	2600	146.951	2600	207.233
		2700	224.032	2700	146.951	2700	207.233
		2800	224.032	2800	146.951	2800	207.233
		2900	224.032	2900	146.951	2900	207.233
		3000	224.032	3000	146.951	3000	207.233
		3100	224.032	3100	146.951	3100	207.233

PVT		Standing		Glasco		Vásquez	
Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs
		3200	224.032	3200	146.951	3200	207.233

Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPE TROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 16 Análisis Gas en Solución vs Presión del Pozo Col-43**



Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPE TROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

Se observa de la gráfica que el comportamiento de la curva extraída del PVT, se asemeja al comportamiento de la curva de la correlación de Glasco, dicha correlación es la que mejor se ajusta a los datos de PVT.

- Análisis del gas en solución (Rs) pozo Col-49

En cuanto al análisis del PVT para los fluidos del pozo Col-49, las correlaciones manejadas fueron las mismas de los pozos Col-12 y Col-43. A continuación, se muestra la Tabla 11, la cual ilustra los datos PVT del pozo Col-49, y en la Figura 17, se pueden ver cada una de las correlaciones utilizadas

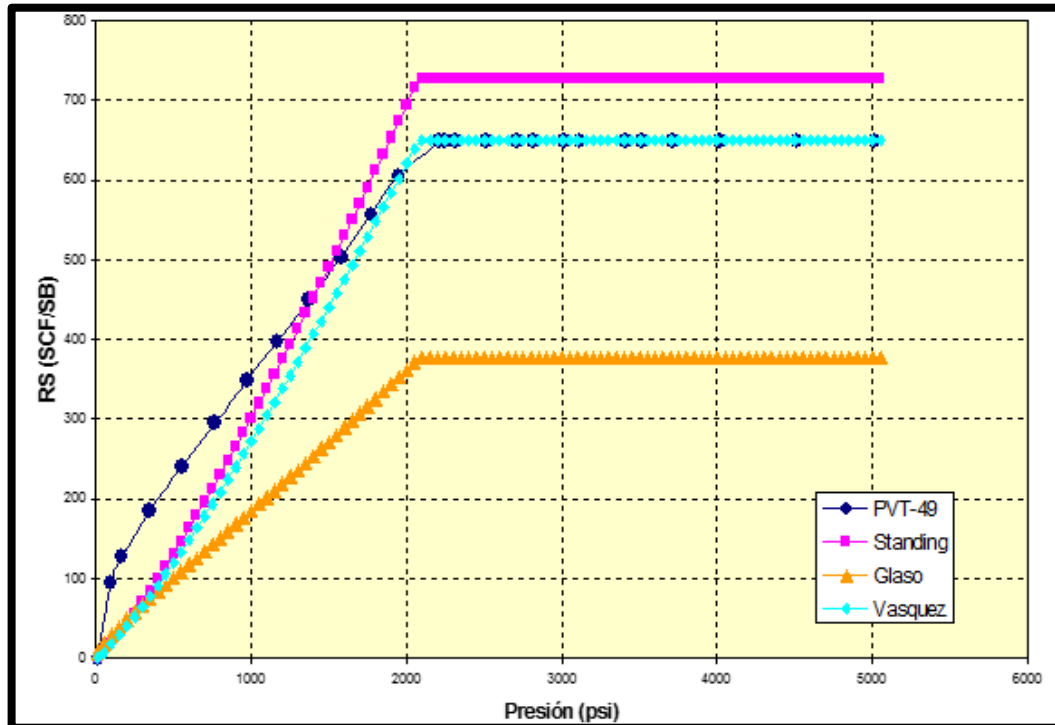
**Tabla 11 Análisis del Gas en Solución (Rs) Pozo Col-49**

PVT		Standing		Glasco		Vásquez	
Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs
14.7	0	10	1.178	10	6.591	10	1.151
95.7	94	100	18.847	100	29.339	100	17.710
167.7	127	200	43.419	200	48.710	200	40.322
347.7	186	300	70.744	300	66.609	300	65.247
557.7	241	400	100.027	400	83.876	400	91.804
765.7	295	500	130.856	500	100.834	500	119.645
978.7	349	600	162.978	600	117.646	600	148.554
1170.7	398	700	196.215	700	134.410	700	178.381
1371.7	449	800	230.439	800	151.187	800	209.019
1578.7	504	900	265.548	900	168.020	900	240.383
1772.7	557	1000	301.464	1000	184.939	1000	272.406
1947.7	605	1100	338.121	1100	201.968	1100	305.036
2214.7	648	1200	375.465	1200	219.124	1200	338.225
2244.7	648	1500	491.189	1500	271.486	1500	440.796
2314.7	648	1700	571.078	1700	307.233	1700	511.399
2514.7	648	1900	652.912	1900	343.715	1900	583.577
2714.7	648	2100	727.244	2100	376.837	2100	649.027
2814.7	648	2300	727.244	2300	376.837	2300	649.027
3014.7	648	2500	727.244	2500	376.837	2500	649.027
3114.7	648	2700	727.244	2700	376.837	2700	649.027
3414.7	648	2900	727.244	2900	376.837	2900	649.027
3514.7	648	3100	727.244	3100	376.837	3100	649.027
3714.7	648	3300	727.244	3300	376.837	3300	649.027
4014.7	648	3500	727.244	3500	376.837	3500	649.027
4514.7	648	3700	727.244	3700	376.837	3700	649.027

PVT		Standing		Glaso		Vásquez	
Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs	Presión	Rs
5014.7	648	3900	727.244	3900	376.837	3900	649.027
		4100	727.244	4100	376.837	4100	649.027
		4300	727.244	4300	376.837	4300	649.027
		4500	727.244	4500	376.837	4500	649.027
		4700	727.244	4700	376.837	4700	649.027
		4900	727.244	4900	376.837	4900	649.027
		5100	727.244	5100	376.837	5100	649.027

Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 17 Gas en Solución vs Presión del Pozo Col-49**



Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

- Análisis del factor volumétrico de formación del aceite (Bo) pozo Col-12

Para el factor volumétrico de formación del aceite de los pozos Col-12, Col-43 y Col-49, se usaron las correlaciones de Standing, Vásquez and Beggs y Glasco, los resultados de estas correlaciones, y los datos del PVT se ilustran a continuación.

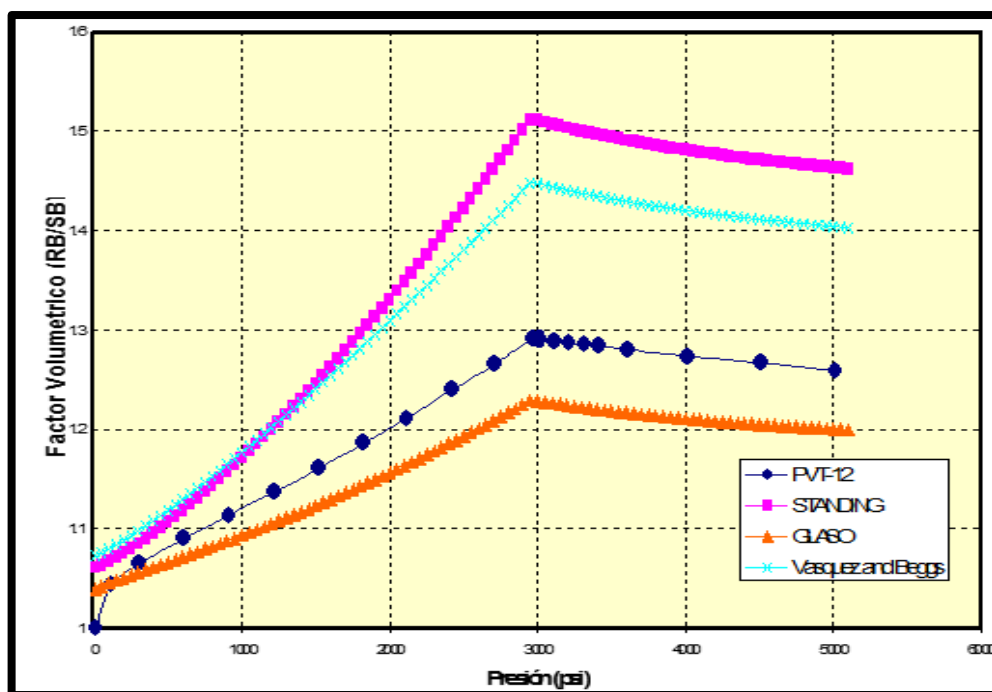
**Tabla 12 Data Factor Volumétrico del Aceite (Bo) Pozo Col-12**

PVT		Standing		Glasco		Vásquez	
Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo
14.7	1.000	10	1.0611	10	1.0395	10	1.0737
120.7	1.044	100	1.0672	100	1.0456	100	1.0800
306.7	1.065	200	1.0757	200	1.0511	200	1.0886
609.7	1.090	300	1.0854	300	1.0562	300	1.0981
912.7	1.114	400	1.06109175	400	1.0614	400	1.1082
1219.7	1.137	500	1.06718021	500	1.0665	500	1.1188
1523.7	1.162	600	1.07574439	600	1.0717	600	1.1298
1825.7	1.186	700	1.08539333	700	1.0770	700	1.1411
2115.7	1.212	800	1.09587082	800	1.0824	800	1.1528
2422.7	1.240	900	1.10704637	900	1.0879	900	1.1647
2709.7	1.266	1000	1.11883855	1000	1.0935	1000	1.1769
2972.7	1.292	1100	1.13119061	1100	1.0993	1100	1.1893
3014.7	1.291	1200	1.14406003	1200	1.1051	1200	1.2019
3114.7	1.289	1500	1.15741333	1500	1.1235	1500	1.2409
3214.7	1.287	1700	1.1712232	1700	1.1364	1700	1.2678
3314.7	1.285	1900	1.18546671	1900	1.1498	1900	1.2953
3414.7	1.284	2100	1.20012424	2100	1.1638	2100	1.3233
3614.7	1.280	2300	1.24641942	2300	1.1783	2300	1.3518
4014.7	1.274	2500	1.2790859	2500	1.1933	2500	1.3808
4514.7	1.267	2700	1.31309328	2700	1.2089	2700	1.4102
5014.7	1.260	2900	1.34836995	2900	1.2250	2900	1.4400
		3100	1.38485428	3100	1.2265	3100	1.4437
		3300	1.42249243	3300	1.2223	3300	1.4373
		3500	1.4612368	3500	1.2186	3500	1.4317
		3700	1.50104492	3700	1.2153	3700	1.4267
		3900	1.5071559	3900	1.2123	3900	1.4222

PVT		Standing		Glasso		Vásquez	
Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo
		4100	1.50008205	4100	1.2097	4100	1.4182
		4300	1.49384437	4300	1.2073	4300	1.4146
		4500	1.48830292	4500	1.2051	4500	1.4113
		4700	1.48334733	4700	1.2031	4700	1.4083
		4900	1.47888938	4900	1.2013	4900	1.4055
		5100	1.47485771	5100	1.1996	5100	1.4030

Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 18 Factor Volumétrico vs Presión del Pozo Col-12**



Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

La grafica muestra que el factor volumétrico del aceite no se correlaciona con ninguno de los métodos calculados.

- Análisis del factor volumétrico de formación del aceite (Bo) pozo Col-43

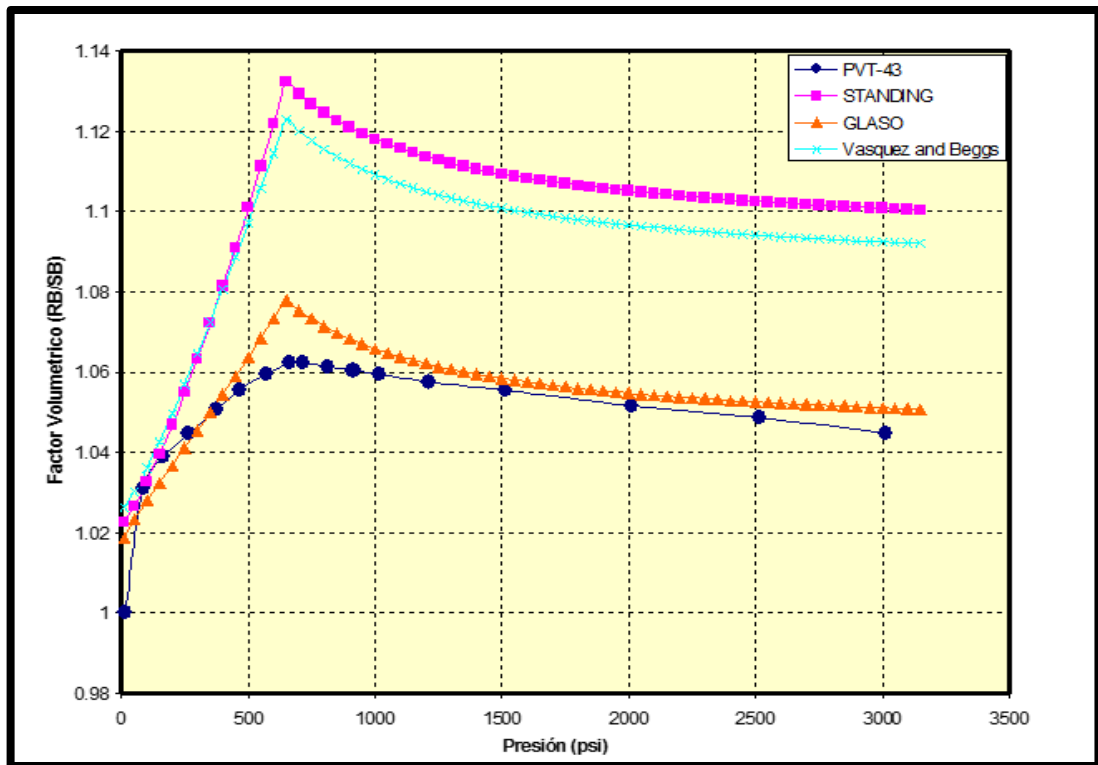
**Tabla 13 Data Factor Volumétrico del Aceite (Bo) Pozo Col-43**

PVT		Standing		Glasco		Vásquez	
Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo
14.7	1.0000	10	1.023	10	1.0187	10	1.0262
84.7	1.0312	50	1.026	50	1.0232	50	1.0302
166.7	1.0389	100	1.033	100	1.0279	100	1.0361
264.7	1.0448	150	1.039	150	1.0323	150	1.0427
373.7	1.0506	200	1.047	200	1.0367	200	1.0497
465.7	1.0555	250	1.055	250	1.0411	250	1.0570
568.7	1.0594	300	1.063	300	1.0455	300	1.0646
662.7	1.0623	350	1.072	350	1.0499	350	1.0724
714.7	1.0623	400	1.081	400	1.0544	400	1.0805
814.7	1.0613	450	1.091	450	1.0590	450	1.0887
914.7	1.0604	500	1.101	500	1.0637	500	1.0972
1014.7	1.0594	550	1.111	550	1.0684	550	1.1057
1214.7	1.0574	600	1.122	600	1.0732	600	1.1145
1514.7	1.0555	650	1.132	650	1.0778	650	1.1228
2014.7	1.0516	700	1.129	700	1.0753	700	1.1200
2514.7	1.0487	800	1.125	800	1.0713	800	1.1155
3014.7	1.0448	900	1.121	900	1.0683	900	1.1120
		1000	1.118	1000	1.0658	1000	1.1092
		1100	1.116	1100	1.0638	1100	1.1069
		1200	1.114	1200	1.0621	1200	1.1050
		1300	1.112	1300	1.0607	1300	1.1033
		1400	1.111	1400	1.0595	1400	1.1020
		1500	1.109	1500	1.0584	1500	1.1008
		1600	1.108	1600	1.0575	1600	1.0997
		1700	1.107	1700	1.0567	1700	1.0988
		1800	1.107	1800	1.0560	1800	1.0980
		1900	1.106	1900	1.0553	1900	1.0973
		2000	1.105	2000	1.0548	2000	1.0966
		2100	1.104	2100	1.0542	2100	1.0960
		2200	1.104	2200	1.0538	2200	1.0955
		2300	1.103	2300	1.0533	2300	1.0950

PVT		Standing		Glaso		Vásquez	
Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo
		2400	1.103	2400	1.0529	2400	1.0945
		2500	1.103	2500	1.0526	2500	1.0941
		2600	1.102	2600	1.0522	2600	1.0937
		2700	1.102	2700	1.0519	2700	1.0934
		2800	1.101	2800	1.0516	2800	1.0930
		2900	1.101	2900	1.0513	2900	1.0927
		3000	1.101	3000	1.0511	3000	1.0925
		3100	1.101	3100	1.0509	3100	1.0922
		3200	1.100	3200	1.0506	3200	1.0919

Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 19 Factor Volumétrico vs Presión del Pozo Col-43**



Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

Se observa de la gráfica, que el comportamiento de los datos del factor de formación de aceite del PVT, se ajusta a los datos del factor de formación de aceite extraídos de la correlación de Glasso

- Análisis del factor volumétrico de formación del aceite (Bo) pozo Col-49

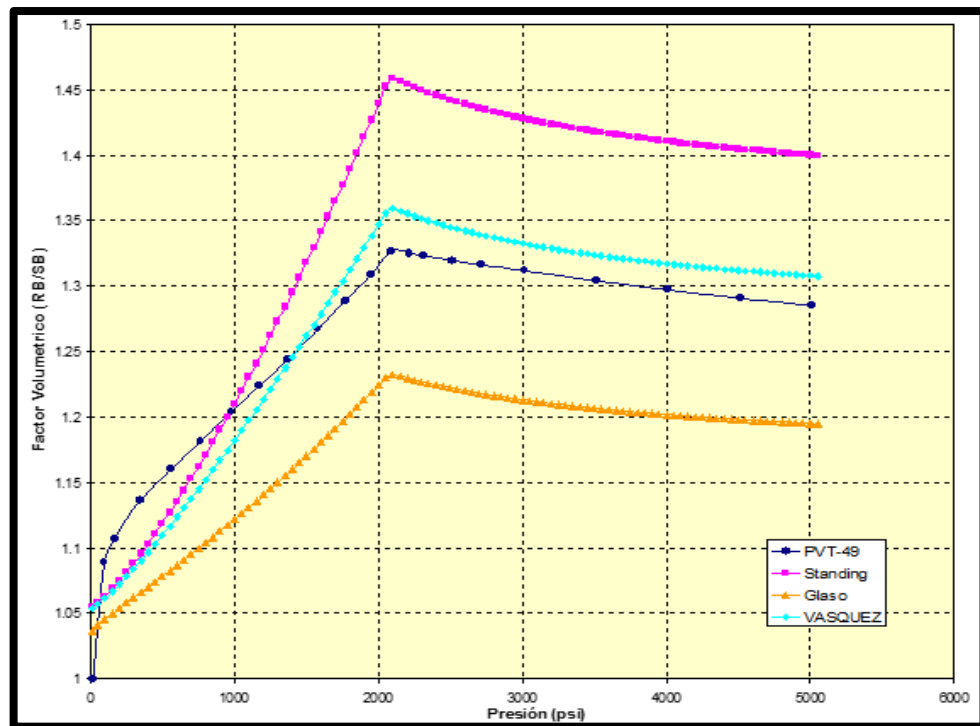
**Tabla 14 Data Factor Volumétrico del Aceite (Bo) Pozo Col-49**

PVT		Standing		Glasso		Vásquez	
Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo
14.7	1.000	10	1.055	10	1.036	10	1.0537
95.7	1.089	100	1.063	100	1.046	100	1.0615
167.7	1.107	200	1.075	200	1.054	200	1.0722
347.7	1.136	300	1.088	300	1.062	300	1.0840
557.7	1.160	400	1.103	400	1.070	400	1.0966
765.7	1.182	500	1.119	500	1.078	500	1.1098
978.7	1.204	600	1.135	600	1.086	600	1.1235
1170.7	1.223	700	1.153	700	1.095	700	1.1376
1371.7	1.244	800	1.171	800	1.104	800	1.1521
1578.7	1.267	900	1.190	900	1.113	900	1.1669
1772.7	1.289	1000	1.210	1000	1.122	1000	1.1821
1947.7	1.309	1100	1.230	1100	1.131	1100	1.1976
2092.7	1.327	1200	1.251	1200	1.140	1200	1.2133
2214.7	1.325	1500	1.318	1500	1.170	1500	1.2618
2314.7	1.323	1700	1.365	1700	1.191	1700	1.2953
2514.7	1.319	1900	1.414	1900	1.213	1900	1.3294
2714.7	1.316	2100	1.459	2100	1.232	2100	1.3595
3014.7	1.312	2300	1.450	2300	1.227	2300	1.3516
3514.7	1.304	2500	1.442	2500	1.222	2500	1.3450
4014.7	1.297	2700	1.436	2700	1.218	2700	1.3395
4514.7	1.291	2900	1.430	2900	1.214	2900	1.3347
5014.7	1.285	3100	1.426	3100	1.211	3100	1.3305
		3300	1.422	3300	1.209	3300	1.3269
		3500	1.418	3500	1.206	3500	1.3237
		3700	1.415	3700	1.204	3700	1.3208
		3900	1.412	3900	1.202	3900	1.3183

PVT		Standing		Glaso		Vásquez	
Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo	Presión	Bo
		4100	1.409	4100	1.201	4100	1.3160
		4300	1.407	4300	1.199	4300	1.3139
		4500	1.405	4500	1.198	4500	1.3120
		4700	1.403	4700	1.197	4700	1.3102
		4900	1.401	4900	1.195	4900	1.3087
		5100	1.399	5100	1.194	5100	1.3072

Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 20 Factor Volumétrico vs Presión del Pozo Col-49**



Fuente. Modificado de, "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPELROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

De la gráfica se puede observar, que la mejor que se ajusta con los datos de solubilidad tomados en la prueba PVT, son los datos tomados de la correlación de Vásquez and Beggs.

En conclusión se puede apreciar, que solo la correlación de Glasso para el pozo Col-43, y la correlación de Vásquez and Beggs para el pozo Col-49, fueron las que mejor se ajustaron para el gas en solución ( $R_s$ ) y el factor volumétrico del aceite ( $B_o$ ), mientras que ninguna de las correlaciones utilizadas se ajustaron para los pozos Col-12.

Según lo anterior, se determinó que la distribución de probabilidad más adecuada para la aplicación en este campo, es la distribución triangular, razón por la cual se asignó a cada parámetro PVT ( $R_{si}$ ,  $B_{oi}$  y  $B_{gi}$ ), puesto que es fácil de aplicar y se puede usar como una aproximación inicial cuando no se tiene mayor certeza respecto a la información que se tiene, y la escases en los datos.

A los parámetros que se les asignó la distribución de probabilidad triangular, para la generación de números aleatorios, se variaron en un rango de probabilidad negativo y positivo. Estos son explicados a continuación.

**5.2.3.2 Rangos de Variación** Según los reportes entregados en trabajos anteriores, se observó que el Campo Escuela Colorado es un yacimiento saturado, por ello se debe tener cuidado en el manejo de la presión, en el momento de hacer un análisis de fluido, puesto que al presentar un cambio mínimo de presión, trae como consecuencia la liberación del gas, y esto puede llevar a resultados erróneos en las medidas tomadas

Sin embargo, las pruebas que se realizaron en el campo en el instante del muestreo, se hicieron en diferentes arenas y a distintos pozos, por ejemplo; los pozos Col-12 y Col-43, en estos pozos las pruebas se efectuaron para muestras tomadas en superficie, se hicieron recombinaciones de muestra con gas y crudo, y las muestras fueron tomadas en diferentes arenas. En el pozo “Col-12” el análisis PVT se hizo en la arena E, mientras que en el segundo “Col-43” el análisis se hizo

en la arena B, por otra parte en el pozo Col-49, la prueba que se efectuó, se hizo en fondo de pozo para las arenas D y E.

Cabe recordar, que los PVT que se obtuvieron para los pozos mencionados eran diferentes entre sí, por lo tanto los valores registrados no eran confiables y estaban asociados a una gran incertidumbre.

Dicho lo anterior se puede decir que, para las muestras obtenidas en fondo de pozo se induce un flujo desde el yacimiento hasta el cilindro que se tiene en fondo, por otro lado; para las muestras obtenidas en cabeza de pozo "Superficie", se les debe inducir un diferencial de presión para que el fluido vaya desde yacimiento a fondo de pozo, y luego a superficie. Por lo tanto, la implicación de un delta de presión permite indicar, que la presión a la cual se tomó la muestra no es igual a la presión de yacimiento.

Con la intención de obtener rangos donde probablemente se encuentra representada la variación de los parámetros de entrada o celdas-supuestos ( $R_{si}$ ,  $B_{oi}$ ,  $B_{gi}$ ), se realizaron los siguientes pasos:

- Se recopiló y organizó la información correspondiente a las gravedades específica del aceite API, para cada uno de los pozos del yacimiento y registrada en trabajos anteriores, específicamente para la arena C objeto de estudio en este proyecto. En las Figuras 21 y 22 se puede detallar lo expuesto anteriormente

**Figura 21 Gravedad API Pozos Arena C Campo Colorado**

GRAVEDAD API CRUDOS COLORADO					
POZO	°API	POZO	°API	POZO	°API
COL - 1	Abandonado	COL - 29	Seco	COL - 49 E	38
COL - 2	38,3	COL - 30 B,C	36,3	COL - 50 D	40
COL - 3	37,2	COL - 30 D	33,9	COL - 51 D	35,5
COL - 4	Seco	COL - 31 C	38,5	COL - 52 C	36
COL - 5	37,8	COL - 31 E	36,5	COL - 52 D,E	29,1
COL - 6	36,9	COL - 32	Seco	COL - 53 C,E	32,7
COL - 7	Gas	COL - 33	NR*	COL - 54	Seco
COL - 8	Abandonado	COL - 34 C	38,7	COL - 55	36,5
COL - 9 C	35,5	COL - 34 D	37,3	COL - 56	39
COL - 10 B,C	38,5	COL - 34 E	35,3	COL - 57	NR*
COL - 11 C	37,5	COL - 35 E	35	COL - 58	NR*
COL - 12	35,7	COL - 36 B,C	36,1	COL - 59 B,C	39
COL - 13	NR*	COL - 36 D	36,9	COL - 60 B,C,E	36,4
COL - 14	Seco	COL - 37 B,C,D	39	COL - 61	Seco
COL - 15 B,C	31,1	COL - 37 E	37,8	COL - 62	NR*
COL - 16 C	35,6	COL - 38 C	36,7	COL - 63	NR*
COL - 18	NR*	COL - 39 E	32,7	COL - 64	NR*
COL - 19 B,C	38	COL - 40	31,2	COL - 65	36,3
COL - 20 C	41,4	COL - 41	Seco	COL - 66	NR*
COL - 21 C	37,9	COL - 42 B	36,2	COL - 67	NR*
COL - 22 B	34,4	COL - 42 C	39,2	COL - 68	Seco
COL - 23	NR*	COL - 43 B,C	41,8	COL - 69	NR*
COL - 24 B	37,2	COL - 44 C	34,3	COL - 70 B	39
COL - 24 C	39,3	COL - 44 E	38,1	COL - 71	Seco
COL - 25	NR*	COL - 45 C	39,4	COL - 72	Seco
COL - 26	Seco	COL - 46	Seco	COL - 74	NR*
COL - 27 C	37,6	COL - 47	Seco	COL - 75	NR*
COL - 28 C	37,7	COL - 48	Gas	COL - 76	NR*
COL - 28 D	40,6	COL - 49 D	34,5	COL 77	Seco

Fuente. \*Tomado de: "Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003"

**Figura 22. API Pozos Arena C**

ARENA C			
	POZO	API	Ubicación
Total 9 Pozos	#10	38,5	Bloque I
	#15	31,1	
	#16	35,6	
	#19	38	
	#21	37,9	
	#24	39,3	
	#27	37,6	

ARENA C			
	POZO	API	Ubicación
	#38	36,7	
	#60	36,4	
Total 15 Pozos	#9	35,5	Otros Bloques
	#11	37,5	
	#20	41,4	
	#30	36,3	
	#31	38,5	
	#34	38,7	
	#36	36,1	
	#37	39	
	#42	39,2	
	#43	41,8	
	#44	34,3	
	#45	39,4	
	#52	36	
	#53	32,7	
	#59	39	

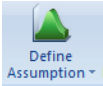
- Por medio de la herramienta Software Kappa PVT v2.01.01, se crearon 24 PVT sintéticos representativos de la arena C y pertenecientes a los pozos Col- (10,15,16,19,21,24,27,38,60,9,11,20,30,31,34,36,37,42,43,44,45,52,53 y 59). Los datos de entrada para cada uno de los modelos utilizados en cada pozo se pueden ver en la Figura 23.

**Figura 23 Datos de Ingreso Kappa**

<b>Datos Entrada Kappa</b>	
Temperatura de Yto [F]	174
Presion de Yto [psi]	1042
GOR	648
Gravedad Especifica del Gas	0.937
<b>Correlaciones para Bg</b>	
Hall_Yarborough, Beggs and Brill, Standing, Dranchuk	
<b>Correlaciones para Rs y Bo</b>	
Standing	

Fuente. \*Tomado de: \*Tomado de: “Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPEPETROL. División de Yacimientos & Gerencia Centro Oriente, Campo Colorado. Diciembre de 2003”

Nota: Es necesario recalcar que la gravedad especifica del aceite API, es otro de los datos importantes de entrada que solicita Kappa. En el desarrollo de este proyecto se decidió crear 24 PVT de acuerdo al API registrado para cada pozo perteneciente a la arena C, y así obtener un PVT de cada uno de los pozos, 24 en total.

- De manera que, los resultados calculados para el Rsi, Boi y Bgi a través de Kappa, fueron extraídos y llevados a una nueva hoja de c culo de Excel, para su posterior organización. Los datos se pueden ver en el Anexo F llamado “Rangos Celdas-Supuestos y PVT kpp – Arena C.
- Luego de estimar y ordenar los diferentes valores de Rsi, Boi y Bgi correspondientes a los pozos mencionados anteriormente, se implementó otra de las opciones brindadas por Crystal Ball, llamada “Distribution Fitting”, y contenida en uno de los botones de herramienta,  “Define

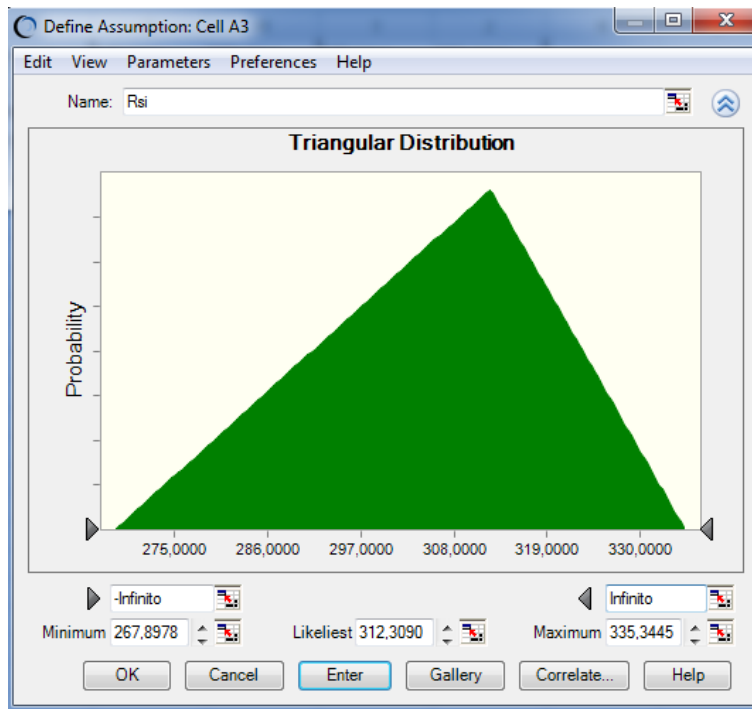
Assumption”. Esto con el fin de determinar los valores mínimos y máximos establecidos a partir de la distribución triangular, y así saber la probabilidad de establecer los rangos de variación en que dichos parámetros se encontraban con respecto a los datos entregados por la División del Campo Escuela Colorado-UIS. Los resultados obtenidos y organizados de los 24 PVT para cada pozo correspondiente a la arena C, se pueden ver en la Figura 24.

**Figura 24 Rsi, Boi, Bgi Pozos Arena C**

<b>PVT "Arena C" Kappa</b>			
<b>POZO</b>	<b>Rsi</b>	<b>Boi</b>	<b>Bgi</b>
#10	310,1510	1,2142	0,014222
#15	239,1230	1,1726	0,014385
#16	280,4780	1,1966	0,014385
#19	304,8200	1,2110	0,014170
#21	303,7640	1,2104	0,014331
#24	318,8750	1,2195	0,014331
#27	300,6210	1,2085	0,014331
#38	291,3830	1,2030	0,014222
#60	288,3680	1,2012	0,014170
#9	279,5070	1,1960	0,014385
#11	299,5800	1,2079	0,014385
#20	342,9630	1,2341	0,014385
#30	287,3690	1,2007	0,014222
#31	310,1510	1,2142	0,014222
#34	312,3090	1,2155	0,014170
#36	285,3830	1,1995	0,014222
#37	315,5750	1,2175	0,014222
#42	317,7720	1,2188	0,014170
#43	347,7540	1,2370	0,014222
#44	268,1140	1,1893	0,014170
#45	319,9830	1,2201	0,014170
#52	284,3950	1,1989	0,014170
#53	253,6430	1,1809	0,014331
#59	315,5750	1,2175	0,014331

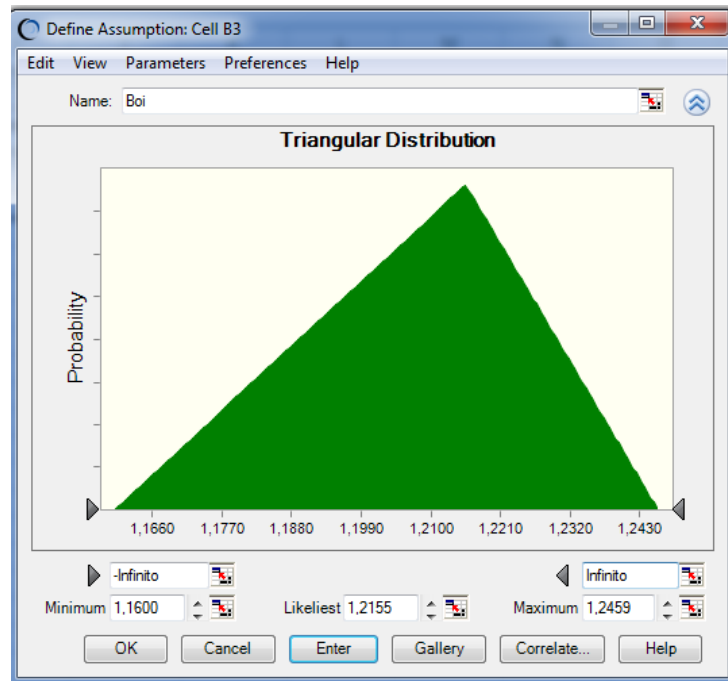
Nota: Las siguientes figuras ilustran los valores mínimos y máximos, y la correspondiente distribución triangular determinada a través de la opción “Fitting” para cada celda-supuesto (Rsi, Boi y Bgi). Ver Figura 25, 26 y 27.

**Figura 25 Representación Distribución Triangular para el Rsi**



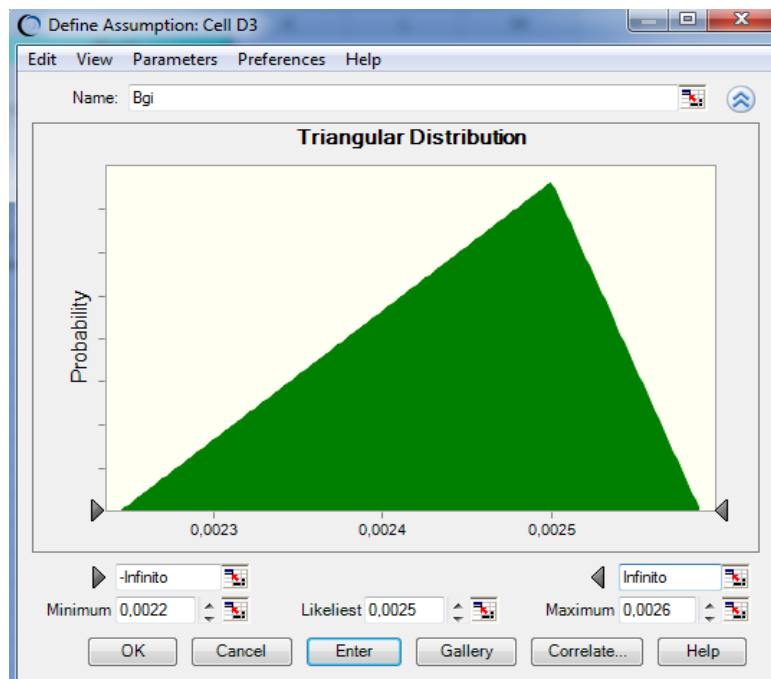
Fuente. Software Crystal Ball

**Figura 26 Representación Distribución Triangular para el Boi**



Fuente. Software Crystal Ball

**Figura 27 Representación Distribución Triangular para el Bgi**



Fuente. Software Crystal Ball

Los datos calculados por Kappa para las variables (Rsi, Boi y Bgi), fueron comparados con los valores ajustados para el PVT entregado por la División del Campo Escuela Colorado-UIS y caso estudio de este proyecto.

**Figura 28 Rangos de Variación Rsi, Boi y Bgi “Arena C”**

<b>Rsi</b>		<b>Boi</b>		<b>Bgi</b>	
322,0492		1,2214		0,0025	
Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
267,8978	335,3445	1,16	1,2459	0,0022	0,0026
<b>Rango Establecido</b>		<b>Rango Establecido</b>		<b>Rango Establecido</b>	
Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
-1,99%	16,81%	-2,00%	5,03%	-3,89%	9,84%
<b>(-1,99;+16,81)%</b>		<b>(-2;+5,03)%</b>		<b>(-3,89;9,84)%</b>	

Como se puede observar la Figura 28, enseña los rangos determinados para las celdas-supuesto, y utilizados en la simulación de este caso.

**5.2.4 Información Petrofísica** Con respecto a la información perteneciente a los parámetros petrofísicos del campo, se contó con la disponibilidad de la base de datos OFM, otorgados por la División del Campo Escuela Colorado-UIS, y se encuentra en el Anexo C de este trabajo

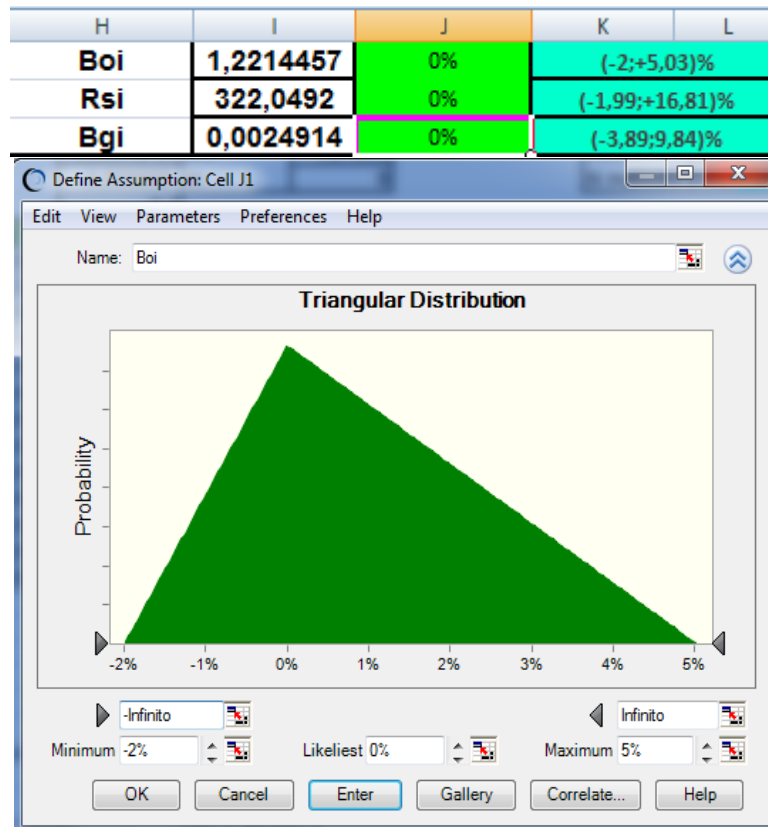
### 5.3 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

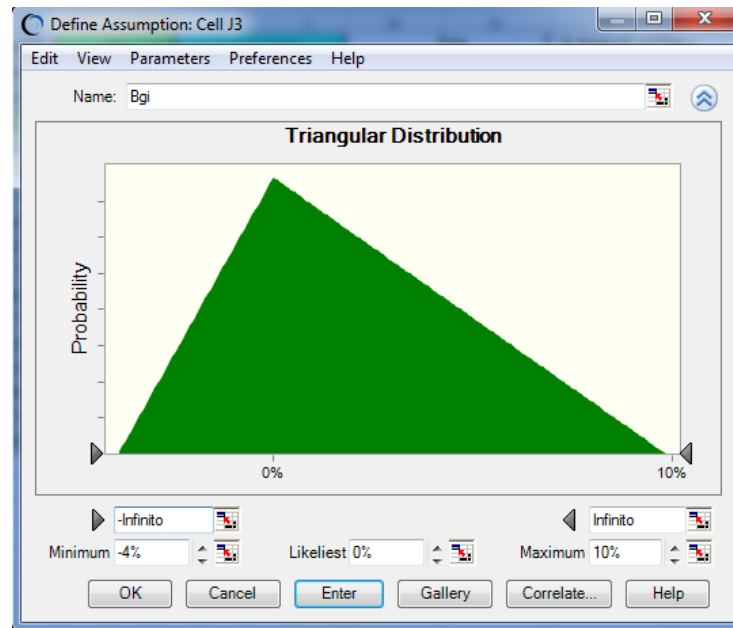
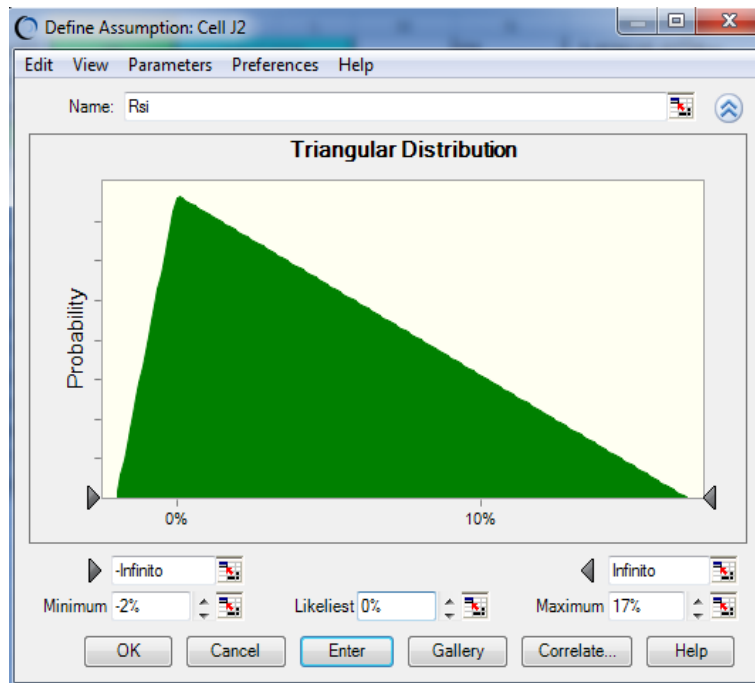
Para el cálculo del aceite original in situ OOIP, fue necesario contar con la información obtenida del historial de presiones y producción hasta el año 2011 y reportada por ECOPETROL, específicamente para el compartimento 1 de la arena C perteneciente a la formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado.

Luego de generar números aleatorios para las variables sujetas a incertidumbre, se calculó el aceite original in-situ (OOIP) y reservas del campo, a través de la ecuación simplificada y organizada  $Y = N + GX$ , descrita anteriormente

En la Figura 29, se puede apreciar el ingreso de los rangos asumidos para la distribución triangular para cada parámetro PVT, como el gas en solución inicial “Rsi” y factores volumétricos de formación iniciales del aceite “Boi” y del gas “Bgi”, representativos del Campo Colorado, específicamente para el bloque 1 de la arena C.

**Figura 29 Ingresos de Datos para la Distribución Triangular**





Fuente. Software Crystal Ball. “Distribución Triangular Utilizada para los Parámetros PVT del fluido Rs, Bo y Bg del Campo Colorado”

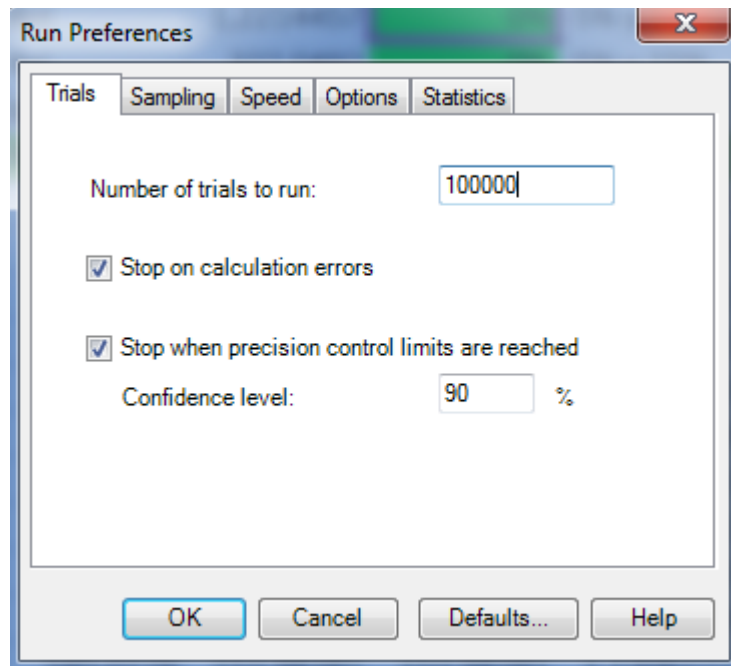
Según lo visto anteriormente, y como se vio en el capítulo 4, se estableció que la ecuación  $Y = N + GX$ , fuese la utilizada para la determinación de los recursos del campo, para el bloque 1 de la arena C. Donde, N representa el punto de

intercepción y G la pendiente, los datos asignados para las variables dependiente e independientes, fueron calculados y llamados X y Y respectivamente. Los resultados registrados de las nombradas variables se pueden apreciar detalladamente en la hoja de cálculo Excel, llamada Anexo B “Hoja de Cálculo”.

Seguido, se realizó una simulación con la asignación de 100000 iteraciones para las suposiciones hechas de los datos PVT del fluido. Esto fue necesario para la determinación del Aceite Original en Sitio “N”, puesto que la muestra de resultados que se obtuvo fue suficientemente amplia y representativa de la realidad. Los resultados de las 100000 iteraciones, se pueden observar en el Anexo G “Iteraciones Realizadas a través de Crystal Ball”.

El ingreso del número de iteraciones y los resultados de la simulación, se puede apreciar en las Figuras 30, 31 y 32.

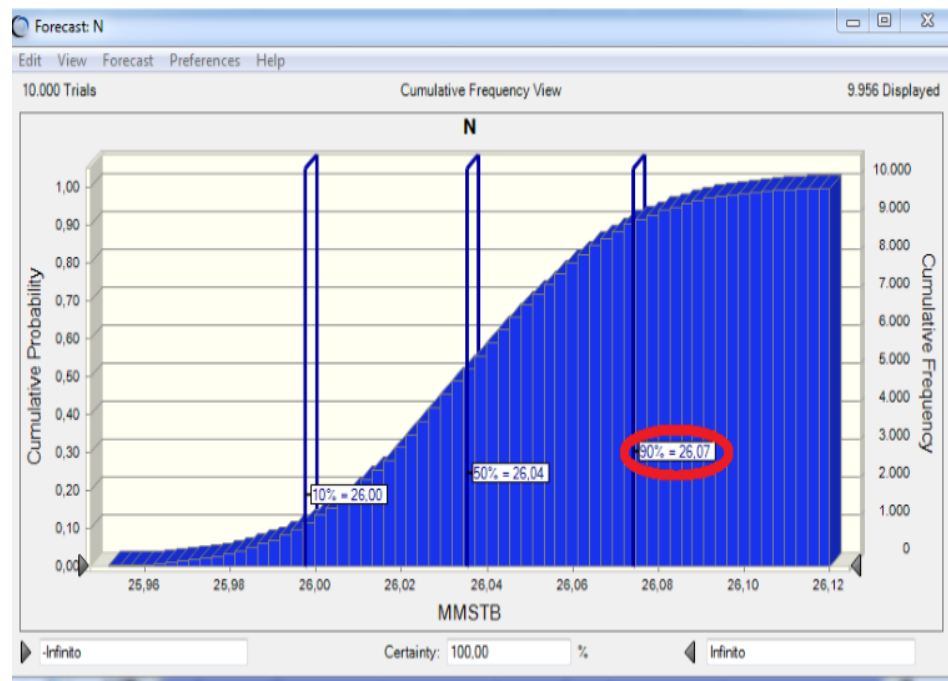
**Figura 30 Ingreso del Número de Iteraciones a Realizar**



Fuente. “Simulación de 100000 Iteraciones Para Determinar los Recursos Hidrocarburos del Campo Colorado”

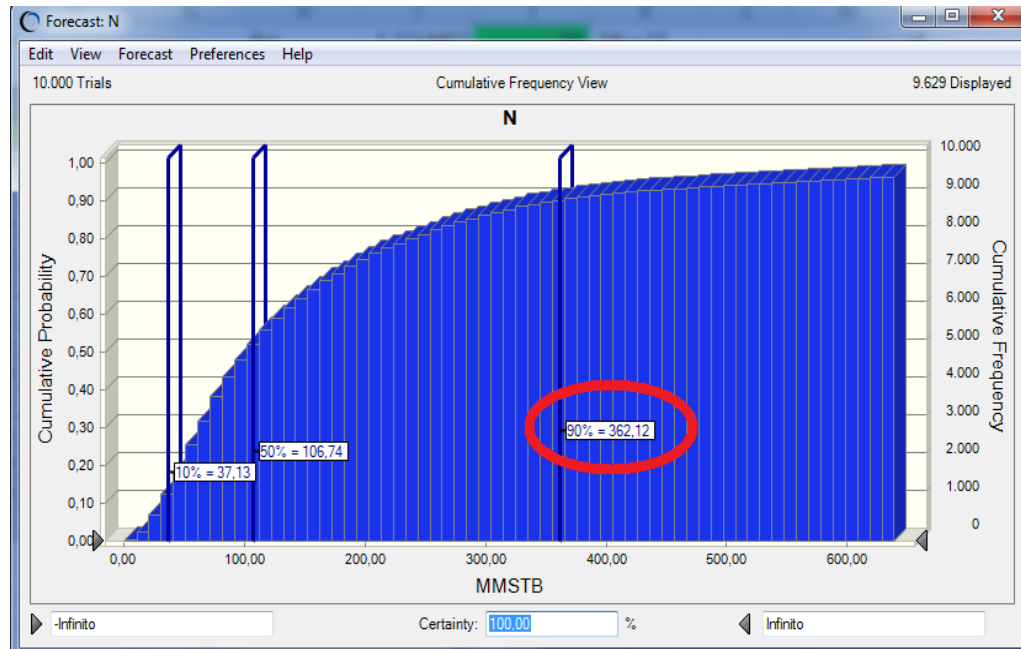
Cabe señalar, que al mismo tiempo el programa ejecutó otro escenario para las variables PVT, donde no se asumió un rango para la variación de incertidumbre. Los resultados estimados para este modelo fueron alrededor de 300 MMBIs, lo cual demuestra, que las estimaciones entregadas para este caso, no son confiables. Por otro lado, los valores obtenidos a través de la variación de incertidumbre, registró valores para el aceite original en sitio “N” del orden de 26 MMBIs, con una certeza del 90%, y un grado de confiabilidad del 99%, demostrando la eficiencia de la metodología, puesto que los resultados se ajustan a otros estudios hechos anteriormente, uno de ellos fue realizado por ECOPETROL S.A, y publicado en un documento de fácil acceso, llamado “Diagnóstico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente. Año 2003”. Este documento se puede apreciar en el Anexo H “Resultados Informe ECOPETROL”

**Figura 31 Rsi, Boi y Bgi con Variación de Incertidumbre**



Fuente. Software Crystal Ball

**Figura 32 Rsi, Boi y Bgi Sin Variación de Incertidumbre**



Fuente. Software Crystal Ball

De las 100000 iteraciones, que se pidieron realizar el “Cuadro Pronóstico” o histograma de frecuencia muestra solo 99956, esto se debe, a que hay algunos valores que corresponden a valores en los extremos que no se ven reflejados en el gráfico, Los valores percentiles se ilustran a continuación

**Figura 33 Percentiles Obtenidos tras el Experimento**

Percentile	Forecast values
0%	25,55
10%	25,81
20%	25,88
30%	25,93
40%	25,98
50%	26,02
60%	26,06
70%	26,11
80%	26,17
90%	26,25
100%	26,58

Fuente. Software Crystal Ball

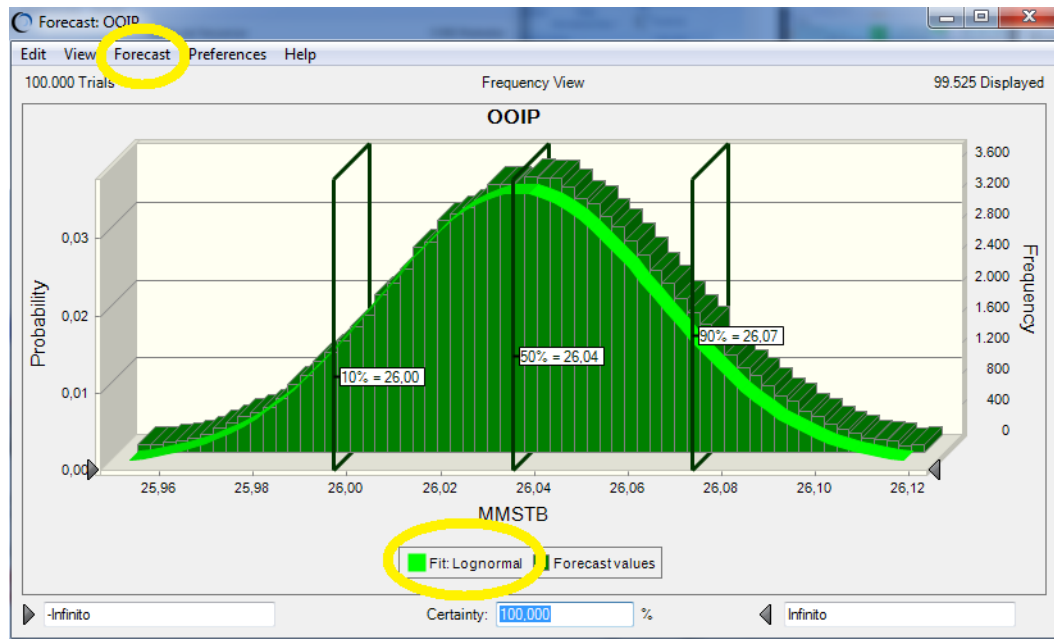
Se puede observar, que los valores que corresponden al percentil P50 (26.02 MMSTB), no se aleja del valor estimado en otros estudios

**5.3.1 Escenarios Simulados para el Campo Colorado a través de los Histogramas de Frecuencia** En el desarrollo de este trabajo, se supuso una serie de escenarios, para ver cómo se comportaban las variables asociadas a incertidumbre, a posibles situaciones pronosticadas.

Con el objetivo, de conocer la distribución de probabilidad que mejor se ajustara a las variables de salida “N”, se hizo uso de la opción PRONOSTICAR de Crystal Ball. Este análisis, se logra de forma rápida y sencilla, acudiendo a la barra de herramientas del “Histograma de Frecuencias”, se selecciona la opción “Ajustar Distribuciones de Probabilidad”, y el programa hace un estudio completo, entregando como resultado el tipo de distribución que mejor se ajusta a la Campana de Gauss, o dicho en otras palabras Histograma de Frecuencias, la

distribución log-normal fue la seleccionada por el programa. Los resultados se pueden ver en la Figura 34.

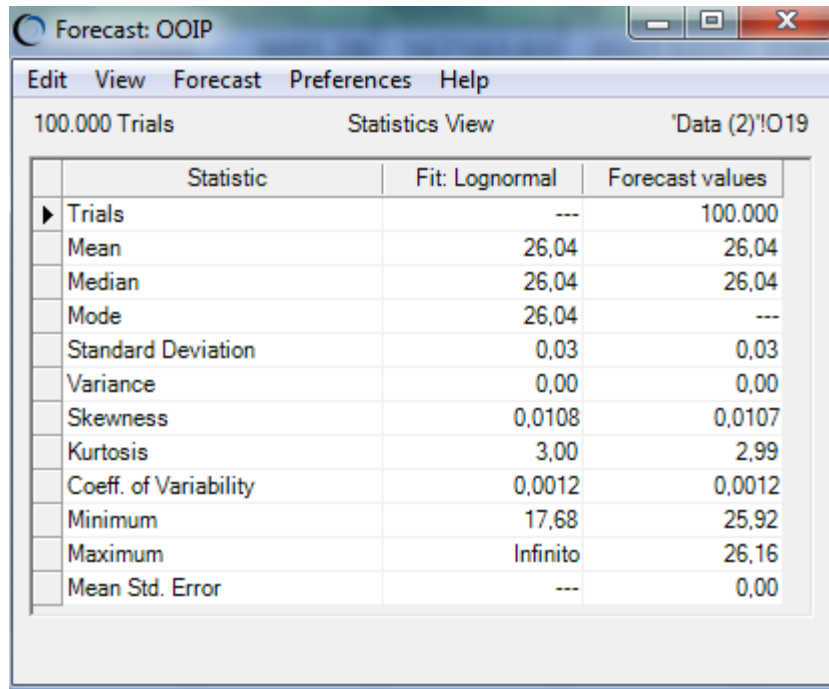
**Figura 34 Distribución Log-Normal Ajustada a los Variables de Salida Entregadas tras la Simulación**



Fuente. Software Crystal Ball

El programa permite la entrega de resultados estadísticos por medio del histograma de frecuencias. La opción VER, ubicada en la barra de herramientas de este gráfico, permite el fácil acceso a esta información. Los resultados se pueden apreciar en la Figura 35

**Figura 35 Resultados Estadísticos**



Statistic	Fit: Lognormal	Forecast values
► Trials	---	100.000
Mean	26,04	26,04
Median	26,04	26,04
Mode	26,04	---
Standard Deviation	0,03	0,03
Variance	0,00	0,00
Skewness	0,0108	0,0107
Kurtosis	3,00	2,99
Coeff. of Variability	0,0012	0,0012
Minimum	17,68	25,92
Maximum	Infinito	26,16
Mean Std. Error	---	0,00

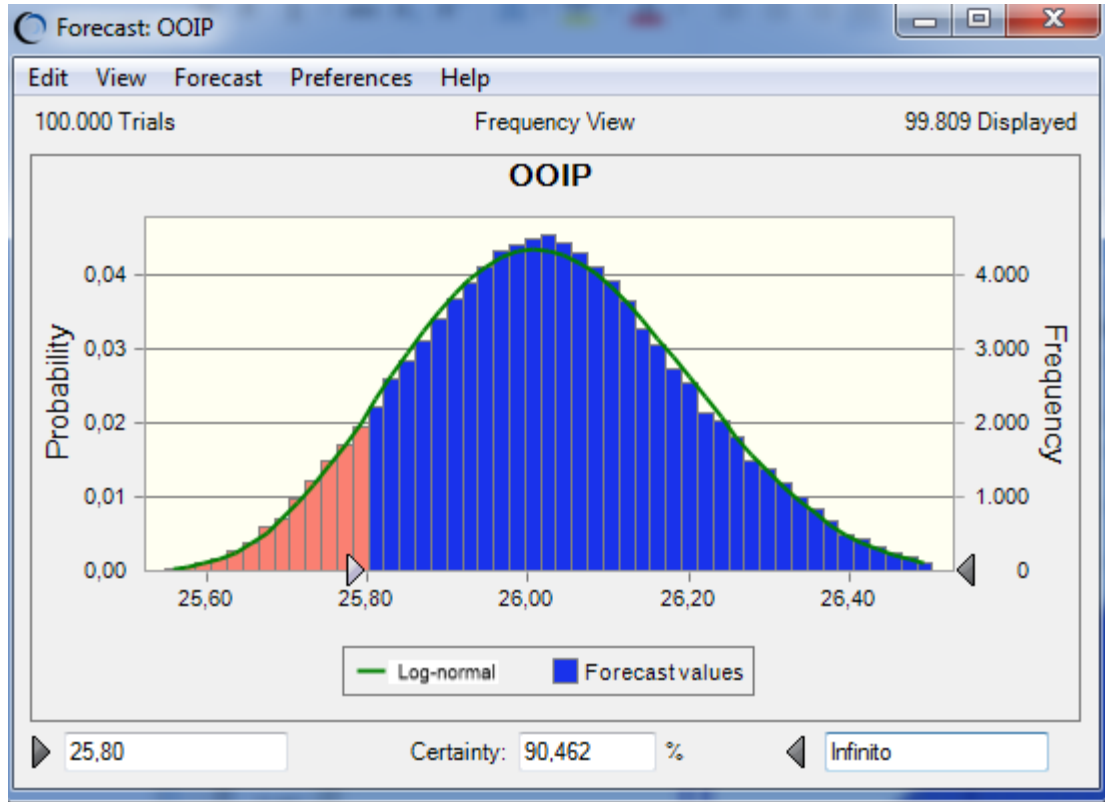
Fuente. Software Crystal Ball

En la Figura 35, se puede ver que el valor promedio según el ajuste, fue de 26.04 MMBIs, es decir, que el promedio de aceite original in situ para el bloque 1 de la arena C, se encuentra en este valor, y que los valores mínimos y máximos corresponden a (25.92 y 26.16) MMSTB respectivamente

A modo de aclaración, hay que decir, que al momento de realizar este ejercicio y se tomen los mismos valores expuestos en este trabajo, lo más probable es que los resultados que se obtengan no han de ser los mismos, esto se puede atribuir a que cada ordenador puede asumir diferentes números aleatorios, por ende la discrepancia que se pueden presentar en los resultados

Por otra parte, se asumió otro tipo de escenarios, y así dar un ejemplo de los supuestos que se pueden recrear. La Figura 36. Ilustra una de las suposiciones que se pueden realizar.

**Figura 36 Escenario 1**

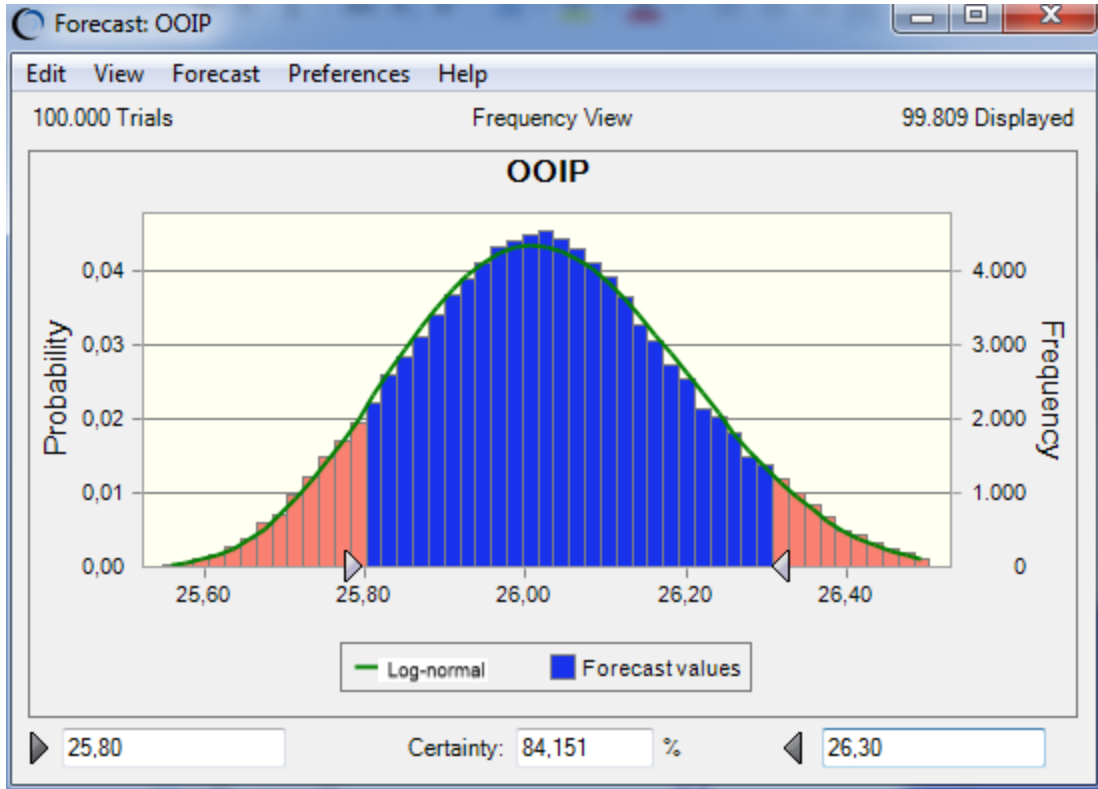


Fuente. Software Crystal Ball

En la imagen anterior, y usada como ejemplo, se aprecia un escenario diferente, donde se desea saber que probabilidad existe que se pueda obtener más de 25,8 MMBIs. Los resultados entregados a través del software determinaron un 90,462% de certeza.

En otro ejemplo, y tomando como base el anterior, se supone la necesidad de obtener resultados probables entre 25,8 MMBIs y menores a 26,30 MMBIs.

**Figura 37 Escenario 2**

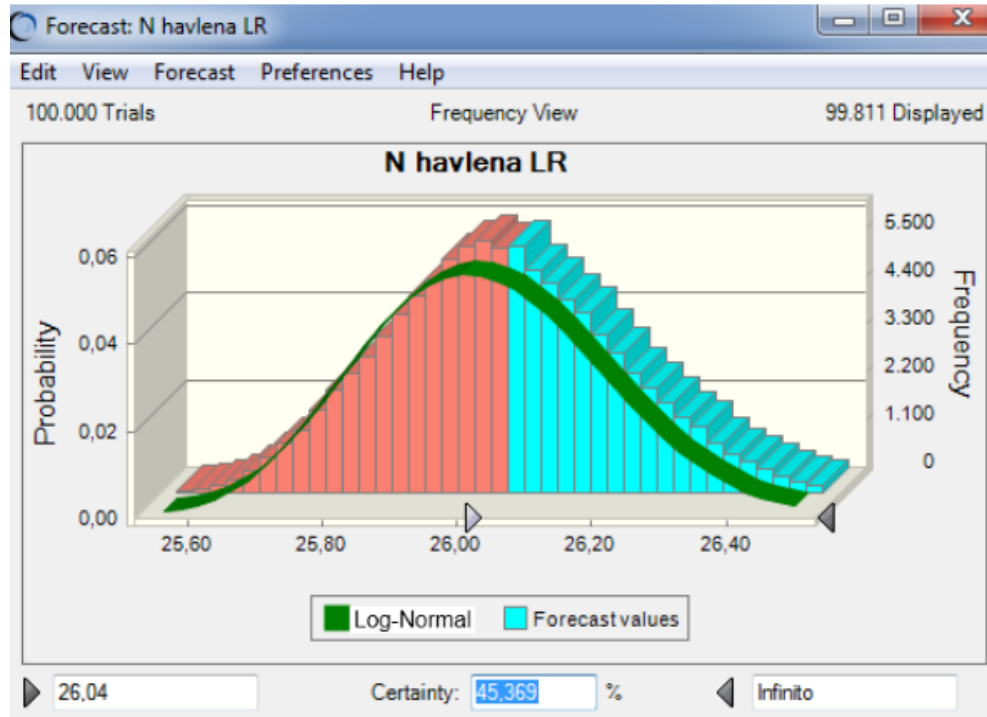


Fuente. Software Crystal Ball

Los resultados que finalmente brinda esta suposición, tienen un 84.151% de probabilidad de ocurrencia, por lo tanto el método demuestra la eficiencia en la entrega de resultados, y con valores de confianza aceptables que pueden ser utilizados en estudios futuros.

Con el objetivo de saber que probabilidad había de tener más de 26.04 MMBIs de aceite original en el campo, se corrió un último escenario como se puede ver en la Figura 38

**Figura 38 Escenario 3**

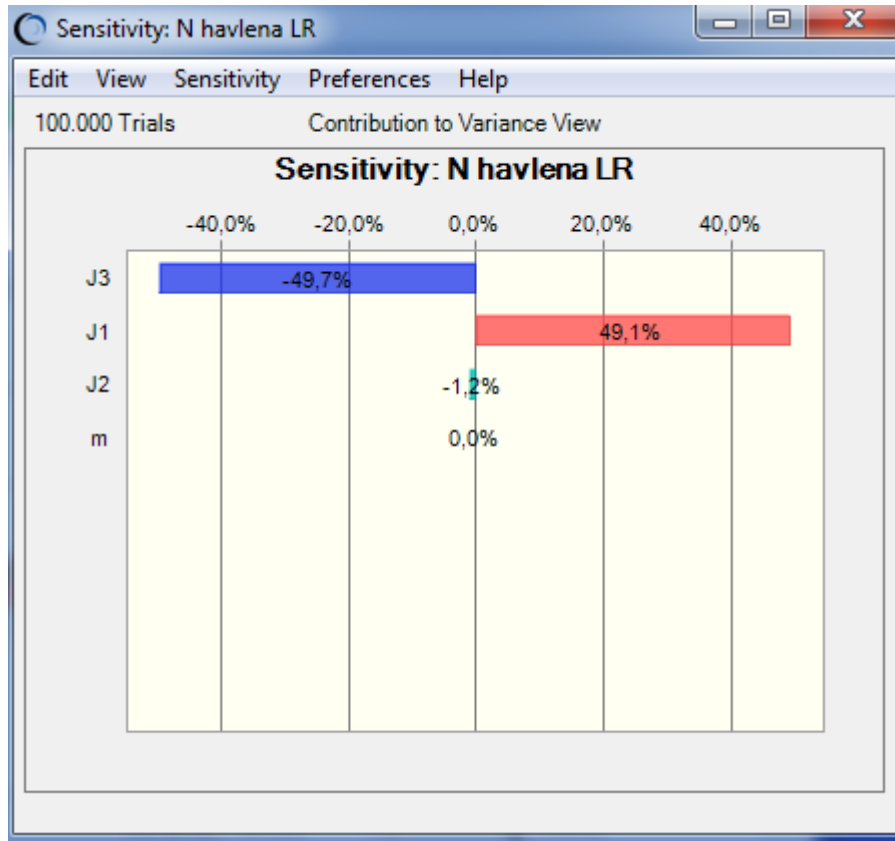


Fuente. Software Crystal Ball

Los resultados concluyen, que la posibilidad de obtener más de 26.04 MMBIs arroja valores de hasta un 45,369% de confiabilidad

Asimismo, otro de los aspectos que se pudo realizar, fue un análisis de sensibilidad de los parámetros PVT del crudo del Campo Colorado, acudiendo de nuevo a la opción "PRONOSTICAR", seguido de la opción "Añadir Grafico de Sensibilidad", el resultado es ilustrado en un gráfico que enseña la relación positiva o negativa de los parámetros utilizados. La Figura 39 ilustra lo anteriormente dicho

**Figura 39 Análisis de Sensibilidad de las Variables en Cuestión**



Fuente. Software Crystal Ball

En lo que respecta a los valores de sensibilidad obtenidos, se puede observar como cada variable se ve afectada de forma positiva o negativa, éste grafico representa una herramienta muy poderosa, puesto que los resultados son determinantes en la toma de decisiones y pueden ayudar a resolver problemas a futuro.

De esa manera podemos decir, que la variable J3 también llamada "Factor Volumétrico de Formación del Gas "Bg", tuvo un impacto negativo del 49,7% en los cálculos del aceite original in situ del Campo, siendo este el valor más significativo. Por lo tanto, si se desea realizar trabajos de optimización para los fluidos del yacimiento, se debe tener como prioridad el parámetro J1, o como se

llamó en este trabajo “Factor Volumétrico de Formación del Aceite Bo”, puesto que dicho valor afecta positivamente la ecuación utilizada, para la determinación de los recursos, que como se puede apreciar en la Figura 39 tuvo un impacto positivo del 49,1%.

## 6. CONCLUSIONES

- La previa revisión bibliográfica de conceptos Estadísticos, Simulación Monte Carlo y de la EBM, necesarios para la aplicación del método, aportó las bases requeridas para el buen desarrollo de este trabajo, ya que al hacer uso de los conocimientos adquiridos a través de esta consulta se lograron resultados satisfactorios.
- las variables de mayor impacto en la estimación probabilística de recursos mediante la EBM, son los datos PVT del fluido, ya que la información es escasa por lo que está asociada a niveles de incertidumbre considerables.
- La metodología probabilística para el balance de materiales que se planteó, es aplicable para cualquier tipo de estimación que se desee realizar en la industria petrolera. Para el uso apropiado, es necesario contar con información detallada de las propiedades PVT del fluido, históricos de presión y de producción, y propiedades petrofísicas de yacimiento. Además, se puede analizar el comportamiento de sistemas bajo diferentes hipótesis de partida, brindando una base técnica efectiva, que ayuda a la reducción de la incertidumbre mediante un análisis de predicciones.
- Los recursos hidrocarburos estimados para el Campo Colorado a través de la SMC, se ajustan a los calculados en estudios anteriores. El valor con mayor probabilidad de ocurrencia correspondiente al percentil P50, de la variable “N” fue de 26,04 MMBIs, y los mínimos y máximos representan los percentiles P10 y P90, con valores de 26,00 y 26,07 MMBIs respectivamente, comparando el valor estimado según el estudio realizado por Ecopetrol de 27,43 MMBIs, se demostró la efectividad del método.

## 7. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta la carencia de información técnica para poder emplearla en otras arenas, se recomienda aplicar ésta metodología, cuando se pueda calcular de manera más precisa las variables necesarias.
- Un estudio detallado para los datos de presión existentes para las arenas del campo, conllevaría a determinar un posible comportamiento de presión en todo el yacimiento en consecuencia, el factor de recobro del Campo Colorado puede ser un valor estimado con mayores niveles de confianza.
- Se sugiere realizar una exhaustiva recolección de datos representativos del yacimiento para cualquier campo maduro, con el fin de aplicar eficazmente el método probabilístico, reduciendo así la incertidumbre en las variables de salida

## BIBLIOGRAFÍA

BOTCHKAREV, Alexe. Assessing Excel VBA Suitability for Monte Carlo Simulation. Spreadsheets in Education (Ejsie). 2015. Vol. 8. 35 pag: Iss2, article 3. Disponible en: <http://epublications.bond.edu.au/ejsie/vol8/iss2/3/>

CRISTANCHO, Diana; HOYOS, Jorge. Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de un Fluido de Campos Maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. Facultad Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2008. 178 pág.

CRONUIST, Chapman. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate. SPE. Ed Richardson, Texas 2001. 432 págs. ISBN: 978-1-55563.090-4.

DEVORE, Jay. Variables Aleatorias Continuas y Distribución de probabilidad. Probabilidad y Estadística para ingeniería y ciencias. Traducido por Jorge Humberto Romo. Ed. 7. Brooks/ Cole. 2008. ISBN: 978-607-481-338-8.

Diagnóstico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente. Informe. Campo Colorado. Ecopetrol. S.A. Barrancabermeja. Diciembre 2003.

ESCOBAR, Freddy. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana 2004, 139-187 pag.

GEDAM, S.G; BEAUDET, S.T. Monte Carlo Simulation using Excel.spreadsheet for Predicting Reliability and Maintainability Symposium.conferencia. 2000. ISSN:0149-144x

HAVLENA, D y ODEH.A.S: The Material Balance as an Equation of a Straight line. Journal Petroleum Technical. SPE 559. 1963.

HILL, Raymond. Process Simulation in Excel or a Quantitative Management Course. INFORMS Transactions on Education.2002. Vol 2. 75-84 pag. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1287/ited.2.3.75>

LAW, Averill; KELTON, David. Basic Simulation Modeling. Simulating Modeling and Analysis. Edition 2. McGraw Hill international editions, 1991, 1-130 pag. ISBN 0-07-100803-9

LIND, Douglas; MARCHAL, William y MASON, Robert. Traducido por María Del Carmen Henao Roa. Estadística para administración y Economía. 11 ed. México D.f.: McGraw-Hill. 2004.830 p. ISBN 958-682-513-2

LYONS, William; PLISGA, Gary; Lorenz, Michael. Reservoir Engineering. Standard Handbook of Petroleum and Natural gas Engineering. Elzevir Inc. Ed.3. 1996. 5.59-5-267pags. ISBN: 978-0-12-383846-9.

McCAIN W. D. Jr. The properties of Petroleum Fluids, Penn Well Publishing Co, Tulsa.

MENDENHALL, William; Beaver, Robert; Beaver, Barbara. Introducción a la Probabilidad y Estadística Traducido por Jorge Humberto Romo. Ed.13. Brooks/ Cole 2006. ISB:978-607-481-466.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Balance de Materiales. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo. Ediciones Astro Data Sa, 2009, 459-500 pag. ISBN 978-980-12-3048-9.

REPUBLICA DE COLOMBIA. Decreto 727(7, marzo, 2007) por el cual se expiden normas relativas a la valoración y contabilización de reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación y se dictan otras disposiciones. Bogotá DC. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

ROSS, Sheldon. Simulation. Introduction to Probability Models. 10<sup>th</sup> edition. Elzevir Inc.667-734pag. ISBN: 978-0-12-375686-2.

SPE, AAPG, WPC, SPEE. Petroleum resources management system, 2007.

# **ANEXOS**

**(Ver documentos adjuntos)**