



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA DETERMINACIÓN DEL  
PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO MEDIANTE EL MÉTODO  
VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO PROBABILÍSTICO APLICADO A  
UN CAMPO PERTENECIENTE AL ORIENTE ECUATORIANO.”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO:**

**“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

**TESINA**

**AUTOR:**

**MANUEL ENRIQUE MENOSCAL PERERO.**

**TUTOR:**

**ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSC.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA DETERMINACIÓN DEL  
PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO MEDIANTE EL MÉTODO  
VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO PROBABILÍSTICO APLICADO A  
UN CAMPO PERTENECIENTE AL ORIENTE ECUATORIANO.”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO:**

**“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

**TESINA**

**AUTOR:**

**MANUEL ENRIQUE MENOSCAL PERERO.**

**TUTOR:**

**ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSC.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2020**



La Libertad, 28 de septiembre del 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD**  
**Directora de la Carrera de Petróleos**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO PROBABILÍSTICO APLICADO A UN CAMPO PERTENECIENTE AL ORIENTE ECUATORIANO.**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

---

**Autor:** Manuel Enrique Menoscal Perero.  
**N° de Cédula:** 2450287871  
**Correo:** [manuel.menoscalperero@upse.edu.ec](mailto:manuel.menoscalperero@upse.edu.ec)

---

**Tutor:** Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.  
**N° de Cédula:** 0904349453  
**Correo:** [siturralde@upse.edu.ec](mailto:siturralde@upse.edu.ec)

## DEDICATORIA

*El presente proyecto de investigación está dedicado:*

*A **Dios** por bendecirme en todo momento, por su piedad, su bondad y por proporcionarme la sabiduría necesaria para enfrentar los obstáculos que se presentaron durante estos años de estudio y así cumplir con éxito esta gran meta y sueño de concluir mi carrera universitaria y ser un profesional, y así forjar un futuro mejor para mi persona y para mi familia.*

*A mis Padres, **Enrique Menoscal** y **Juana Perero**, por ser mis pilares fundamentales en este logro, por su apoyo incondicional, por su amor, esfuerzo y sacrificio, por la fé que depositaron en mí y en mis sueños, por estar conmigo a todo momento y en todas circunstancias.*

*A mis Hermanas, **Paola**, **Lorena**, **Julady** y **María**, por todo el apoyo y la fuerza brindada, y sobre todo a mi hermano pequeño, **Axel**, por inspirarme a ser un ejemplo para él.*

*A una Persona Especial en mi vida, que a pesar de tener buenos y malos momentos siempre estuvo apoyándome y creyendo en mí hasta en mis peores momentos.*

*A mis Amigos que han estado a lo largo de estos años de estudios pasando buenos y malos momentos, y sobre todo a mi amigo de las mil batallas, **Galo Nivelá**, quien en la mayoría de obstáculos la batallamos juntos logrando nuestros objetivos.*

## AGRADECIMIENTO

*A Dios por guiarme en cada paso y etapa de mi vida.*

*A mis Padres, a mis hermanas y a mi hermano por todos sus apoyos y estar siempre conmigo.*

*A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, en especial a la carrera de Ingeniería en Petróleos por acogerme y enseñarme los conocimientos para mi formación profesional.*

*A mis Maestros, por brindarme los conocimientos además de sus apoyos y amistades.*

*A mi Tutor, Ing. Sadi Iturralde, por toda la ayuda y guía en la elaboración de este proyecto de investigación.*

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO PROBABILÍSTICO APLICADO A UN CAMPO PERTENECIENTE AL ORIENTE ECUATORIANO.”**

Autor: Manuel Enrique Menoscal Perero.  
Tutor: Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.

**RESUMEN**

Este trabajo de investigación tiene como objetivo la comparación de los valores estimados del Petróleo Original En Sitio obtenidos mediante el método volumétrico y el método probabilístico aplicado a un campo perteneciente al oriente ecuatoriano.

Un punto importante en el desarrollo de un campo petrolero es la estimación del Petróleo Original En Sitio (POES), debido a que con dicho valor podemos saber si el campo es rentable o no. Existen varios métodos para realizar esta estimación, sin embargo, en el presente trabajo utilizaremos el método volumétrico y el método probabilístico. Para el primer método se utiliza la ecuación volumétrica donde emplearemos valores promedios de los parámetros petrofísicos de la formación, mientras que para el segundo método emplearemos el software Crystal Ball a partir del Método Montecarlo, donde los datos obtenidos de todos los pozos son respaldados por una distribución probabilística que simula 1.000 valores adicional.

La estimación obtenida para el miembro calcáreo Caliza A mediante el método volumétrico fue de 65.416.907,89 BN mientras que mediante el método probabilístico utilizando los datos de 45 pozos fue de 59.841.444,93 BN con una diferencia entre ambos métodos de 5.575.462,96 BN, por otro lado, la estimación obtenida para el miembro calcáreo Caliza M2 mediante el método volumétrico fue de 42.935.969,62 BN mientras que mediante el método probabilístico utilizando los datos de 34 pozos fue de 33.564.969,62 BN con una diferencia entre ambos métodos de 9.370.720,38 BN.

Al finalizar este trabajo podemos inferir que valor estimado del Petróleo Original En Sitio mediante el método probabilístico depende de la cantidad de datos utilizados, en la Caliza M2 se usó menos cantidad de datos por lo que la diferencia con el otro método es mucho más considerable.

**Palabras clave:** Petróleo Original En Sitio, Campo Drago Norte, Método Volumétrico, Método Probabilístico.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO Y EL MÉTODO PROBABILÍSTICO APLICADO A UN CAMPO PERTENECIENTE AL ORIENTE ECUATORIANO.”**

Autor: Manuel Enrique Menoscal Perero.  
Tutor: Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc

**ABSTRACT**

This research work aims to compare the estimated values of the Original Oil On Site obtained by the volumetric method and the probabilistic method applied to a field belonging to eastern Ecuador.

An important point in the development of an oil field is the estimation of Original Oil On Site (POES), because with this value we can know if the field is profitable or not. There are several methods to perform this estimation, however, in this work we will use the volumetric method and the probabilistic method. For the first method the volumetric equation is used where we will use average values of the petrophysical parameters of the formation, while for the second method we will use the Crystal Ball software from the Monte Carlo Method, where the data obtained from all the wells are supported by a probability distribution that simulates an additional 1,000 values.

The estimate obtained for the limestone member “Caliza A” by the volumetric method was 65,416,907.89 BN, while by the probabilistic method using data from 45 wells it was 59,841,444.93 BN with a difference between both methods of 5,575.462.96 BN, on the other hand, the estimate obtained for the limestone member “Caliza M2” by the volumetric method was 42,935,969.62 BN, while by the probabilistic method using the data from 34 wells it was 33,564,969.62 BN with a difference between both methods of 9,370,720.38 BN.

At the end of this work we can infer that the estimated value of the Original Oil On Site by the probabilistic method depends on the amount of data used, in the “Caliza M2” less amount of data was used, so the difference with the other method is much more considerable.

**Keywords:** Original Oil In Place, Drago Norte Field, Volumetric Method, Probabilistic Method.

## TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT.....	vii
TABLA DE CONTENIDO.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1. Formulación del problema.....	3
1.2. Justificación.....	4
1.3. Propuesta.....	4
1.4. Objetivos.....	5
1.4.1. Objetivo General.....	5
1.4.2. Objetivos Específicos.....	5
1.5. Metodología.....	5
CAPÍTULO II.....	7
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. Descripción del Campo.....	7
2.1.1. Antecedentes del Campo Drago.....	7
2.1.2. Ubicación geográfica del Campo Drago Norte.....	8
2.1.3. Geología General del Campo Drago Norte.....	9
2.1.4. Columna Geológica del Campo Drago Norte.....	9
2.1.5. Litología del campo Drago Norte.....	11
2.1.6. Actualidad del Campo Drago.....	12
2.2. Propiedades de las Rocas y Fluidos.....	13
2.2.1. Porosidad.....	13
2.2.2. Saturación de fluidos.....	15

2.2.3.	Factor Volumétrico del Petróleo.....	15
2.2.4.	Volumen de arcilla.....	16
2.2.5.	Espesor de pago.....	18
2.3.	Métodos para el cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES).....	19
2.3.1.	Cálculo por Método Volumétrico .....	19
2.3.2.	Cálculo por Método Probabilístico .....	19
CAPÍTULO III.....		24
3.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN .....	24
3.1.	Petróleo Original En Sitio por el Método Volumétrico .....	24
3.1.1.	Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A por el Método Volumétrico.....	24
3.1.2.	Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2 por el Método Volumétrico.....	24
3.2.	Petróleo Original En Sitio por el Método Probabilístico .....	25
3.2.1.	Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A por el Método Probabilístico .....	25
3.2.2.	Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2 por el Método Probabilístico .....	35
CAPÍTULO IV .....		45
4.	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS .....	45
4.1.	Comparación de los resultados obtenidos .....	45
4.1.1.	Petróleo Original En Sitio obtenido para la Caliza A .....	45
4.1.2.	Petróleo Original En Sitio obtenido para la Caliza M2.....	46
CONCLUSIONES.....		48
RECOMENDACIONES .....		50
BIBLIOGRAFÍA .....		51

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Metodología de trabajo .....	6
<b>Figura 2:</b> Historial de producción Campo Drago .....	7
<b>Figura 3:</b> Ubicación geográfica del campo Drago Norte .....	8
<b>Figura 4:</b> Ubicación de los PAD del campo Drago Norte .....	8
<b>Figura 5:</b> Aumento de BSW en el Campo Drago Norte .....	9
<b>Figura 6:</b> Columna estratigráfica del Campo Drago .....	10
<b>Figura 7:</b> Registro Lithoscanner del pozo DRRE-044 .....	12
<b>Figura 8:</b> Porosidad primaria o intragranular .....	14
<b>Figura 9:</b> Comportamiento del factor volumétrico en relación con la presión .....	16
<b>Figura 10:</b> Registro Gamma Ray usado para cálculo de Vsh .....	17
<b>Figura 11:</b> Registro Gamma Ray usado para cálculo de Vsh .....	18
<b>Figura 12:</b> Ingreso de datos a Excel de los pozos para la Caliza A .....	26
<b>Figura 13:</b> Ecuación Volumétrica aplicada en Excel .....	26
<b>Figura 14:</b> Ajuste de distribución para el espesor neto petrolífero de la Caliza A .....	27
<b>Figura 15:</b> Asignación de distribución de probabilidad para el espesor neto petrolífero de la Caliza A .....	27
<b>Figura 16:</b> Ajuste de distribución para la porosidad de la Caliza A .....	28
<b>Figura 17:</b> Asignación de distribución de probabilidad para la porosidad de la Caliza A .....	28
<b>Figura 18:</b> Ajuste de distribución para la saturación de la Caliza A .....	29
<b>Figura 19:</b> Asignación de distribución de probabilidad para la saturación de la Caliza A .....	29
<b>Figura 20:</b> Definición de la previsión para la Caliza A .....	30
<b>Figura 21:</b> Simulación Montecarlo para la Caliza A .....	30
<b>Figura 22:</b> Histograma de frecuencias para el POES para la Caliza A .....	31
<b>Figura 23:</b> Sensibilidad para el POES para la Caliza A .....	32
<b>Figura 24:</b> Correlación de dispersión de las variables para la Caliza A .....	32
<b>Figura 25:</b> Gráfico tornado de las variables para la Caliza A .....	33
<b>Figura 26:</b> Gráfico spider de las variables para la Caliza A .....	34
<b>Figura 27:</b> Ingreso de datos a Excel de los pozos para la Caliza M2 .....	36
<b>Figura 28:</b> Ecuación Volumétrica aplicada en Excel .....	36
<b>Figura 29:</b> Ajuste de distribución para el espesor neto petrolífero de la Caliza M2 .....	37
<b>Figura 30:</b> Asignación de distribución de probabilidad para el espesor neto petrolífero de la Caliza M2 .....	37
<b>Figura 31:</b> Ajuste de distribución para la porosidad de la Caliza M2 .....	38
<b>Figura 32:</b> Asignación de distribución de probabilidad para la porosidad de la Caliza M2 .....	38
<b>Figura 33:</b> Ajuste de distribución para la saturación de la Caliza M2 .....	39
<b>Figura 34:</b> Asignación de distribución de probabilidad para la saturación de la Caliza M2 .....	39
<b>Figura 35:</b> Definición de la previsión para la Caliza M2 .....	40
<b>Figura 36:</b> Simulación Montecarlo para la Caliza M2 .....	40
<b>Figura 37:</b> Histograma de frecuencias para el POES para la Caliza M2 .....	41
<b>Figura 38:</b> Sensibilidad para el POES para la Caliza M2 .....	42
<b>Figura 39:</b> Sensibilidad para el POES para la Caliza M2 .....	42
<b>Figura 40:</b> Gráfico tornado de las variables para la Caliza M2 .....	43
<b>Figura 41:</b> Gráfico spider de las variables para la Caliza M2 .....	44
<b>Figura 42:</b> Gráfico de POES estimado para la Caliza A .....	45
<b>Figura 43:</b> Gráfico de POES estimado para la Caliza M2 .....	47



## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera para dar inicio al desarrollo de un campo petrolero es de gran importancia una evaluación previa de dicho campo mediante la estimación de sus reservas de hidrocarburos o como técnicamente se conoce como Petróleo Original En Sitio (POES), con la finalidad de saber si el campo a ser explotado será rentable y con ello establecer la estimación de costo para su respectivo desarrollo.

Este trabajo tiene como finalidad la comparación de los valores de Petróleo Original En Sitio obtenidos mediante dos diferentes métodos de cálculo, con el fin de obtener el valor más exacto posible, los cuales son:

❖ El método volumétrico

❖ El método probabilístico

El método volumétrico para el cálculo de Petróleo Original En Sitio toma en cuenta ciertos parámetros del petróleo y del yacimiento. Este método comprende una ecuación donde el producto entre el espesor, el área de la roca que almacena el hidrocarburo, la porosidad de la formación (espacio donde se almacena los fluidos) y la saturación de petróleo, nos brinda la cantidad de hidrocarburo presente en nuestro yacimiento, sin embargo, este valor se ve afectado por un factor volumétrico del mismo hidrocarburo, debido a que por medio de la disminución de presión dicho volumen calculado a condiciones de yacimiento cambia al ser medido en condiciones de superficie.

El método probabilístico se usa en condiciones de estudio difíciles, por ello se basa en distribuciones estadísticas de la información del yacimiento para obtener una mejor exactitud de los resultados. Este método utiliza a su vez el método de Montecarlo, el mismo que caracteriza variables aleatorias desde las funciones de distribución acumulada, lo importante de este método es que las variables aleatorias que determinan el comportamiento global en el sistema sean identificadas, para el cálculo del Petróleo Original En Sitio estas variables aleatorias son la porosidad, la saturación de agua y el espesor, las mismas que poseen incertidumbres en la distribución en el yacimiento.

El valor obtenido del Petróleo Original En Sitio puede variar su estimación en dependencia a la etapa de vida que esté pasando el yacimiento, ya que al estar poco explotado posee una cantidad de información limitada, por lo contrario, con varios años de explotación se cuenta con una mayor cantidad de información, es decir, que el grado de incertidumbre dependerá de la confiabilidad que se tenga de la data.

# CAPÍTULO I

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1. Formulación del problema

Para el cálculo de la estimación del volumen del Petróleo Original En Sitio es de gran importancia contar con la información necesaria de la formación a estudiar, en la etapa inicial del desarrollo de un yacimiento, el método volumétrico utiliza información obtenida mediante los núcleos y registros en el momento de la perforación, así con la data obtenida se realiza estimaciones sobre ciertos parámetros petrofísicos como la porosidad, saturaciones (petróleo, agua y/o gas), volúmenes, factores volumétricos, etc., y como consecuencia, este análisis es obtenido a condiciones iniciales. Por esta razón el método volumétrico posee una gran incertidumbre debido a la escasez de información en esta etapa y como consecuencia el valor obtenido de la estimación del Petróleo Original En Sitio no suele ser la más acertada y lleva a una sobreestimación de dicho volumen.

Los yacimientos existentes poseen una característica que complica los cálculos y crea una mayor incertidumbre en el momento de la estimación del Petróleo Original En Sitio la cual se denomina heterogeneidad, que en otras palabras nos indica que el yacimiento no posee las mismas propiedades o parámetros en todas sus dimensiones.

En la industria petrolera otro factor importante es el tiempo, a medida que se vaya desarrollando el campo petrolero es importante ir evaluando las propiedades de la formación con el fin de tener información actualizada de las estimaciones de los volúmenes de petróleo existentes, con ello se puede administrar los costos de operación y el valor monetario que equivale dichos volúmenes, además mediante esta actualización podemos determinar hasta que momento de la vida productiva es rentable nuestro campo.

## **1.2. Justificación**

Los valores estimados del volumen del Petróleo Original En Sitio poseen incertidumbres que deben ser tomados en cuenta debido a que con dicho valor se llevará a cabo el desarrollo del campo petrolero, lo que es necesario tener un valor lo más acercado posible al valor verdadero. Por tal motivo, es necesario aplicar un método probabilístico y realizar una comparación con los valores obtenidos en el método volumétrico, y así con ayuda de ciertos criterios estadísticos podemos alcanzar un valor con menos incertidumbre usando las características del yacimiento a estudiar.

El software Crystal Ball nos permitirá realizar la estimación del Petróleo Original En Sitio mediante el método probabilístico con una distribución adecuada para cada parámetro a usarse dentro de la ecuación volumétrica y con la ayuda del uso del método de simulación de Montecarlo, una vez obtenido los resultados se procederá al análisis y a la comparación de incertidumbre que tenga cada método y con ello tomar las mejores decisiones para el desarrollo del campo.

Este trabajo tiene una aportación importante para la academia y la investigación debido a que se podrá actualizar los valores de estimación del Petróleo Original En Sitio, con la ayuda de cálculos básicos y con el uso del software Crystal Ball para analizar los datos obtenidos de la geología, petrofísica y las propiedades del yacimiento a estudiar.

## **1.3. Propuesta**

Este trabajo de titulación propone el análisis comparativo de los valores obtenidos de los calculados de la estimación del Petróleo Original En Sitio mediante el método volumétrico y el método probabilístico. Para el método volumétrico se utilizará la ecuación volumétrica, la misma que utilizará los valores de espesor, saturación y porosidad obtenidos mediante análisis petrofísico de la formación mientras que para el método probabilístico se utilizará el software Crystal Ball el mismo que utilizará distribuciones estadísticas para la determinación de ciertos datos para un mejor análisis de la estimación obtenida.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo General

Estimar el valor del Petróleo Original En sitio mediante la aplicación del método volumétrico y el método probabilístico para un análisis comparativo de los resultados obtenidos.

### 1.4.2. Objetivos Específicos

- Calcular el volumen de Petróleo Original En Sitio usando el método volumétrico.
- Estimar el volumen de Petróleo Original En Sitio usando el método probabilístico.
- Comparar los resultados obtenidos mediante el método volumétrico y el método probabilístico.
- Diferenciar el uso entre el método volumétrico y el método probabilístico.

## 1.5. Metodología

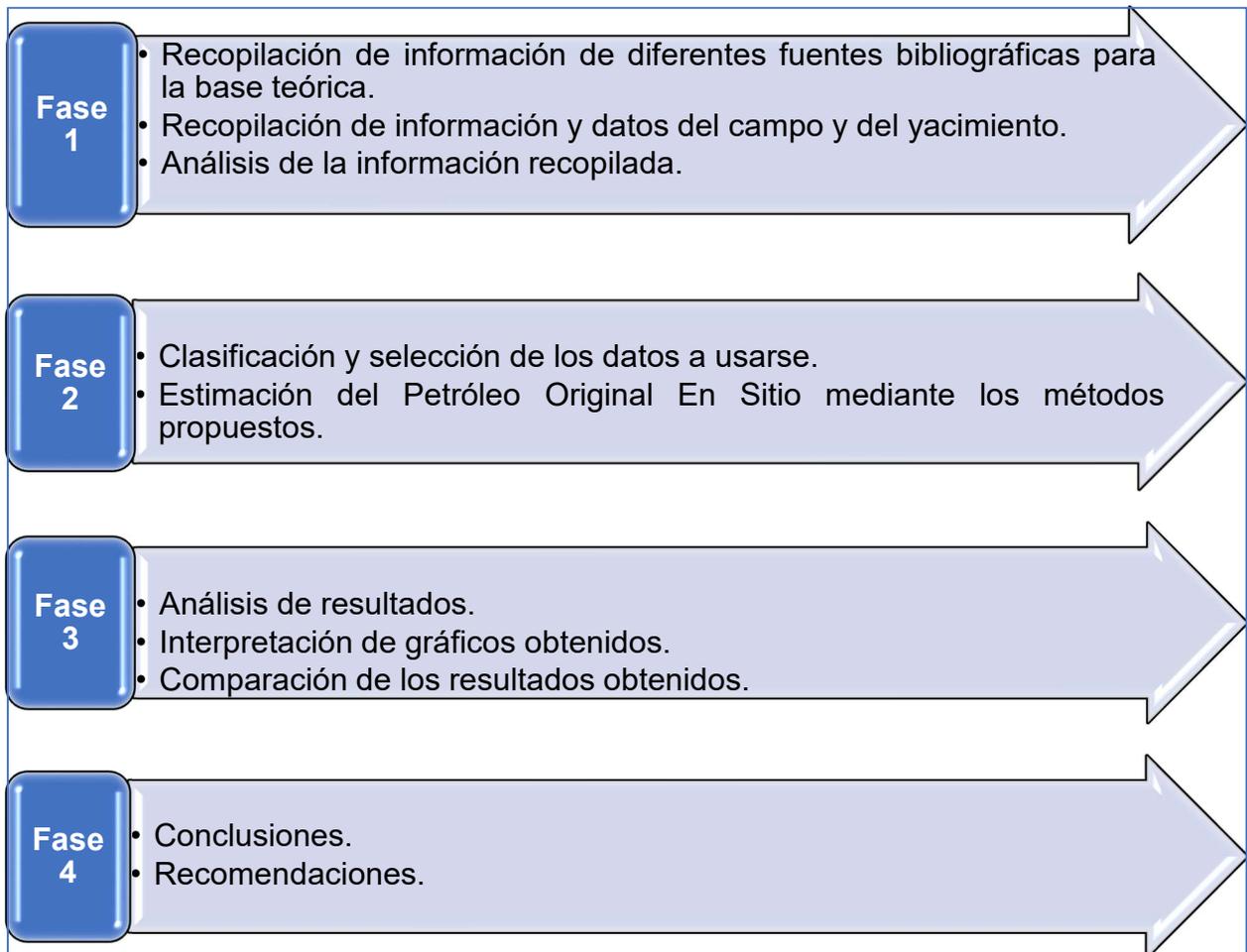
El presente trabajo se realizará bajo la metodología documental, descriptiva y predictivo.

**Documental:** El trabajo se considera documental debido a que se basa en la recopilación de información de distintas fuentes como libros, tesis, publicaciones, papers, artículos relacionados al tema a tratar.

**Descriptiva:** El trabajo se considera descriptivo ya que nos brinda las características petrolíferas del yacimiento.

**Predictivo:** El trabajo se considera predictivo porque nos permite establecer una estimación del Petróleo Original En Sitio y a su vez compararlo estableciendo así la incertidumbre de los valores obtenidos.

La metodología propuesta para este trabajo se puede realizar mediante las siguientes fases presentadas en el siguiente diagrama:



**Figura 1:** Metodología de trabajo  
**Elaborado por:** Menoscal M.

## CAPÍTULO II

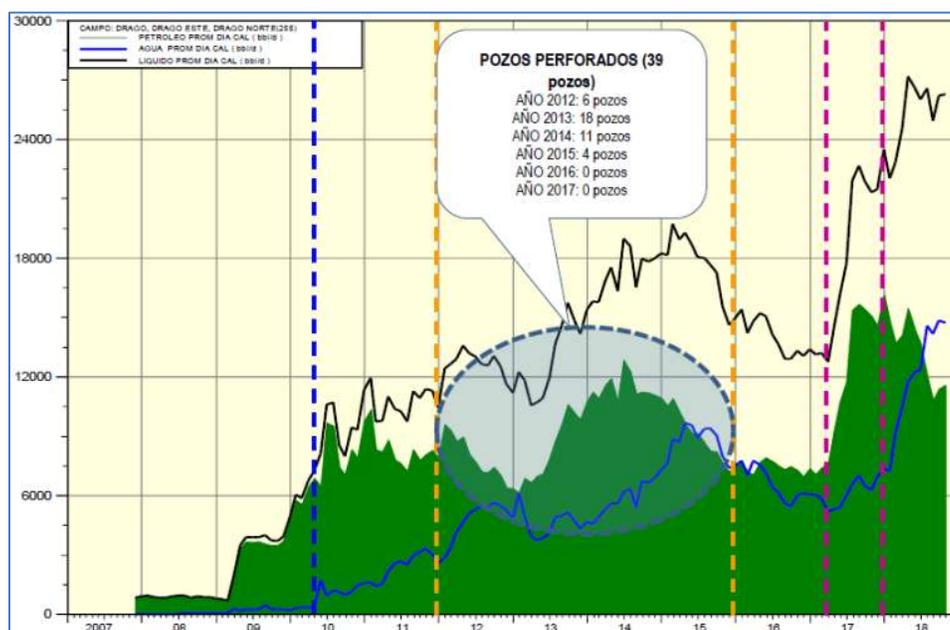
### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Descripción del Campo

##### 2.1.1. Antecedentes del Campo Drago

El campo Drago según Betancourt & Caicedo (2012), se dio a conocer inicialmente en el año 1972 por CEPE como un prospecto VISTA SUR por medio de interpretación de líneas sísmicas 2D. En 2006, PETROPRODUCCIÓN retomó el prospecto mediante interpretación de la sísmica 3D en el área de Shushufindi llamándola campo Drago. En 2007, esta estructura entró a etapa de perforación mediante el pozo exploratorio DRAGO 1, el mismo que tenía una profundidad (TD) de 10430 pies, a su vez se realizaron pruebas de producción del reservorio U inferior de donde extraían 879 BPPD con un BSW de 1% y un petróleo de 27.9° API.

Entre los años 2012 y 2015 se llevó a cabo perforaciones en este campo, en la **figura 2** se presenta el historial de producción.

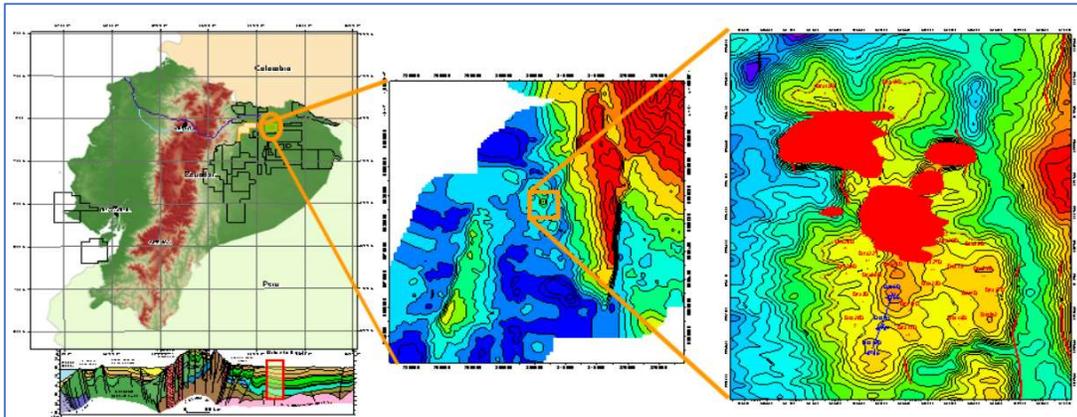


**Figura 2:** Historial de producción Campo Drago  
Fuente: Petroamazonas EP

Actualmente el complejo Drago se divide por los campos Drago, Drago Norte y Drago Este.

## 2.1.2. Ubicación geográfica del Campo Drago Norte

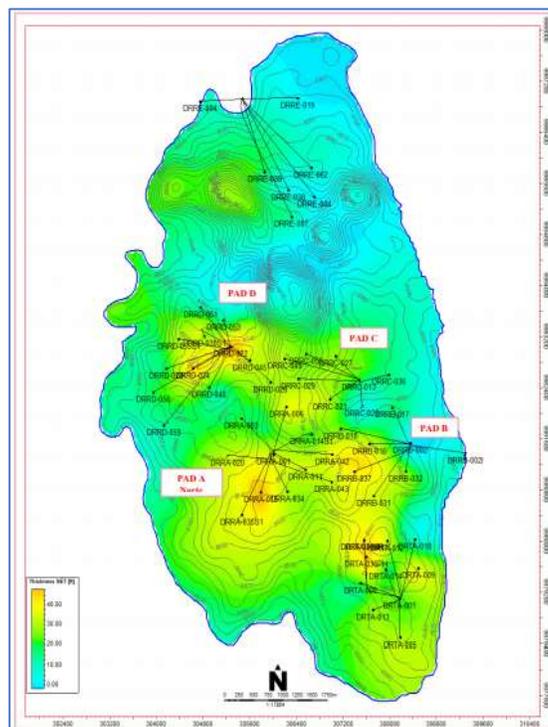
El campo Drago Norte está localizado en la región amazónica del Ecuador, en la provincia de Sucumbíos, a una distancia aproximada de 193 km al este de la ciudad de Quito en el bloque petrolero 57, este campo se encuentra específicamente entre los campos Sacha y Shushufindi.



**Figura 3:** Ubicación geográfica del campo Drago Norte

Fuente: ARCH

El campo Drago Norte posee 4 PAD: A Norte, B, C y D como se muestra en la figura 4.

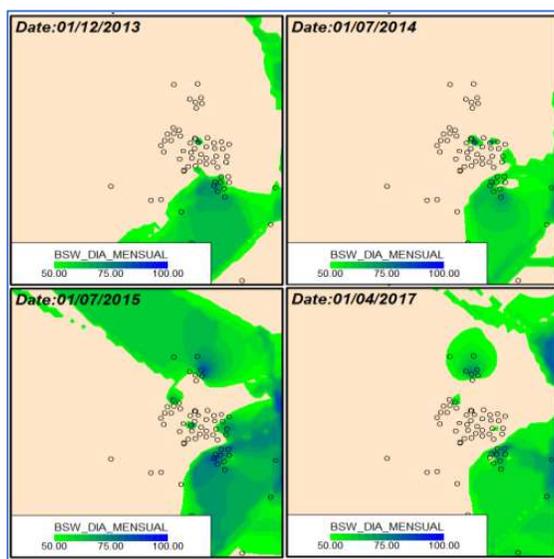


**Figura 4:** Ubicación de los PAD del campo Drago Norte

Fuente: Petroamazonas EP

### 2.1.3. Geología General del Campo Drago Norte

Según los mapas estructurales a la base Caliza A y tope Caliza B, tenemos que la estructura Drago Norte es de bajo relieve y posee una dirección preferencial N-S; el alto Drago Norte es un anticlinal asimétrico cuyo franco oriental está limitado por una deflexión estructural que le separa del campo Shushufindi. Según mapas estructurales a la base de la Caliza A y al tope de la Caliza B se tiene un área de 34.47 km<sup>2</sup>. El campo Drago Norte posee un indicativo de la presencia de un empuje ligero lateral de agua en la dirección SE-NO y E-O debido al aumento de BSW.



**Figura 5:** Aumento de BSW en el Campo Drago Norte  
**Fuente:** OilField Maneger OFM

### 2.1.4. Columna Geológica del Campo Drago Norte

En el campo Drago Norte podemos encontrar formaciones que son de interés hidrocarburífero: Tena, Napo y Hollín, que poseen un espesor casi constante. A su vez vale recalcar que la secuencia estratigráfica T, marca una importante transgresión regional que favorece las acumulaciones de hidrocarburos en depósitos de areniscas limpias a la base, intercaladas de lutitas que conforme se ubica en la parte superior se tornan cada vez más calcáreas hasta depositarse la Caliza B; de igual manera prosigue en la secuencia estratigráfica U con eventuales progradaciones que aíslan a los cuerpos arenosos, favoreciendo el entrampamiento estratigráfico, seguido de secuencias agrandantes de intercalaciones de lutitas y caliza, hasta llegar a la unidad Basal, la cual es un reservorio de tipo estratigráfico.

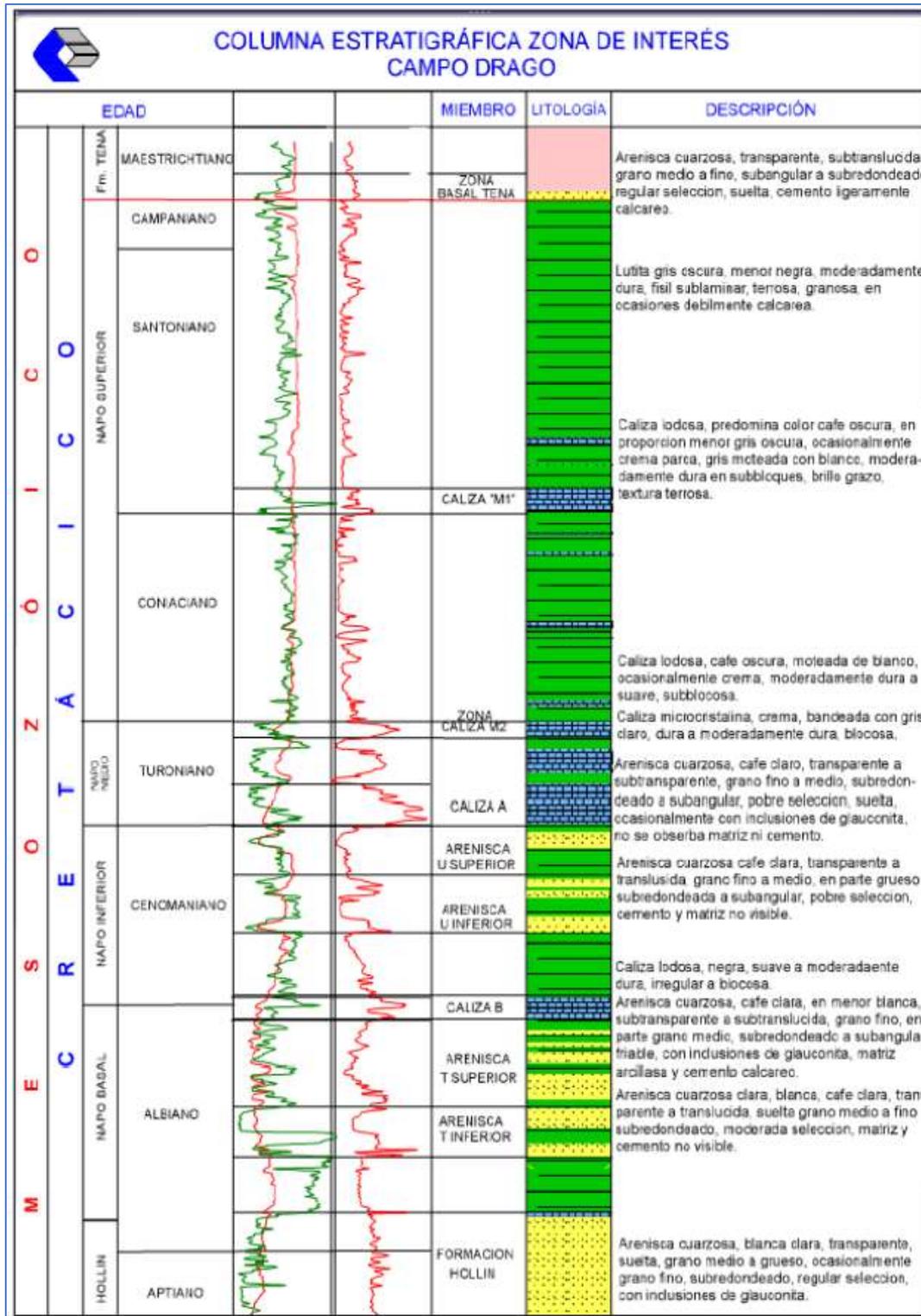


Figura 6: Columna estratigráfica del Campo Drago

Fuente: Petroamazonas EP

Nuestros miembros calcáreos objetos de estudio se encuentra ubicado en la formación Napo, las cuales son Caliza A y Caliza M2.

## **Caliza A**

En la columna estratigráfica del campo Drago Norte, esta formación se localiza entre la arenisca U superior y la caliza M2, este miembro es una caliza masiva, con laminaciones de arcilla y matriz micrítica. Tiene una selección pobre y dominada por granos con soporte matriz. Se observa un pequeño porcentaje de cuarzo monocristalino y material fosfático.

La porosidad que posee es intragranular como consecuencia de la disolución de cámaras de foraminíferos/calciesferas, además presenta una microporosidad debido a la disolución de fragmentos bioclásticos y microporos internos de la matriz arcillosa. (Petroamazonas Ep, 2017)

## **Caliza M2**

En la columna estratigráfica del campo Drago Norte, esta formación se localiza entre la lutita Napo Superior y la arenisca M2, este miembro es una caliza masiva, con algunas laminaciones de arcilla y matriz micrítica, posee componentes terrígenos de granos de cuarzo además de componentes menores como pirita, glauconita y fosfato.

La porosidad que posee es intragranular como una consecuencia probable de la disolución de cámaras de foraminíferos/calciesferas, además presenta una microporosidad debido a la disolución de fragmentos bioclásticos y microporos internos de la matriz arcilla. (Petroamazonas EP, 2017)

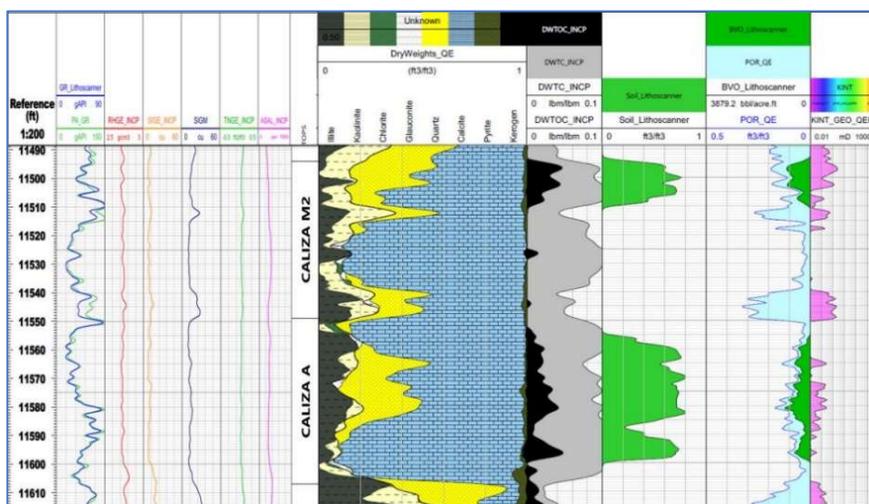
### **2.1.5. Litología del campo Drago Norte**

#### **Caliza A**

Posee una textura mudstone a packstone, constituida de caliza lodosa, microcristalina en menor cantidad, posee una tonalidad gris, gris clara, gris oscura y crema, de suave a moderadamente suave, con forma irregular, bloque y subbloque, porosidad no visible, intercalaciones de lutita no calcáreas, moderadamente suave en forma de bloque, planar. Tiene un 14% de arcillosidad e importante contenido de TOC. Tiene un potencial promedio de 50 pies.

## Caliza M2

Posee una textura wackstone a packstone, constituida de una caliza lodosa, posee una tonalidad gris, gris clara, gris oscura, crema y blanca, de moderadamente dura a dura, en subbloque a bloque, porosidad no visible, intercalaciones de lutita ligeramente calcáreas, moderadamente dura, sublaminar y astillosa. Tiene un 20% de arcillosidad y bajo contenido de TOC según registro. Tiene un potencial promedio de 25 pies.



**Figura 7:** Registro Lithoscanner del pozo DRRE-044

Fuente: Petroamazonas EP

### 2.1.6. Actualidad del Campo Drago

En la siguiente tabla se presenta los estados de pozos pertenecientes al campo según Petroamazonas EP a inicios del año 2019.

Estado de pozos	Cantidad de pozos
Produciendo	37
Reinyectores activos	1
Inyectores activos	2
Cerrados productores	15
Cerrados reinyectores	1
Cerrados inyectores	0
Abandonados	0
En completación y pruebas	1
Espera de completación y pruebas	1
Perforando	1
<b>Total</b>	<b>59</b>

## 2.2. Propiedades de las Rocas y Fluidos

### 2.2.1. Porosidad

La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento que es capaz de contener los fluidos presentes. Cuantitativamente, es la relación entre el volumen de poros y el volumen total de la roca. (Ahmed, 2001, pág. 184)

Según Paris de Ferrer (2009) en la ingeniería de yacimiento, la porosidad “ $\phi$ ” es una propiedad importante de la roca reservorio, hace referencia al espacio vacío en la roca, el cual permite el almacenamiento de los fluidos. Se define por la razón entre el volumen que ocupa los poros  $V_p$  y el volumen total de la roca  $V_t$ :

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

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, sin embargo, también puede representarse como porcentaje, pero para efectos de cálculos se usa en fracción.

#### 2.2.1.1. Tipos de Porosidad

De acuerdo con la interconexión del volumen poroso, podemos definir la porosidad en porosidad absoluta, efectiva y no efectiva. (Escobar, 2012, pág. 20)

**Porosidad absoluta:** Considera el volumen poroso de la roca, ya sea interconectado o no.

**Porosidad efectiva:** Considera el volumen poroso de la roca que se encuentra interconectado y que a su vez permitirá el flujo de fluidos.

En los yacimientos esta porosidad varía lateral y verticalmente y la encontramos en un rango entre 5 al 20%. (Paris de Ferrer, 2009, pág. 223)

Calidad	Porosidad, %
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Moderada	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Un yacimiento con una porosidad muy pobre no es considerado comercial, a menos que tenga factores como fisuras, fracturas o vacíos grandes.

**Porosidad no efectiva:** Considera la diferencia entre las porosidades absoluta y efectiva

Geológicamente también podemos clasificar la porosidad en:

**Porosidad primaria o intergranular:** Es conocida como porosidad original, se da en el momento de la depositación de los sedimentos. En la **figura 8**, los poros que se forman son intersticios de granos individuales de sedimento. Las rocas sedimentarias que poseen esta porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).



**Figura 8:** Porosidad primaria o intragranular  
**Fuente:** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

**Porosidad secundaria, inducida o vugular:** Ocurre en un proceso geológico o artificial después de la depositación de los sedimentos. Esta porosidad puede darse a la solución o fractura (natural o artificial) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita).

#### **2.2.1.2. Factores que afectan a la porosidad**

De acuerdo con Mannucci (1990, pág. 3), los principales factores que afectan a la porosidad son los siguientes:

- Tipo de empaque
- Material cementante
- Geometría y distribución de los granos
- Presencia de partículas finas de arcillas
- Presión de las capas suprayacentes y confinantes

### 2.2.2. Saturación de fluidos

“Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por un determinado fluido” (Mannucci, 1990, pág. 53)

Según Paris de Ferrer (2009) para la estimación de la cantidad de fluido presenta en el espacio poroso, se necesita determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada fluido presente.

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

El rango de la saturación de cada fase se encuentra entre 0 y 1, sin embargo, la suma de todas las saturaciones será 1.

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Donde:

$S_w$  es la saturación de agua.

$S_o$  es la saturación de petróleo.

$S_g$  es la saturación de gas.

### 2.2.3. Factor Volumétrico del Petróleo

Se define como la relación que existe entre el volumen de petróleo más su gas en solución a condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo medido a condiciones de superficie. (Paris de Ferrer, 2009, pág. 127)

Se denota por  $B_o$  y su valor siempre es mayor o igual a la unidad. Matemáticamente se puede expresar con la siguiente ecuación:

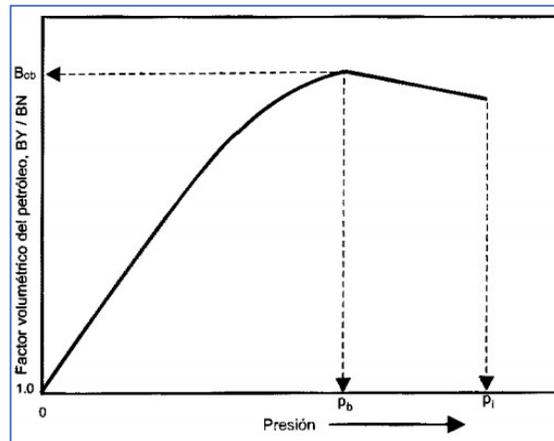
$$B_o = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{sc}}$$

Donde:

$(V_o)_{P,T}$  es el volumen de petróleo a condiciones de yacimientos, BY.

$(V_o)_{sc}$  es el volumen de petróleo a condiciones de superficie, BN.

En la **figura 9** encontramos una curva del comportamiento del factor volumétrico del petróleo en relación con la presión, se supone una temperatura constante.



**Figura 9:** Comportamiento del factor volumétrico en relación con la presión.

**Fuente:** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

Inicialmente tenemos un valor del factor volumétrico a presión inicial de yacimiento  $P_i$ , mientras la presión disminuye el volumen de petróleo aumenta debido a su expansión, este comportamiento provoca un aumento del factor volumétrico hasta llegar a la presión de burbuja  $P_b$ . Al llegar a esta presión, el petróleo tiene su expansión máxima y por ello el factor volumétrico alcanza su límite máximo. Por debajo de la presión de burbuja se libera gas y el volumen de petróleo disminuye, por ello el factor volumétrico también disminuye. Cuando la presión alcanza la presión atmosférica, el valor del factor volumétrico es igual a 1.

#### 2.2.4. Volumen de arcilla

De acuerdo con Revelo Játiva (2007), el volumen de arcilla “Vsh” hace referencia al porcentaje neto de arcilla que se encuentra en formación. Podemos estimar este valor mediante: SP (Potencial Espontáneo), GR (Gamma Ray) y Cossplots (combinación entre 2 registros de densidad, Neutrón o Sónico).

El programa Interactive Petrophysics utiliza el método de GR, el mismo que se basa en las mayores deflexiones de las curvas del registro GR ya que estas indican los intervalos de areniscas y arcillas.

El procedimiento es sencillo:

- Leer los valores que indique la curva de GR en la zona de interés.
- Seleccionar una zona limpia y leer el valor de GR.
- Seleccionar una zona arcillosa y leer el valor de GR.

El valor de Vsh lo podemos estimar utilizando la siguiente ecuación:

$$Vsh = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde:

$GR_{log}$  es la lectura de rayos gamma de la zona evaluada.

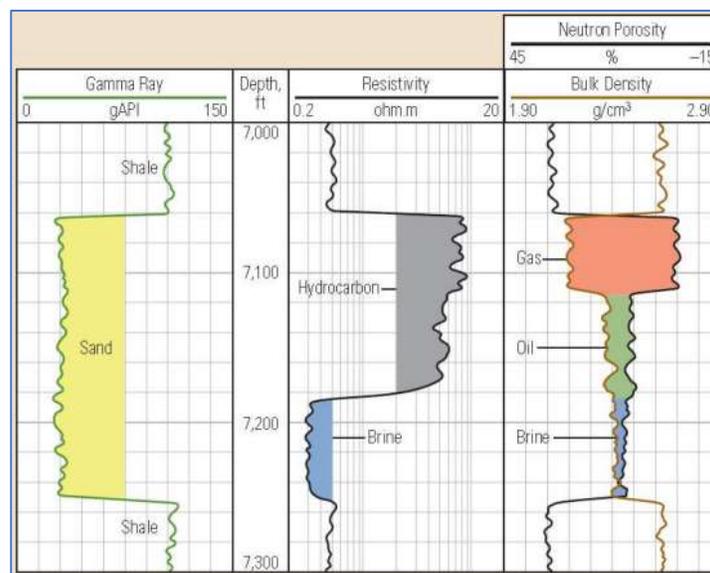
$GR_{max}$  es la lectura máxima de rayos gamma en una zona arcillosa.

$GR_{mix}$  es la lectura mínima de rayos gamma de una zona limpia.

Según Gutiérrez (2014) podemos definir la calidad de la arena según el volumen de arcilla.

Volumen de arcilla	Calidad de la arena
Vsh es menor a 0,05	Arena limpia
Vsh es mayor a 0,05 y menor a Vsh Limite	Arena arcillosa
Vsh es mayor a Vsh limite	Arena extremadamente arcillosa

En la **figura 10** encontramos un ejemplo de registro Gamma Ray



**Figura 10:** Registro Gamma Ray usado para cálculo de Vsh

Fuente: PerfoBlogger

### 2.2.5. Espesor de pago

Se conoce como espesor de pago a aquellos intervalos de la columna estratigráfica que darán aporte a la producción de petróleo. Estos intervalos son aquellos cuyo valor se encuentra sobre la base de su contenido de arcilla, porosidad y saturación. (Jesen, Schechter, & Ayers, 2018)

Para obtener la zona neta de pago se necesita tener en cuenta ciertos conceptos:

**Gross Arena:** Intervalo que según Vsh se considera zona de interés.

**Arena Neta:** Sumatoria de los intervalos que han sido discriminados por cutoffs de Vsh.

**Arena Neta de Pago:** Sumatoria de las zonas discriminadas por gross arena y que se encuentran sobre los parámetros del cutoff de PHI.

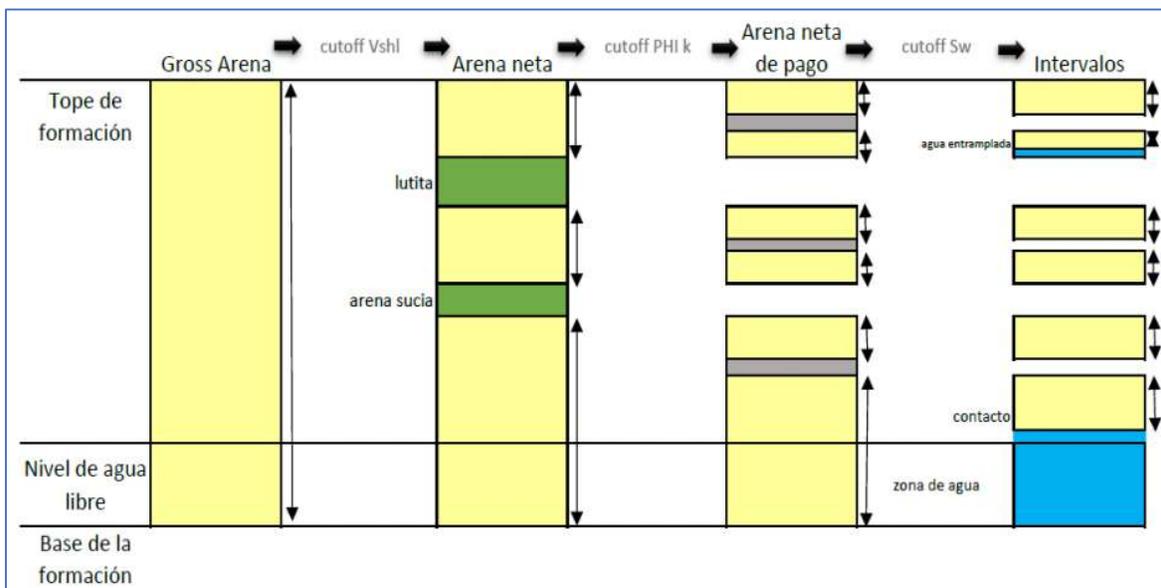


Figura 11: Registro Gamma Ray usado para cálculo de Vsh

Fuente: Carrillo J.

En la figura 11, los intervalos finales corresponden a la **Net Pay**, que es la sumatoria de los intervalos potencialmente saturados de hidrocarburo y que se discriminan en función del cutoff de Sw. Este espesor es el que se considera en los cálculos del Petróleo Original En Sitio.

### 2.3. Métodos para el cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES)

Para el desarrollo de un campo petrolero, un factor importante es la estimación del Petróleo Original En Sitio, pues con dicha estimación se basa la toma de decisiones para empezar o no la producción del petróleo de dicho yacimiento. Los métodos para cuantificar este volumen utilizados en este trabajo son los siguientes:

#### 2.3.1. Cálculo por Método Volumétrico

Para la determinación del Petróleo Original En Sitio por el método volumétrico se necesita información disponible de las propiedades del yacimiento y los fluidos que yacen en él. Esta información normalmente se obtiene de los mapas estructurales, análisis de núcleos y registros, análisis de fluidos producidos.

El Petróleo Original En Sitio mediante este método se lleva a cabo por la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Donde:

$A$  es el área del yacimiento, acres.

$h$  es el espesor del yacimiento, pies.

$\phi$  es la porosidad del yacimiento, fracción.

$S_{wi}$  es la saturación de agua irreductible o connata, fracción.

$B_{oi}$  es el factor volumétrico a condiciones iniciales del petróleo, BY/BN.

Las estimaciones de las variables involucradas en este método deben ser las mejores posibles ya que de eso dependerá la incertidumbre del resultado obtenido.

#### 2.3.2. Cálculo por Método Probabilístico

El método probabilístico para la determinación del Petróleo Original En Sitio se basa en el uso de varias propiedades estadísticas para tener las variables que utiliza la ecuación volumétrica con el fin de obtener aproximaciones basadas en

propiedades y rangos de valores para variables aleatorias, mismas que generan incertidumbres de acuerdo a la distribución usada para los diferentes parámetros.

### **2.3.2.1. Software Crystal Ball**

Oracle Crystal Ball es un software de propiedad de Decisionering. Ing., es un conjunto de programas basados en la aplicación de modelos predictivos, previsión, simulación y optimización de manera que permite identificar las variables críticas de un análisis que se esté realizando. (Riccio, 2018)

Este software permite la toma de decisiones mediante el análisis de riesgo y de pronóstico mediante el método de Montecarlo donde se pronostica todos los posibles resultados para conocer la probabilidad que suceda un evento específico mediante la mostración de niveles de confianza.

### **2.3.2.2. Pruebas de Bondad de Ajuste**

De acuerdo con Centeno Werner (2002), quien pretenda modelar por simulación debe conocer la distribución de probabilidades que corresponda realmente a cada variable que emplee en el modelo. Para ello está obligado a determinar la BONDAD DE AJUSTE de los datos de los que dispone a la distribución que pretende emplear. Tenemos tres métodos para la “Bondad de Ajuste”

El software Crystal Ball compara la data con cada una de las distribuciones de frecuencia y utiliza para ello estadísticos de prueba que buscan medir las diferencias entre la data y los valores correspondientes a la distribución de comparación. Tomando como base estas diferencias toma la decisión de escoger la distribución que más se ajuste a la data.

#### **2.3.2.2.1. Prueba de Anderson – Darling**

El objetivo es analizar las colas de la distribución, determinando si el histograma generado por la data se aleja o se acerca de la distribución exacta, para considerar correcto el ajuste es necesario que los valores de ajuste sea el siguiente:

$$\text{Valor de prueba} < 1,5$$

### 2.3.2.2.2. Prueba de Kolmogorov – Smirnov

El objetivo es analizar la zona central del histograma de producido por la data y contrasta la diferencia entre dicha data y los valores exactos de la distribución en estudio, los mismos que tienen un rango de certeza:

$$\text{Valor de prueba} < 0,03$$

### 2.3.2.2.3. Prueba de Chi – Cuadrado

El objetivo es comparar si un conjunto de muestra se ajusta a cierto tipo de distribución probabilística. Se establece un límite de prueba para obtener un nivel de confianza del 95%:

$$\text{Valor de prueba} < 0,5$$

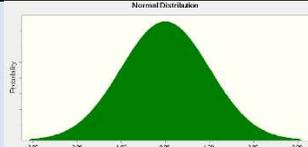
### 2.3.2.3. Selección de Bondad de Ajuste

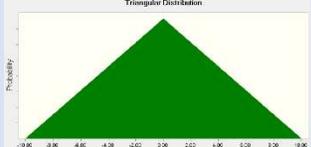
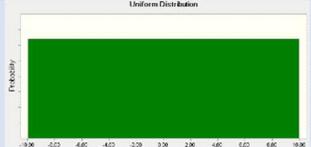
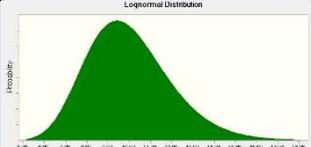
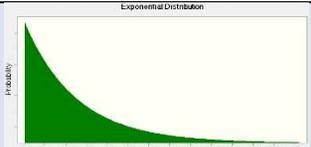
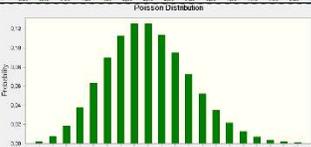
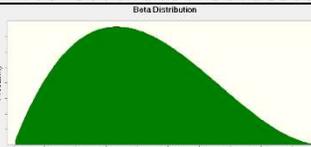
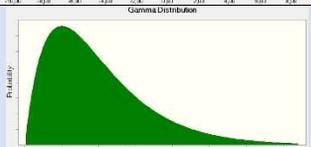
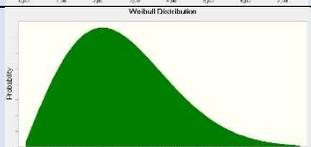
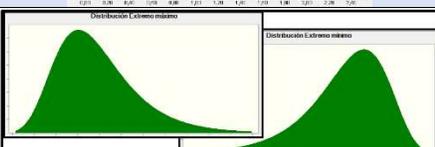
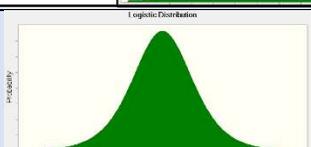
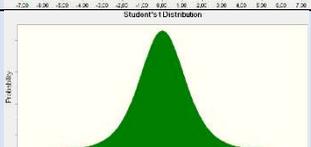
Los factores para considerar verdadera una prueba son:

- ✓ De tener el uso de criterios de bondad de ajuste, se puede hacer una correlación de selección de bondad de ajuste con yacimientos adyacentes donde sus parámetros petrofísicos ya han sido analizados.
- ✓ De no tener el uso de criterio de bondad de ajuste, los criterios se seleccionan de acuerdo al valor de prueba, donde el criterio Anderson – Darling escoge el menor que se encuentre en el rango, mientras que los demás métodos escogen al azar el tipo de distribución que obtengan un valor de prueba dentro del rango.

### 2.3.2.4. Tipos de Distribución Probabilística

Los tipos de distribución probabilística depende de la variable a usarse: discreta o continua.

Distribución Probabilística	Forma	Imagen
Normal	Simétrica. Coincide media, moda y mediana. Colas infinitas en ambos sentidos.	 A graph showing a normal distribution curve. The x-axis is labeled with values from -2.00 to 2.00 in increments of 0.50. The y-axis is labeled 'Probability'. The curve is a smooth, symmetric bell shape centered at 0.00.

<p><b>Triangular</b></p>	<p>Tiene un valor máx. y mín. que define sus bases, indicando una moda que genera un gráfico semejante a un triángulo.</p>	
<p><b>Uniforme</b></p>	<p>Tiene un valor máx. y mín. que define sus bases</p>	
<p><b>Logarítmica Normal</b></p>	<p>Tiene una tendencia positiva con una larga cola a la derecha (siendo los valore con menos probabilidad).</p>	
<p><b>Exponencial</b></p>	<p>Tiene una moda en 0 y una probabilidad decreciente.</p>	
<p><b>Poisson</b></p>	<p>Tiene una densidad de probabilidad discreta como la normal cuando se tiene un valor mayor de la media.</p>	
<p><b>Beta</b></p>	<p>Tiene un valor máx. y mín. que se encuentra entre 0 y un valor positivo.</p>	
<p><b>Gamma</b></p>	<p>Los parámetros son ubicación, escala y forma. Se aplica para cantidades físicas en procesos de sucesos no completamente aleatorios.</p>	
<p><b>Weibull</b></p>	<p>Los parámetros son ubicación, escala y forma. Es flexible para suponer las propiedades de otras distribuciones.</p>	
<p><b>Extremo máximo y Extremo mínimo</b></p>	<p>Los parámetros son escala y mayor probabilidad. Según el caso describe el valor más alto o bajo.</p>	
<p><b>Logística</b></p>	<p>Los parámetros son escala y media. Es posible describir el crecimiento de la variable de estudio.</p>	
<p><b>T de Student</b></p>	<p>Los parámetros son escala, punto medio y grado de libertad. El valor más probable está en el punto medio, es simétrica en relación con la media.</p>	

### **2.3.2.5. Método de Montecarlo**

La simulación Montecarlo es una técnica cuantitativa utilizada para obtener la respuesta más probable de un evento por medio de la simulación de un modelo matemático. Utiliza funciones de distribución con el propósito de realizar una experimentación cuyos resultados lleguen, después de un número de ensayos (iteraciones), a simular lo que pasaría en un sistema real. (González Dan, 2015)

En ingeniería de yacimientos, este método es una herramienta con muchas ventajas para el análisis de yacimientos. Este método toma cada parámetro de la ecuación volumétrica considerados estadísticos en un proceso donde se repite de manera iterativa para un número significativo (>1000) donde luego cada POES<sub>(i)</sub> se ordena crecientemente dándole un valor de frecuencia acumulada para posteriormente presentarlo en una gráfica, donde se consigue una distribución de probabilidad, donde el POES promedio se lo elige al 50% de la distribución.

### **2.3.2.6. Procedimiento del Método Probabilístico**

Para realizar la simulación en el software Crystal Ball se debe tener como mínimo 15 datos, los mismos que deben ser ajustados a las distribuciones estadísticas. Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1) Los datos petrofísicos de los pozos se agrupan y se ajustan por lotes seleccionando las filas para las variables: espesor, porosidad y saturación de agua.
- 2) Una vez conocido el modelo de distribución para cada variable con alta incertidumbre, se define las suposiciones y se ingresa los parámetros de la prueba de bondad de ajuste.
- 3) Se calcula el POES por el método volumétrico y se da las unidades a dicho valor.
- 4) Se hace la simulación de Montecarlo y se realiza el ajustamiento al 50% obteniendo el valor del Petróleo Original En Sitio por el método probabilístico.

## CAPÍTULO III

### 3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 3.1. Petróleo Original En Sitio por el Método Volumétrico

La siguiente tabla nos muestra las propiedades petrofísicas de la formación Napo donde se encuentran los miembros Caliza A y Caliza M2.

Parámetro Petrofísico	Caliza A	Caliza M2
Área del yacimiento	7.134,66 acres	5.302,01 acres
Espesor	15,625 pies	9,517 pies
Porosidad	0,096	0,137
Saturación de agua connata	0,192	0,179
Factor Volumétrico	1,0255 BY/BN	1,0255 BY/BN

#### 3.1.1. Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A por el Método Volumétrico

$$POES = \frac{7.758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$
$$POES = \frac{7.758(7.134,66)(15,625)(0,096)(1 - 0,192)}{1,0255}$$
$$POES = 65.416.907,89 \text{ BN}$$

#### 3.1.2. Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2 por el Método Volumétrico

$$POES = \frac{7.758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$
$$POES = \frac{7.758(5.302,01)(9,517)(0,137)(1 - 0,179)}{1,0255}$$
$$POES = 42.935.690 \text{ BN}$$

### 3.2. Petróleo Original En Sitio por el Método Probabilístico

#### 3.2.1. Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A por el Método Probabilístico

##### 3.2.1.1. Datos petrofísicos de los pozos para la Caliza A

<b>POZOS</b>	<b>DRRA - 001</b>	<b>DRRA - 003</b>	<b>DRRA - 006</b>	<b>DRRA - 011</b>	<b>DRRA - 14S1</b>	<b>DRRA - 015</b>	<b>DRRA - 034</b>
Espesor, pies.	12	13	5.5	17,25	14	12	12
Porosidad.	0,096	0,091	0,111	0,088	0,114	0,092	0,105
Saturación de agua.	0,247	0,266	0,458	0,139	0,125	0,078	0,119
<b>POZOS</b>	<b>DRRA - 035</b>	<b>DRRA - 035S1</b>	<b>DRRA - 042</b>	<b>DRRA - 043</b>	<b>DRRA - 048</b>	<b>DRRB - 0021</b>	<b>DRRB - 016</b>
Espesor, pies.	12,5	14,13	19,25	11,75	5,75	14,5	19,5
Porosidad.	0,087	0,101	0,099	0,094	0,088	0,101	0,111
Saturación de agua.	0,271	0,161	0,195	0,296	0,129	0,196	0,187
<b>POZOS</b>	<b>DRRB - 018</b>	<b>DRRB - 031</b>	<b>DRRB - 032</b>	<b>DRRB - 037</b>	<b>DRRC - 021</b>	<b>DRRC - 023</b>	<b>DRRC - 027</b>
Espesor, pies.	17,75	13	11,5	12,5	15	13	15,25
Porosidad.	0,11	0,099	0,073	0,098	0,072	0,094	0,104
Saturación de agua.	0,212	0,245	0,164	0,253	0,123	0,207	0,181
<b>POZOS</b>	<b>DRRC - 029</b>	<b>DRRC - 0036</b>	<b>DRRC - 049</b>	<b>DRRD - 022</b>	<b>DRRD - 024</b>	<b>DRRD - 028</b>	<b>DRRD - 030</b>
Espesor, pies.	17	11,5	12,75	27,63	13	13,75	12,5
Porosidad.	0,094	0,097	0,097	0,119	0,1	0,069	0,089
Saturación de agua.	0,274	0,171	0,144	0,156	0,189	0,246	0,108
<b>POZOS</b>	<b>DRRD - 051</b>	<b>DRRD - 053</b>	<b>DRRD - 55S1</b>	<b>DRRD - 056</b>	<b>DRRE - 007</b>	<b>DRRE - 038</b>	<b>DRRE - 039</b>
Espesor, pies.	8,88	11,75	11,5	14	15,5	23,5	16,25
Porosidad.	0,151	0,109	0,094	0,099	0,092	0,083	0,11
Saturación de agua.	0,176	0,218	0,302	0,179	0,193	0,162	0,156

POZOS	DRRE - 044	DRGA - 001	DRGA - 010	DRTA - 005	DRTA - 008	DRTA - 009	DRTA - 012
Espesor, pies.	17,63	10,25	20	17	4,5	29	17,88
Porosidad.	0,068	0,093	0,094	0,084	0,098	0,136	0,061
Saturación de agua.	0,259	0,166	0,171	0,193	0,388	0,095	0,195
POZOS	DRTA - 013	DRTA - 014	DRTA - 036PH				
Espesor, pies.	14,25	15,75	23				
Porosidad.	0,117	0,103	0,095				
Saturación de agua.	0,174	0,182	0,286				

### 3.2.1.2. Procedimiento para el cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A

Obtenidos los datos petrofísicos de los pozos del yacimiento objeto de estudio, lo colocamos en una tabla en Excel para posteriormente trabajar en el software Crystal Ball.

POZOS	DRRA - 001	DRRA - 003	DRRA - 006	DRRA - 011	DRRA - 014S1	DRRA - 015	DRRA - 034	DRRA - 035	DRRA - 035S1	DRRA - 042	DRRA - 043	DRRA - 048	DRRB - 0021	DRRB - 016	DRRB - 018	DRRB - 031
Espesor	12	13	5,5	17,25	14	12	12,5	14,13	19,25	11,75	5,75	14,5	19,5	17,75	13	
Porosidad	0,096	0,091	0,111	0,088	0,114	0,092	0,105	0,087	0,101	0,099	0,094	0,088	0,101	0,111	0,11	0,099
Saturación	0,247	0,266	0,458	0,139	0,125	0,078	0,119	0,271	0,161	0,195	0,296	0,129	0,196	0,187	0,212	0,245

Figura 12: Ingreso de datos a Excel de los pozos para la Caliza A

Fuente: Excel

Con los datos de un pozo al azar, calculamos el Petróleo Original En Sitio con la ecuación volumétrica, lo cual el software usará como base para los cálculos.

POZOS	DRRA - 001	DRRA - 003	DRRA - 006	DRRA - 011	DRRA - 014S1	DRRA - 015	DRRA - 034
Espesor	12	13	5,5	17,25	14	12	12,5
Porosidad	0,096	0,091	0,111	0,088	0,114	0,092	0,105
Saturación	0,247	0,266	0,458	0,139	0,125	0,078	0,119
POES	=(7758*B2*B6*B7*(1-B8))/B3						

Figura 13: Ecuación Volumétrica aplicada en Excel

Fuente: Oracle Crystal Ball

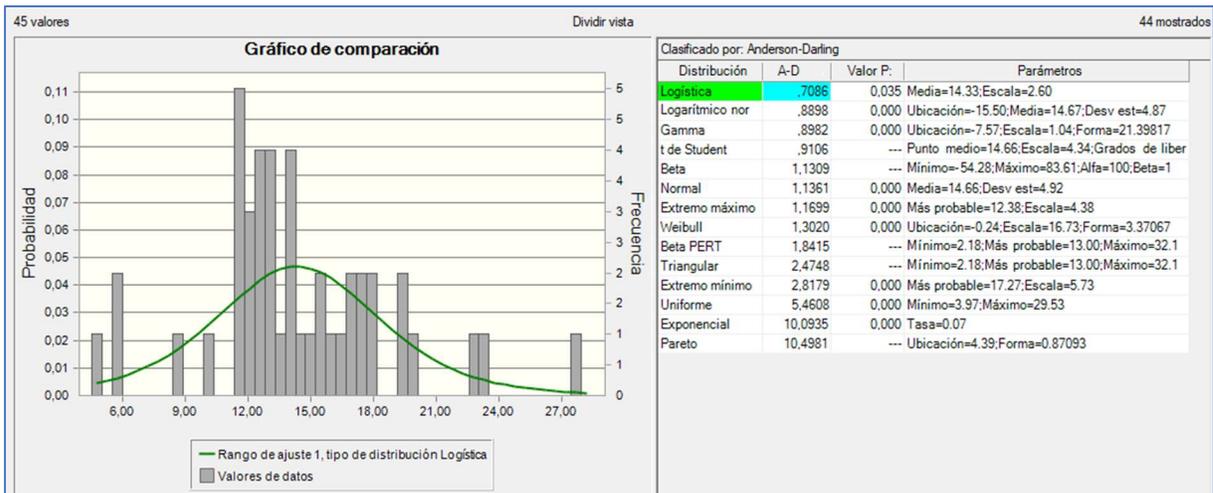
Una vez calculado el valor del Petróleo Original En Sitio, se procede al ajuste de distribución estadística que poseen las variables, en este caso se emplea la opción de ajuste por lotes para cada variable.

- **Espesor**

Para este parámetro petrofísico de la Caliza A obtuvimos una distribución Logística según la prueba de Anderson – Darling con estos parámetros:

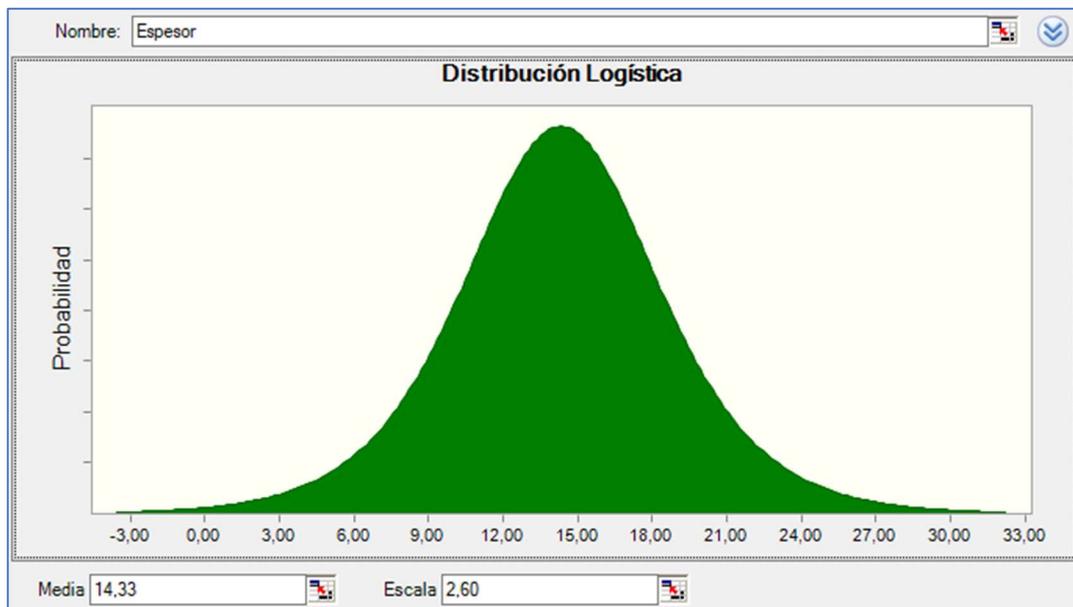
Media: 14,33

Escala: 2,6



**Figura 14:** Ajuste de distribución para el espesor neto petrolífero de la Caliza A

**Fuente:** Oracle Crystal Ball



**Figura 15:** Asignación de distribución de probabilidad para el espesor neto petrolífero de la Caliza A

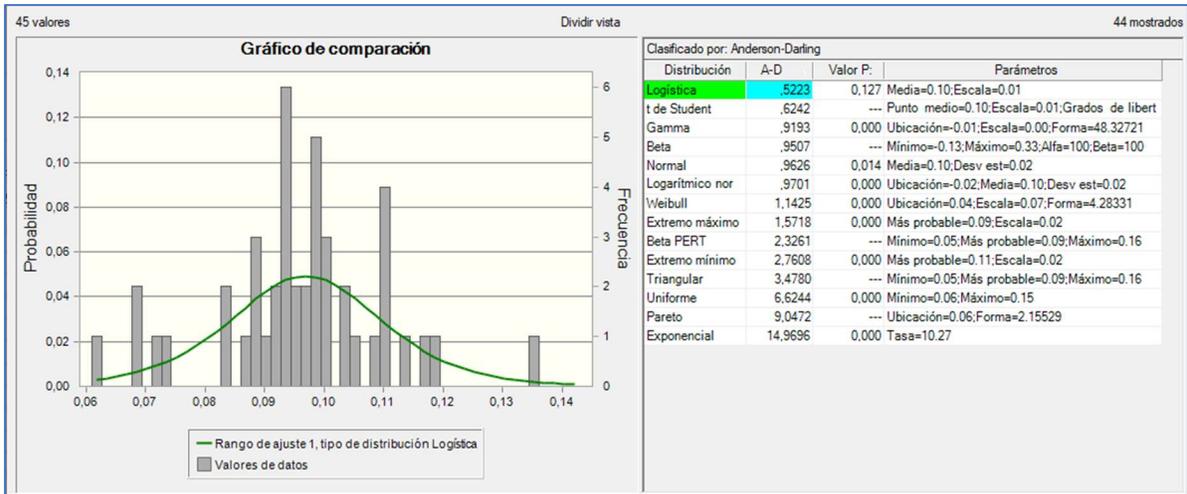
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

- **Porosidad**

Para este parámetro petrofísico de la Caliza A obtuvimos una distribución Logística según la prueba de Anderson – Darling con estos parámetros:

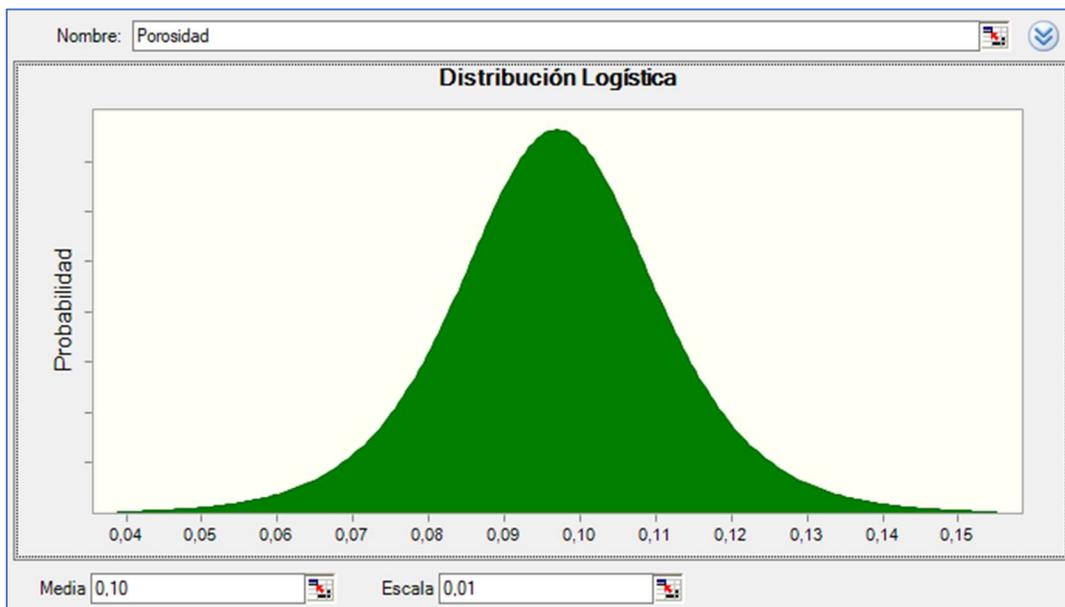
Media: 0,1

Escala: 0,01



**Figura 16:** Ajuste de distribución para la porosidad de la Caliza A

**Fuente:** Oracle Crystal Ball



**Figura 17:** Asignación de distribución de probabilidad para la porosidad de la Caliza A

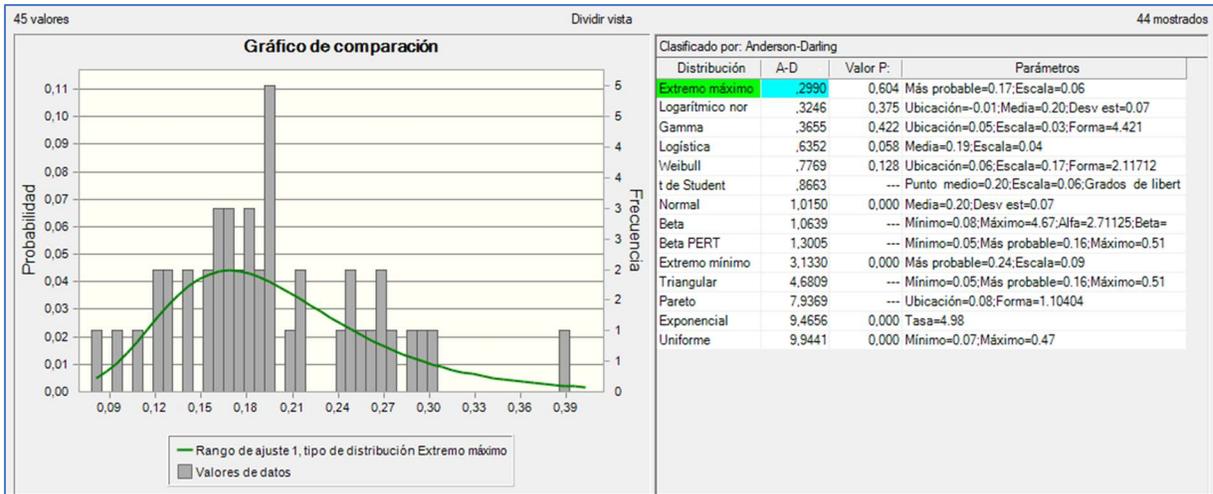
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

- **Saturación de agua**

Para este parámetro petrofísico de la Caliza A obtuvimos una distribución Extremo Máximo según la prueba de Anderson – Darling con estos parámetros:

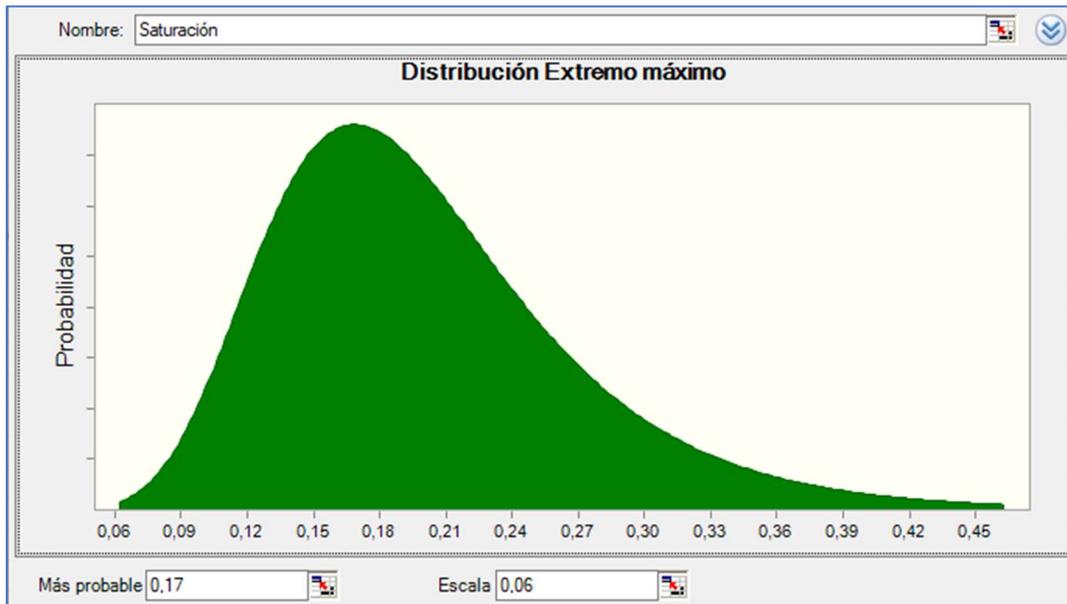
Más probable: 0,17

Escala: 0,06



**Figura 18:** Ajuste de distribución para la saturación de la Caliza A

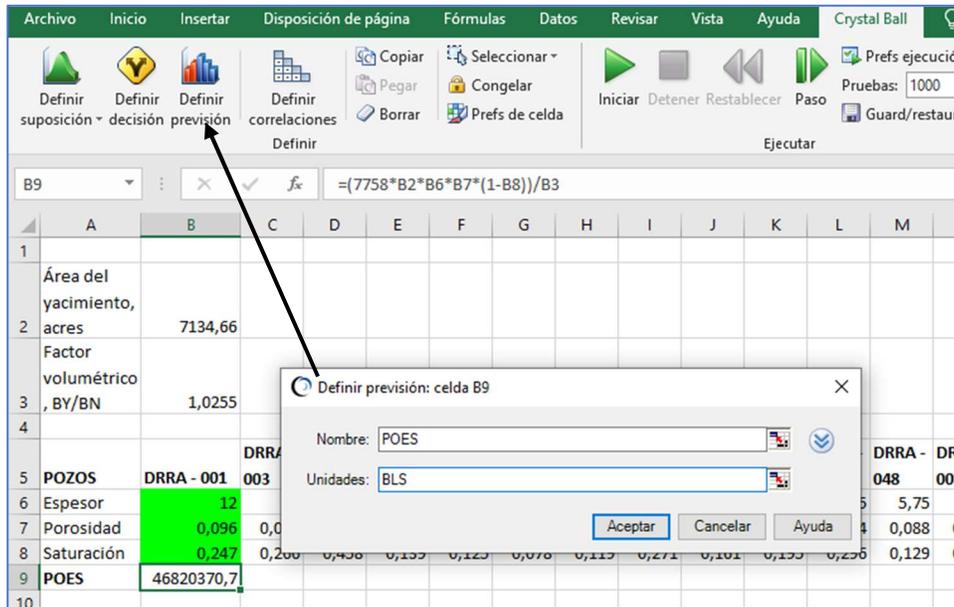
Fuente: Oracle Crystal Ball



**Figura 19:** Asignación de distribución de probabilidad para la saturación de la Caliza A

Fuente: Oracle Crystal Ball

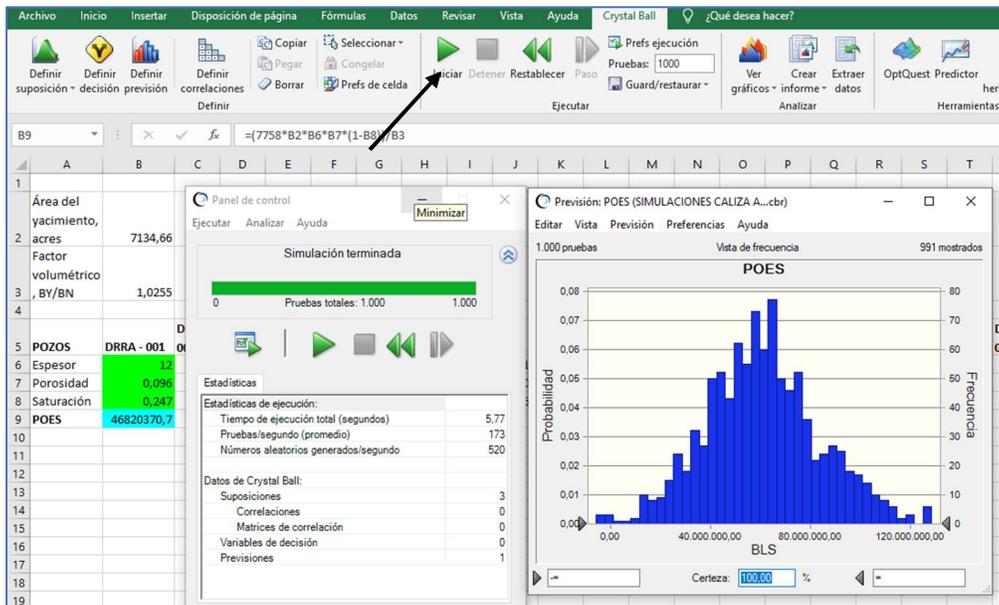
Establecidas las distribuciones para cada parámetro petrofísico, el valor calculado del Petróleo Original En Sitio será definido como previsión donde se fija sus unidades a ser calculadas.



**Figura 20:** Definición de la previsión para la Caliza A

**Fuente:** Oracle Crystal Ball

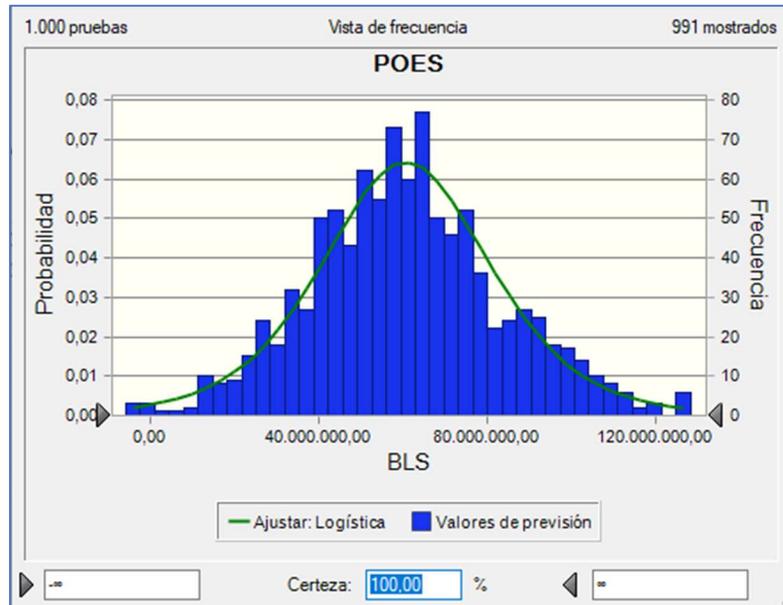
Una vez definida la previsión, podemos observar que cada parámetro queda marcado con un color diferente, lo que nos indica que podemos realizar la simulación de Montecarlo.



**Figura 21:** Simulación Montecarlo para la Caliza A

**Fuente:** Oracle Crystal Ball

Culminada la simulación, el software nos presenta un histograma de frecuencias de Petróleo Original En Sitio, en este caso tomamos 1.000 pruebas. Posteriormente colocamos para que nos muestre el ajuste de distribución en esta estimación.



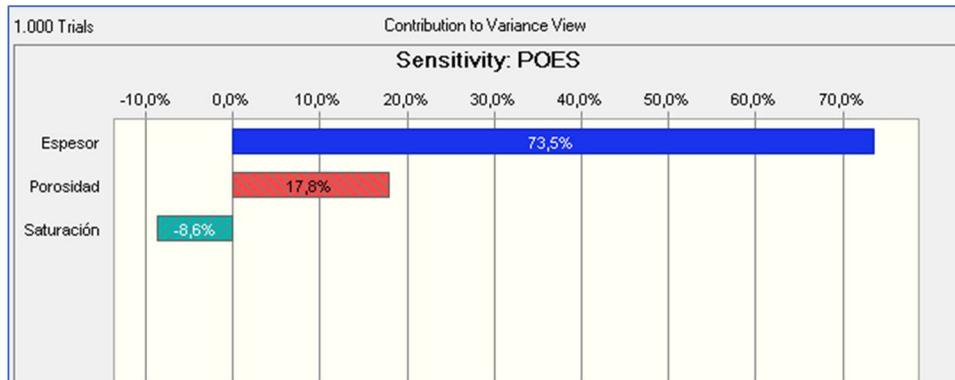
**Figura 22:** Histograma de frecuencias para el POES para la Caliza A  
Fuente: Oracle Crystal Ball

La siguiente tabla nos muestra las estadísticas que presenta el histograma con el valor más probable de Petróleo Original En Sitio, donde dicho valor es representado por la mediana.

Estadística	Ajuste: Logística	Valores de previsión
Pruebas	---	1.000
Caso base	---	46.820.370,67
Media	60.602.534,34	61.265.281,34
Mediana	60.602.534,34	59.841.444,93
Modo	60.602.534,34	---
Desviación estándar	24.170.052,18	23.922.610,39
Varianza	584.191.422.413.975,00	572.291.287.728.099,00
Sesgo	0,00	0,3460
Curtosis	4,20	3,81
Coefficiente de variación	0,3988	0,3905
Mínimo	-∞	-11.798.016,28
Máximo	∞	172.045.558,85
Error estándar medio	---	756.499,36

### 3.2.1.3. Sensibilidad de las variables del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A

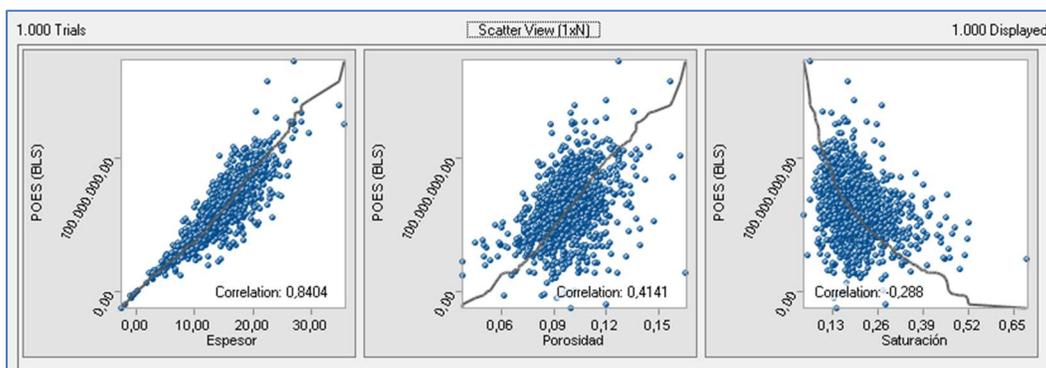
En la **figura 23** se presenta la gráfica de la sensibilidad para la Caliza A, dicho grafico nos muestra las variables que pueden afectar el resultado obtenido en nuestra simulación, en el presente trabajo estas variables son el espesor, la porosidad y la saturación de agua.



**Figura 23:** Sensibilidad para el POES para la Caliza A  
Fuente: Oracle Crystal Ball

Según el análisis de la sensibilidad, podemos observar que la estimación obtenida del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A se ve afectada en un 73,5% por el espesor, un 17,8% por la porosidad y un 8,6% por la saturación.

A continuación, en la **figura 24** se presenta un gráfico de dispersión del Petróleo Original En Sitio de los mil valores simulados vs cada una de las variables, lo que nos permite analizar el comportamiento de cada variable. Cabe recalcar que la correlación con la variable saturación es negativa debido a que su impacto en el resultado es negativo, es decir, mientras este valor aumente nuestra estimación disminuye.



**Figura 24:** Correlación de dispersión de las variables para la Caliza A  
Fuente: Oracle Crystal Ball

### 3.2.1.4. Elasticidad de las variables del Petróleo Original En Sitio para la Caliza

#### A

Para el análisis de la elasticidad de las variables, el software Crystal Ball nos brinda la herramienta Análisis de Tornado, donde obtendremos el gráfico de tornado y spider, este gráfico representa la relación existente entre el porcentaje que varía el Petróleo Original En Sitio debido a la variación de ciertos porcentajes de las variables, y dicha variación de las variables.



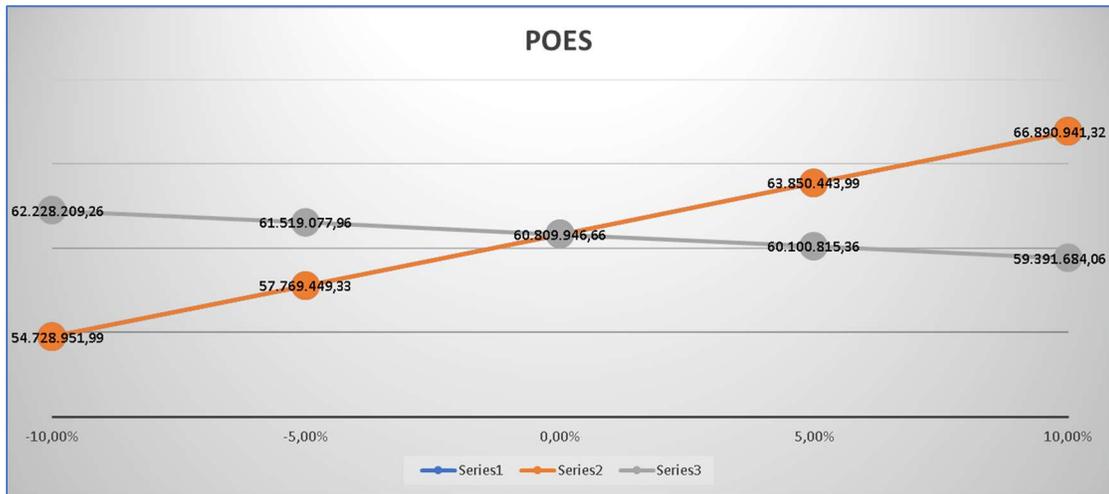
Figura 25: Gráfico tornado de las variables para la Caliza A

Fuente: Oracle Crystal Ball

La siguiente tabla muestra los rangos de valores del Petróleo Original En Sitio en el gráfico tornado para cada variable.

Variable de entrada	POES				Entrada		
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de Variación <sup>1</sup>	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso Base
<b>Porosidad</b>	54.728.951,99	66.890.941,32	12.161.989,33	48,68%	0,09	0,11	0,10
<b>Espesor</b>	54.728.951,99	66.890.941,32	12.161.989,33	97,35%	12,90	15,77	14,33
<b>Saturación</b>	62.228.209,26	59.391.684,06	2.836.525,19	100,00%	0,17	0,21	0,19
<sup>1</sup> Explicación de Variación es acumulativa							
Opciones de ejecución:							
Método de Tornado	Desviaciones (por porcentaje)						
Rango de prueba	-10% a 10%						
Puntos de prueba	5						
Personalizar rangos de prueba por variable	Desactivado						
Mostrar variables superiores	20						
Caso base de las variables de Crystal Ball	Valores de mediana						

En el siguiente gráfico observamos que las variables espesor y porosidad tienen una relación lineal creciente y su valor de elasticidad de 1, donde si se varía en un 10% el valor de estas variables, el valor del Petróleo Original En Sitio variará en el mismo porcentaje. Por otro lado, la variable Saturación de agua posee un valor de elasticidad de 0,23, donde si se varía en un 10% el valor de esta variable, el valor del Petróleo Original En Sitio variará en un 2,3%.



**Figura 26:** Gráfico spider de las variables para la Caliza A  
Fuente: Oracle Crystal Ball

La siguiente tabla muestra los rangos de valores de Petróleo Original En Sitio en el gráfico spider para cada variable.

		POES				
Variable de entrada	Elasticidad <sup>1</sup>	-10,00%	-5,00%	0,00%	5,00%	10,00%
Porosidad	1,00	54.728.951,99	57.769.449,33	60.809.946,66	63.850.443,99	66.890.941,32
Espesor	1,00	54.728.951,99	57.769.449,33	60.809.946,66	63.850.443,99	66.890.941,32
Saturación	-0,23	62.228.209,26	61.519.077,96	60.809.946,66	60.100.815,36	59.391.684,06

<sup>1</sup>Elasticidad es la medida de todo rango de prueba

**Opciones de ejecución:**

Método de Tornado	Desviaciones (por porcentaje)
Rango de prueba	-10% a 10%
Puntos de prueba	5
Personalizar rangos de prueba por variable	Desactivado
Mostrar variables superiores	20
Caso base de las variables de Crystal Ball	Valores de mediana

### 3.2.2. Cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2 por el Método Probabilístico

#### 3.2.2.1 Datos petrofísicos de los pozos para la Caliza M2

<b>POZOS</b>	<b>DRRA - 001</b>	<b>DRRA - 003</b>	<b>DRRA - 006</b>	<b>DRRA - 011</b>	<b>DRRA - 014S1</b>	<b>DRRA - 015</b>	<b>DRRA - 035</b>
Espesor, pies.	9,5	7	6	5,13	6,5	11,75	6,5
Porosidad.	0,124	0,124	0,124	0,124	0,167	0,127	0,117
Saturación de agua.	0,164	0,207	0,275	0,211	0,256	0,107	0,206
<b>POZOS</b>	<b>DRRA - 035S1</b>	<b>DRRA - 042</b>	<b>DRRA - 043</b>	<b>DRRA - 048</b>	<b>DRRB - 016</b>	<b>DRRB - 017</b>	<b>DRRB - 018</b>
Espesor, pies.	6,75	6,75	10,38	6	14,75	16	5
Porosidad.	0,108	0,116	0,153	0,12	0,102	0,108	0,152
Saturación de agua.	0,045	0,184	0,177	0,214	0,155	0,26	0,122
<b>POZOS</b>	<b>DRRB - 032</b>	<b>DRRB - 037</b>	<b>DRRC - 021</b>	<b>DRRC - 027</b>	<b>DRRC - 029</b>	<b>DRRD - 024</b>	<b>DRRD - 028</b>
Espesor, pies.	11	16,63	4,5	10,5	4,5	22,13	5,5
Porosidad.	0,15	0,157	0,11	0,122	0,121	0,169	0,088
Saturación de agua.	0,11	0,17	0,155	0,31	0,345	0,098	0,379
<b>POZOS</b>	<b>DRRD - 030</b>	<b>DRRD - 053</b>	<b>DRRD - 55S1</b>	<b>DRRD - 056</b>	<b>DRRD - 059</b>	<b>DDRE - 007</b>	<b>DRRE - 038</b>
Espesor, pies.	17,5	8,25	7,75	10,75	4	4	6,75
Porosidad	0,245	0,139	0,138	0,136	0,14	0,123	0,156
Saturación de agua.	0,036	0,214	0,19	0,053	0,364	0,162	0,155
<b>POZOS</b>	<b>DRRE - 044</b>	<b>DRGA - 001</b>	<b>DRGA - 010</b>	<b>DRTA - 009</b>	<b>DRTA - 014</b>	<b>DRTA - 0,36PH</b>	
Espesor, pies.	8	14	6	12,5	6,75	7	
Porosidad.	0,123	0,136	0,116	0,111	0,123	0,132	
Saturación de agua	0,192	0,137	0,152	0,322	0,123	0,148	

### 3.2.2.2 Procedimiento para el cálculo del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2

Obtenidos los datos petrofísicos de los pozos del yacimiento objeto de estudio, lo colocamos en una tabla en Excel para posteriormente trabajar en el software Crystal Ball.

POZOS	DRRA - 001	DRRA - 003	DRRA - 006	DRRA - 011	DRRA - 014S1	DRRA - 015	DRRA - 035	DRRA - 035S1	DRRA - 042	DRRA - 043	DRRA - 048	DRRB - 016	DRRB - 017	DRRB - 018	DRRB - 032	DRRB - 037
Espesor	9,5	7	6	5,13	6,5	11,75	6,5	6,75	6,75	10,38	6	14,75	16	5	11	16,63
Porosidad	0,124	0,124	0,124	0,124	0,167	0,127	0,117	0,108	0,116	0,153	0,12	0,102	0,108	0,152	0,15	0,157
Saturación	0,164	0,207	0,275	0,211	0,256	0,107	0,206	0,045	0,184	0,177	0,214	0,155	0,26	0,122	0,11	0,17

Figura 27: Ingreso de datos a Excel de los pozos para la Caliza M2

Fuente: Excel

Con los datos de un pozo al azar, calculamos el Petróleo Original En Sitio con la ecuación volumétrica, lo cual el software usará como base para los cálculos.

	DRRA - 001	DRRA - 003	DRRA - 006	DRRA - 011	DRRA - 014S1	DRRA - 015	DRRA - 035
Área del yacimiento, acres	5302,01						
Factor volumétrico, BY/BN	1,0255						
POZOS	DRRA - 001	003	006	011	014S1	015	035
Espesor	9,5	7	6	5,13	6,5	11,75	
Porosidad	0,124	0,124	0,124	0,124	0,167	0,127	0
Saturación	0,164	0,207	0,275	0,211	0,256	0,107	0
POES	=(7758*B2*B6*B7*(1-B8))/B3						

Figura 28: Ecuación Volumétrica aplicada en Excel

Fuente: Excel

Una vez calculado el valor del Petróleo Original En Sitio, se procede al ajuste de distribución estadística que poseen las variables, en este caso se emplea la opción de ajuste por lotes para cada variable.

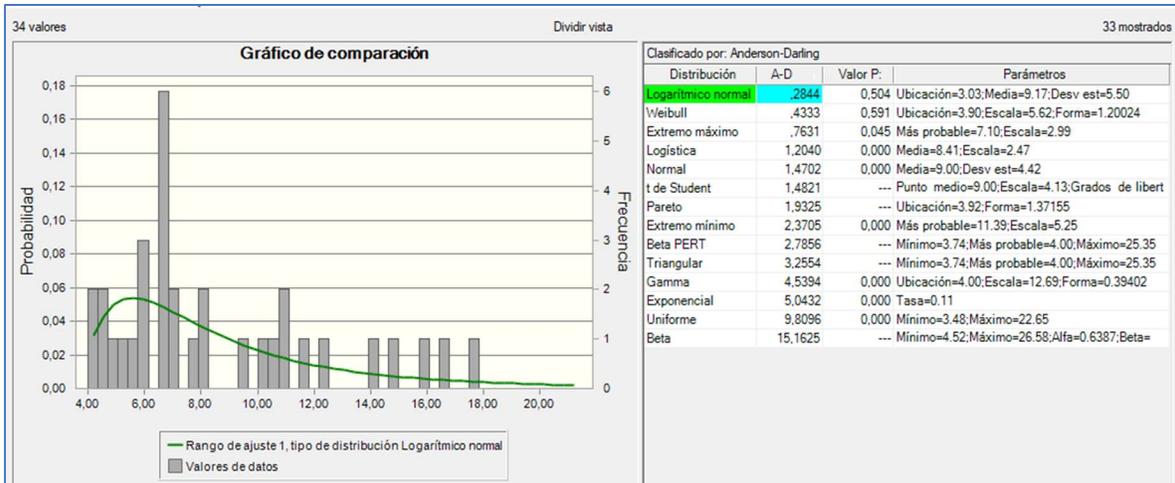
- **Espesor**

Para este parámetro petrofísico de la Caliza M2 obtuvimos una distribución Logarítmica Normal según la prueba de Anderson – Darling con estos parámetros:

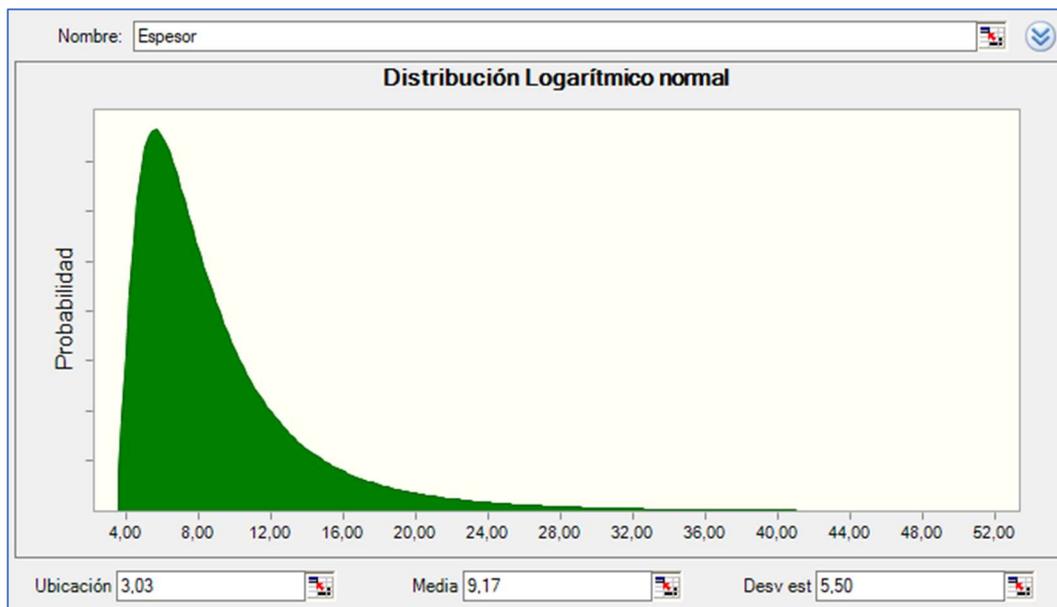
Locación: 3,03

Media:9,17

Desviación Estándar: 5,5



**Figura 29:** Ajuste de distribución para el espesor neto petrolífero de la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball



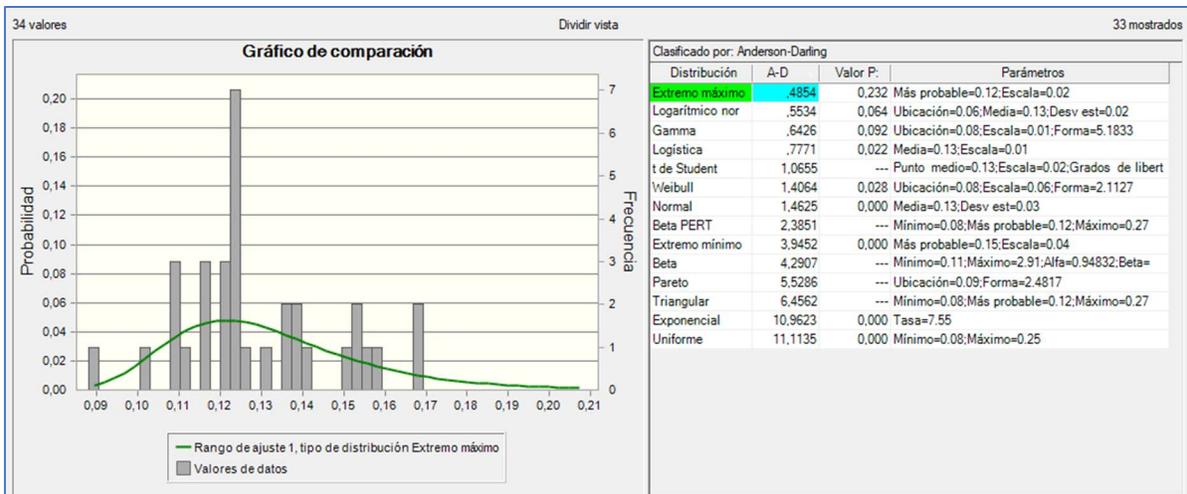
**Figura 30:** Asignación de distribución de probabilidad para el espesor neto petrolífero de la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

- **Porosidad**

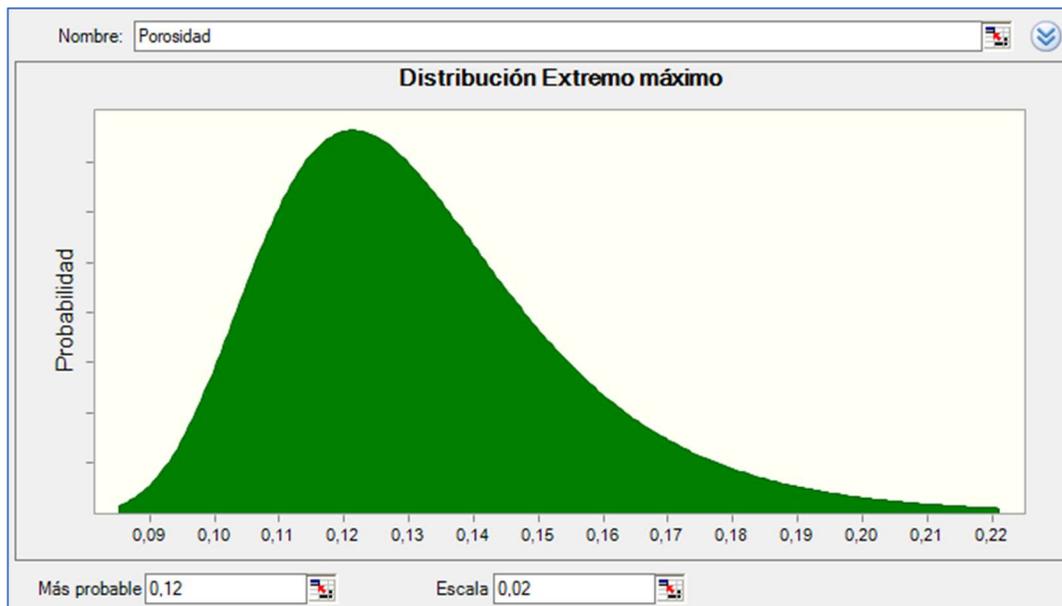
Para este parámetro petrofísico de la Caliza M2 obtuvimos una distribución Extremo Máximo según la prueba de Anderson – Darling con estos parámetros:

Mayor probabilidad: 0,12

Escala: 0,02



**Figura 31:** Ajuste de distribución para la porosidad de la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball



**Figura 32:** Asignación de distribución de probabilidad para la porosidad de la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

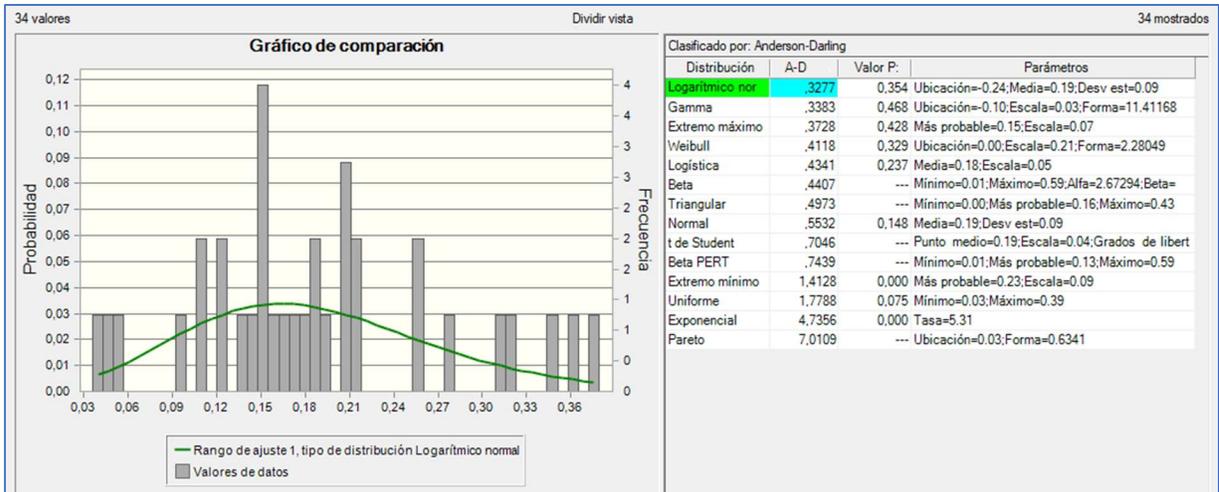
- **Saturación de agua**

Para este parámetro petrofísico de la Caliza M2 obtuvimos una distribución Logarítmica Normal según la prueba de Anderson – Darling con estos parámetros:

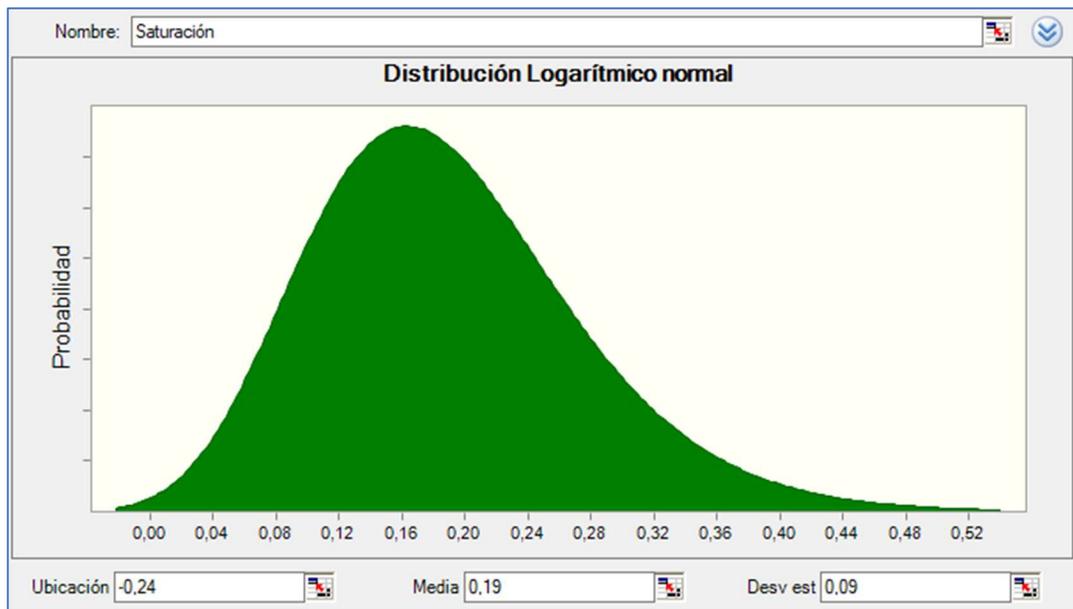
Locación: 0,24

Media: 0,19

Desviación Estándar: 0,09

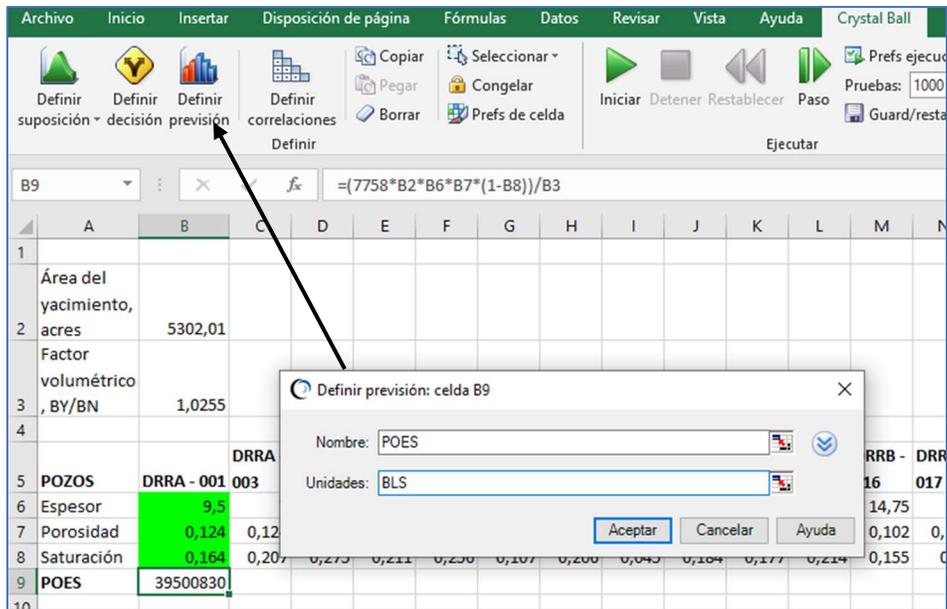


**Figura 33:** Ajuste de distribución para la saturación de la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball



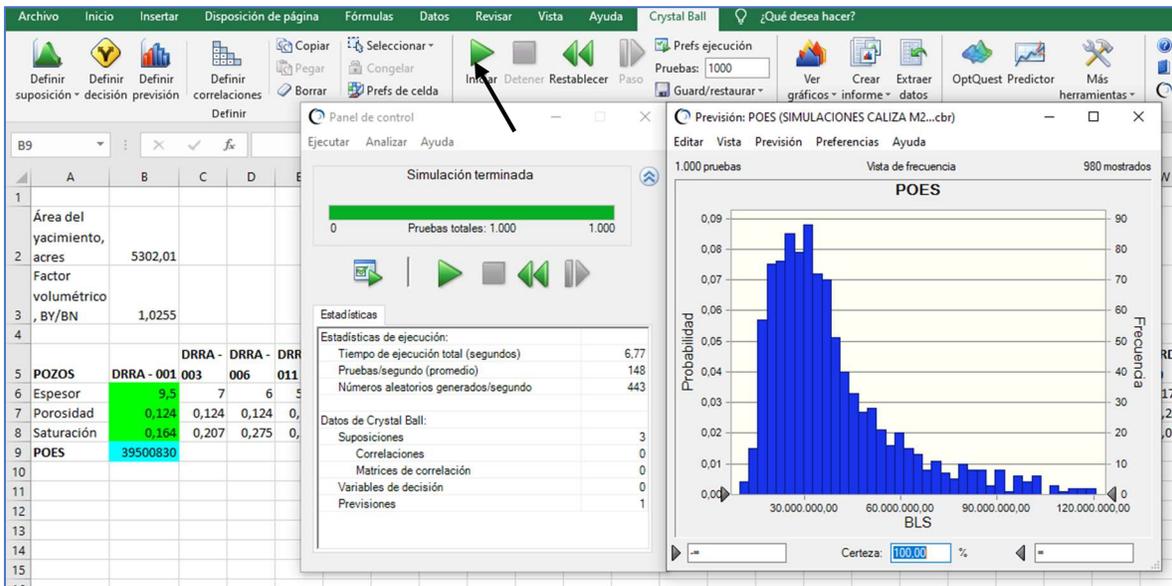
**Figura 34:** Asignación de distribución de probabilidad para la saturación de la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

Establecidas las distribuciones para cada parámetro petrofísico, el valor calculado del Petróleo Original En Sitio será definido como previsión donde se fija sus unidades a ser calculas.



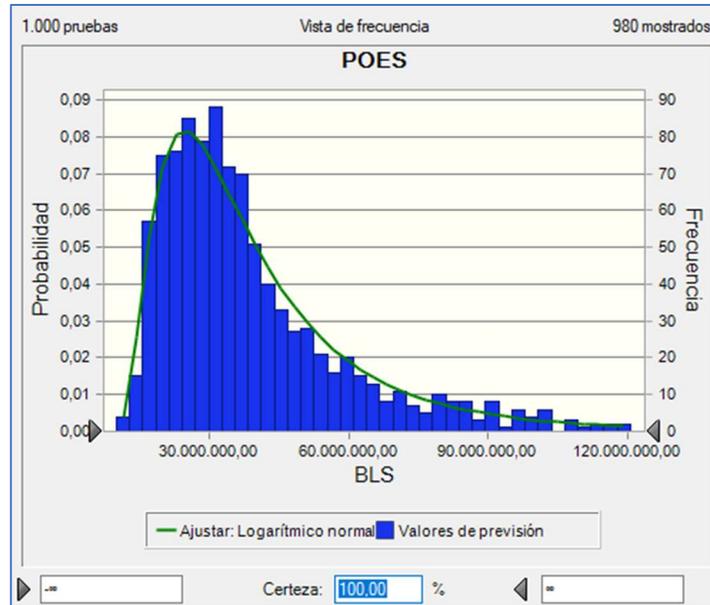
**Figura 35:** Definición de la previsión para la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

Una vez definida la previsión, podemos observar que cada parámetro queda marcado con un color diferente, lo que nos indica que podemos realizar la simulación de Montecarlo.



**Figura 36:** Simulación Montecarlo para la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

Culminada la simulación, el software nos presenta un histograma de frecuencias de Petróleo Original En Sitio, en este caso tomamos 1.000 pruebas. Posteriormente colocamos para que nos muestre el ajuste de distribución en esta estimación.



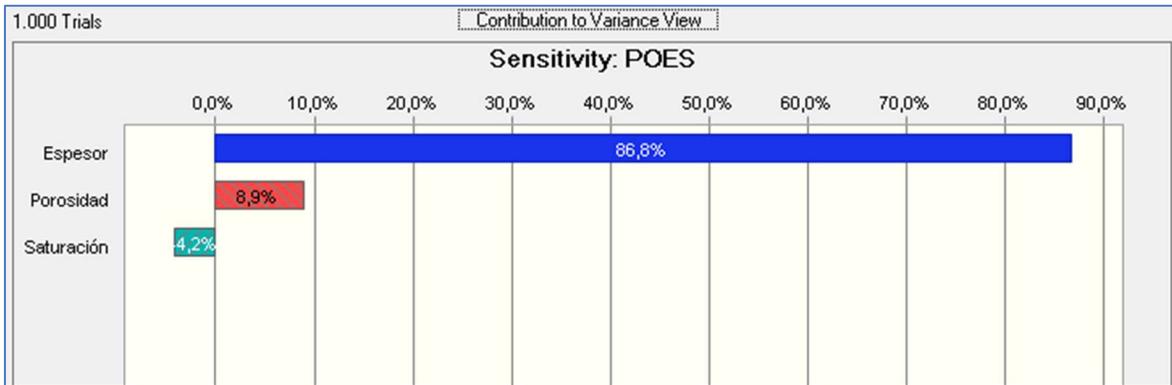
**Figura 37:** Histograma de frecuencias para el POES para la Caliza M2  
**Fuente:** Oracle Crystal Ball

La siguiente tabla nos muestra las estadísticas que presenta el histograma con el valor más probable de Petróleo Original En Sitio, donde dicho valor es representado por la mediana.

Estadística	Ajuste: Logarítmica normal	Valores de previsión
Pruebas	---	1.000
Caso base	---	39.500.829,98
Media	40.877.164,98	41.290.107,33
Mediana	34.127.974,54	33.564.696,62
Moda	24.584.089,00	---
Desviación estándar	24.942.295,97	28.358.447,01
Varianza	622.118.128.332.006,00	804.201.516.628.952,00
Sesgo	2,80	3,72
Curtosis	19,52	26,59
Coefficiente de variación	0,6102	0,6868
Mínimo	8.739.434,24	10.025.918,24
Máximo	∞	333.935.397,09
Error estándar medio	---	896.772,83

### 3.2.2.3 Sensibilidad de las variables del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2

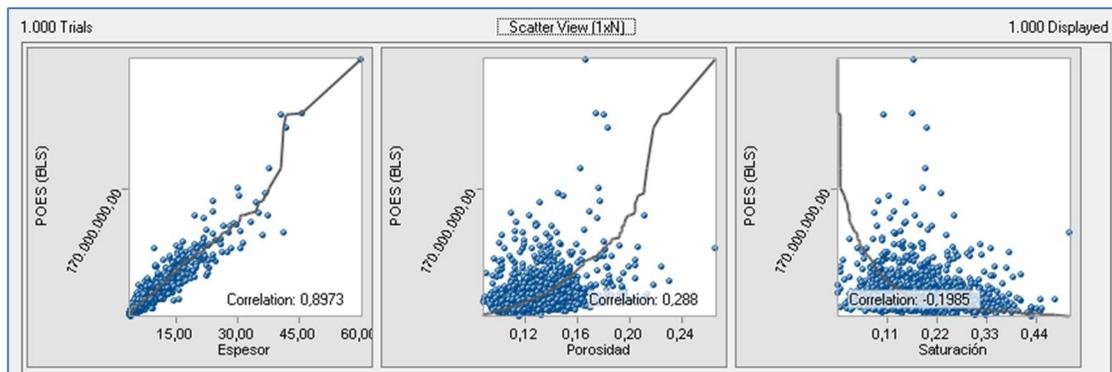
En la **figura 38** se presenta a gráfica de la sensibilidad para la Caliza M2.



**Figura 38:** Sensibilidad para el POES para la Caliza M2  
Fuente: Oracle Crystal Ball

Según el análisis de la sensibilidad, se puede observar que la estimación obtenida del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2 se ve afectada en un 86,8% por el espesor, un 8,9% por la porosidad y un 4,2% por la saturación.

A continuación, en la **figura 39** se presenta un gráfico de dispersión del Petróleo Original En Sitio de los mil valores simulados vs cada una de las variables, lo que nos permite analizar el comportamiento de cada variable. Cabe recalcar que la corrección con a variable saturación es negativa debido a que su impacto en el resultado es negativo, es decir, mientras este valor aumente nuestra estimación disminuye.



**Figura 39:** Sensibilidad para el POES para la Caliza M2  
Fuente: Oracle Crystal Ball

### 3.2.2.4 Elasticidad de las variables del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2

Mediante la herramienta Análisis de Tornado que nos brinda el software Crystal Ball, obtenemos el grafico de tornado y spider done podemos realizar el análisis de la elasticidad de las variables.



**Figura 40:** Gráfico tornado de las variables para la Caliza M2  
Fuente: Oracle Crystal Ball

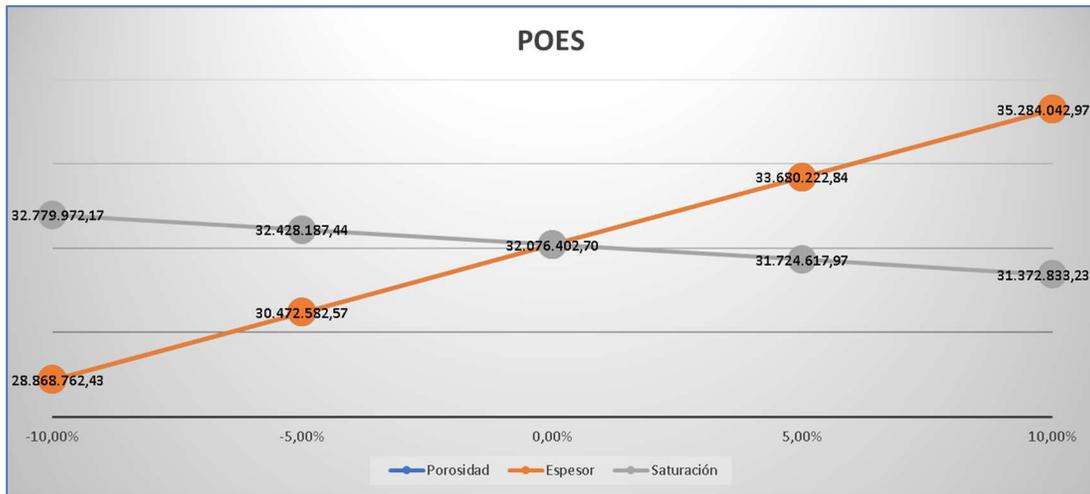
La siguiente tabla muestra los rangos de valores del Petróleo Original En Sitio en el grafico tornado para cada variable.

Variable de entrada	POES				Entrada		
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de Variación <sup>1</sup>	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso base
<b>Porosidad</b>	28.868.762,43	35.284.042,97	6.415.280,54	48,83%	0,12	0,14	0,13
<b>Espesor</b>	28.868.762,43	35.284.042,97	6.415.280,54	97,65%	6,84	8,36	7,60
<b>Saturación</b>	32.779.972,17	31.372.833,23	1.407.138,94	100,00%	0,16	0,20	0,18

<sup>1</sup>Explicación de Variación es acumulativa

Opciones de ejecución	
Método de Tornado	Desviaciones (por porcentaje)
Rango de prueba	-10% a 10%
Puntos de prueba	5
Personalizar rangos de prueba por variable	Desactivado
Mostrar variables superiores	20
Caso base de las variables de Crystal Ball	Valores de mediana

En el siguiente gráfico observamos que las variables espesor y porosidad tienen una relación lineal creciente y su valor de elasticidad de 1, donde si se varía en un 10% el valor de estas variables, el valor del Petróleo Original En Sitio variará en el mismo porcentaje. Por otro lado, la variable Saturación de agua posee un valor de elasticidad de 0,22, donde si se varía en un 10% el valor de esta variable, el valor del Petróleo Original En Sitio variará en un 2,2%.



**Figura 41:** Gráfico spider de las variables para la Caliza M2  
Fuente: Oracle Crystal Ball

La siguiente tabla muestra los rangos de valores de Petróleo Original En Sitio en el gráfico spider para cada variable.

		POES				
Variable de entrada	Elasticidad <sup>1</sup>	-10,00%	-5,00%	0,00%	5,00%	10,00%
Porosidad	1,00	28.868.762,43	30.472.582,57	32.076.402,70	33.680.222,84	35.284.042,97
Espesor	1,00	28.868.762,43	30.472.582,57	32.076.402,70	33.680.222,84	35.284.042,97
Saturación	-0,22	32.779.972,17	32.428.187,44	32.076.402,70	31.724.617,97	31.372.833,23
<sup>1</sup> Elasticidad es la medida de todo rango de prueba						
<b>Opciones de ejecución:</b>						
Método de Tornado	Desviaciones (por porcentaje)					
Rango de prueba	-10% a 10%					
Puntos de prueba	5					
Personalizar rangos de prueba por variable	Desactivado					
Mostrar variables superiores	20					
Caso base de las variables de Crystal Ball	Valores de mediana					

## CAPÍTULO IV

### 4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 4.1. Comparación de los resultados obtenidos

Una vez realizados los cálculos correspondientes para la estimación del Petróleo Original En Sitio mediante el método volumétrico y el método probabilístico, procedemos hacer una comparación de los resultados obtenidos.

##### 4.1.1. Petróleo Original En Sitio obtenido para la Caliza A

La siguiente tabla nos muestra los valores calculados del Petróleo Original En Sitio para la Caliza A mediante los métodos aplicados en este trabajo.

	Método Volumétrico	Método Probabilístico
POES	65.416.907,89	59.841.444,93

Mediante el método volumétrico el cálculo estimado es de 65.416.907,89 BN, por otro lado, al utilizar el método probabilístico el cálculo estimado es de 59.841.444,93 BN, al comparar ambos resultados podemos observar que el valor obtenido de la estimación del Petróleo Original En Sitio por medio del método volumétrico es superior en 5.575.462,96 BN.



**Figura 42:** Gráfico de POES estimado para la Caliza A

Fuente: Excel

Cabe recalcar que en la mayoría de los casos el Petróleo Original En Sitio estimado por el método Volumétrico será siempre mayor a otros métodos de estimación debido a que el valor calculado involucra no solo el petróleo recuperable sino también el petróleo que se encuentra entrampado y que a pesar de realizar cualquier tipo de operación o acción de recuperación será imposible su extracción.

El valor estimado del Petróleo Original En Sitio mediante el método probabilístico dependerá en gran parte de la cantidad de información disponible, para la estimación en este miembro calcáreo se utilizó los parámetros petrofísicos de 45 pozos, por lo que si este valor aumentaría, la exactitud de nuestra estimación sería la más cercana a la real.

#### 4.1.2. Petróleo Original En Sitio obtenido para la Caliza M2

La siguiente tabla nos muestra los valores calculados del Petróleo Original En Sitio para la Caliza M2 mediante los métodos aplicados en este trabajo.

	Método Volumétrico	Método Probabilístico
POES	42.935.690	33.564.969,62

Mediante el método volumétrico el cálculo estimado es de 42.935.690 BN, por otro lado, al utilizar el método probabilístico el cálculo estimado es de 33.564.969,62 BN, al comparar ambos resultados podemos observar que el valor obtenido de la estimación del Petróleo Original En Sitio por medio del método volumétrico es superior en 9.370.720,38 BN.



**Figura 43:** Gráfico de POES estimado para la Caliza M2

**Fuente:** Excel

Cabe recalcar que en la mayoría de los casos el Petróleo Original En Sitio estimado por el método Volumétrico será siempre mayor a otros métodos de estimación debido a que el valor calculado involucra no solo el petróleo recuperable sino también el petróleo que se encuentra entrampado y que a pesar de realizar cualquier tipo de operación o acción de recuperación será imposible su extracción.

El valor estimado del Petróleo Original En Sitio mediante el método probabilístico dependerá en gran parte de la cantidad de información disponible, en este caso para la estimación en este miembro calcáreo se utilizó menos información que para el miembro anterior, debido a que solo se contaba con los parámetros petrofísicos de 34 pozos, por lo que al realizar la comparación, existe un valor considerable de diferencia entre ambos métodos, podemos evidenciar que si este valor aumentaría, la exactitud de nuestra estimación sería la más cercana a la real.

## CONCLUSIONES

El Petróleo Original En Sitio en el campo Drago Norte estimado mediante el método volumétrico para el yacimiento Caliza A es de 65.416.907,89 BN y para el yacimiento Caliza M2 es de 42.935.690 BN, por lo que el total estimado para los miembros calcáreos para este campo es de 108.352.597,89 BN.

El Petróleo Original En Sitio en el campo Drago Norte estimado mediante el método probabilístico para el yacimiento Caliza A es de 59.841.444,93 BN y para el yacimiento Caliza M2 es de 33.564.969,62 BN, por lo que el total estimado para los miembros calcáreos para este campo es de 93.406.414,55 BN.

En la comparación de los resultados obtenidos de la estimación del Petróleo Original En Sitio, en ambos miembros calcáreos el valor obtenido mediante el método volumétrico es superior al valor obtenido mediante el método probabilístico, en la Caliza A existe una diferencia entre ambos métodos de 5.575.462,96 BN, mientras que para la Caliza M2 existe una diferencia entre ambos métodos de 9.370.720,38 BN.

La diferencia de los métodos utilizados en este trabajo se da en la manera de estimación, por un lado, en el método volumétrico el cálculo se da mediante una ecuación donde se utiliza un valor promedio de las variables obtenidas de los datos de los pozos productores del campo, por otro lado, en el método probabilístico, los datos obtenidos se respaldan por una distribución probabilística donde se simula 1.000 valores adicionalmente (la cantidad varía, en este estudio se tomó dicha cantidad) mediante simulación Montecarlo obteniendo así la estimación.

El valor obtenido en la estimación del Petróleo Original En Sitio mediante el método volumétrico en la mayoría de casos será mayor a otros métodos debido a que involucra en su resultado hasta el petróleo que será imposible de extraer.

Se tiene un valor base del Petróleo Original En Sitio por parte del personal operador de campo, para la Caliza A de 58.992.307 BN y para la Caliza M2 de 41.184.832 BN, comparando con nuestros resultados tenemos que para la Caliza A el método volumétrico es superior en un 9,82 % y el método probabilístico es superior en un 1,42 %, mientras que para la Caliza M2 el método volumétrico es superior en un 4,08 % y el método probabilístico es inferior en un 18,50 %.

En el método probabilístico, la estimación del Petróleo Original En Sitio mediante la simulación Montecarlo, la distribución de probabilidad tuvo un ajuste Logística para la Caliza A mientras que para la Caliza M2 la distribución de probabilidad tuvo un ajuste Logarítmica normal.

La variable Espesor, representa un alto grado de sensibilidad en la estimación del Petróleo Original EN Sitio tanto para la Caliza A como para la Caliza M2, debido a que su porcentaje es mucho mayor en comparación con las otras dos variables que son la porosidad y la saturación.

En la actualidad, la formación U inferior con aproximadamente 201 MMBN y la formación T inferior con aproximadamente 215 MMBN son las que reportan mayor Petróleo Original En Sitio en este campo, por lo que la suma de estos dos miembros calcáreos ya sea por el método volumétrico de 108.352.597,89 BN o por el método estadístico de 93.406.414,55 BN, sea el tercer mayor Petróleo Original En Sitio en este campo.

## **RECOMENDACIONES**

Extracción de núcleos de las formaciones Caliza A y Caliza M2, debido a que recientemente en el año 2018 se obtuvo evidencia de producción de dichas formaciones, es necesario para afianzar los valores que se tienen de los parámetros petrofísicos como la porosidad y saturación.

Ya que la data obtenida de las formaciones Caliza A y Caliza M2 son recientes, es necesario el uso de software profesionales para tener una estimación del Petróleo Original En Sitio con menos incertidumbre.

En la estimación del Petróleo Original En Sitio mediante el método probabilístico es necesario utilizar la mayor cantidad de datos, aunque el software solo requiera 15 datos, entre mayor cantidad de datos tengamos menor será la incertidumbre obtenida.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook* (Second ed.). London: Gulf Professional Publishing.
- Betancourt Sánchez, Á. D., & Caicedo Viteri, P. A. (2012). Plan de Desarrollo del Campo Drago. *Proyecto previo a la obtención del grado de Ingenieros en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Pichincha, Ecuador.
- Centeno Werner, R. R. (2002). Simulación de Montecarlo y su aplicación a la Ingeniería Geotécnica. *XVII Seminario Venezolano de Geotecnia*. Estado del Arte a la Práctica, Venezuela.
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Huila: Editorial Univeridad Surcolombiana.
- González Dan, J. R. (2015). *Introducción del factor humano al Análisis de Riesgos*. Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, España.
- Gutiérrez, M. (2014). Obtenido de authorSTREAM: <http://www.authorstream.com/Presentation/aSGuest96956-994932-tema-ii-inter-perfiles/>
- Jesen, J., Schechter, D., & Ayers, W. (2018). *PDFSLIDE*. Obtenido de [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z\\_zCourse\\_Archive/P663\\_10B/P663\\_Schechter\\_Notes/PETE\\_663\\_NET\\_PAY.pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/data/z_zCourse_Archive/P663_10B/P663_Schechter_Notes/PETE_663_NET_PAY.pdf)
- Mannucci, J. (1990). *Caracterización Física De Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Petroamazonas Ep. (2017). *Informe petrográfico del pozo Sacha-66B zona caliza A*. Centro de Investigaciones Quito, Quito.
- Petroamazonas EP. (2017). *Informe petrográfico del pozo Sacha-66B zona caliza M2*. Centro de Investigaciones Quito, Quito.
- Revelo Játiva, T. A. (2007). Actualización de reservas y ubicación de pozos de desarrollo en el Campo Tapi - Tetete. *Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Pichincha, Ecuador.
- Riccio, F. (Abril de 2018). *Oracle Crystal Ball*. Obtenido de <https://www.oracle.com/lad/technical-resources/articles/oem/oracle-crystal-ball11.html>