



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DEL POES ESTIMADO POR MÉTODOS
DETERMINÍSTICO Y PROBABILÍSTICO EN FORMACIÓN HOLLÍN, CAMPO PALO
AZUL”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

PRESENTADO POR:

ALLISON REBECA RIVADENEIRA LAURIDO

FRANKLIN DAVID QUEZADA SANGURIMA

GUAYAQUIL-ECUADOR

2018

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a:

A la memoria de mis abuelitos Armidita y Crespín que siempre me guiaron por un buen camino con sus consejos y enseñanzas.

Mi madre Magdalena Quezada, a mis tíos, tías y a toda mi familia que han sido el pilar fundamental dentro del aprendizaje a lo largo de mi vida, por todo el apoyo brindado incondicionalmente a través del tiempo y por estar en los momentos que más he necesitado de ellos.

A mis amigos que han estado a lo largo de estos cinco años compartiendo buenos y malos momentos.

Franklin David Quezada Sangurima

DEDICATORIA

A Dios por permitirme llegar a este punto, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y darme salud para cumplir mis objetivos.

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en mi educación, tanto académica, como de la vida, por brindarme cada día su incondicional apoyo a mis hermanas y familiares por creer en mí y apoyarme siempre.

A aquellos amigos que iniciaron conmigo en esta hermosa carrera, cuya amistad ha perdurado con el tiempo.

Allison Rebeca Rivadeneira Laurido

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por ser nuestro pilar de formación profesional.

A Petroamazonas EP, por permitirnos desarrollar nuestro proyecto dentro del bloque 18.

A HS Petrocursos, por servir de soporte dentro del desarrollo de este proyecto.

A nuestros maestros de la carrera, con quienes aprendimos todos sus conocimientos y en especial de nuestros tutores de proyecto Msc. Fernando Sagnay y Msc. Danilo Arcentales.

Allison Rebeca Rivadeneira Laurido

Franklin David Quezada Sangurima

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Allison Rebeca Rivadeneira Laurido y Franklin David Quezada Sangurima* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

Allison Rebeca
Rivadeneira Laurido

Franklin David Quezada
Sangurima

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Msc. Xavier Vargas
COORDINADOR DE LA CARRERA

Msc. Fernando Sagnay
PROFESOR DE LA MATERIA

Msc. Danilo Arcentales
PROFESOR DE LA MATERIA

RESUMEN

En la industria petrolera es primordial obtener una estimación certera del POES (Petróleo Original En Sitio), ya que este permitirá evaluar la rentabilidad de nuestro yacimiento; por esta razón el presente proyecto integrador, analiza comparativamente el POES estimado mediante los métodos determinístico y probabilístico; con el POES del campo Palo Azul que posee la empresa PETROAMAZONAS EP y de esta manera validar dicha estimación.

Para desarrollar el método determinístico se empleó la ecuación volumétrica, en la cual intervienen parámetros petrofísicos de la formación, mientras que el método probabilístico fue desarrollado a partir del método de Monte Carlo con ayuda del software Crystal Ball, para el cual se estableció una cantidad de mil valores aleatorios simulados para los cuales el tipo de distribución al cual se ajustaron fue definido por la serie de datos ingresada.

Los resultados obtenidos por cada método fueron comparados con el POES de la empresa, estimado mediante el método geoestadístico, teniendo así que para el método volumétrico existió una variación porcentual de 0.10% y para el método probabilístico de 0.22%.

De esta manera se puede inferir que la estimación del método volumétrico es la más cercana a la estimada por la empresa, mientras que para el método probabilístico se obtuvo una mayor variación debido a que se tienen valores simulados adicionales a la serie de datos del campo.

Palabras clave: POES, Campo Palo Azul, comparación, determinístico, probabilístico.

ABSTRACT

In the oil industry it's essential to obtain an accurate estimate of the OOIP (Original Oil In Place), since this will allow us to evaluate the profitability of our reservoir, for this reason, the present integrative project compares the estimated of OOIP by means of deterministic and probabilistic methods, with the estimated OOIP of the Palo Azul field by the company PETROAMAZONAS EP and in this way validate said estimate.

For to develop the deterministic method, the volumetric equation was used in which petrophysical parameters of the formation intervene, while the probabilistic method was developed from the Monte Carlo method with the help of the Crystal Ball software, for which a quantity of thousand simulated random values for which the type of distribution to which they were adjusted was defined by the data series entered.

The results obtained by each method were compared with the OOIP of the company, estimated by the geostatistical method, having therefore that for the volumetric method there was a percentage variation of 0.10% and for the probabilistic method of 0.22%.

In this way it can be inferred that the estimation of the volumetric method is the closest to that estimated by the company, while for the probabilistic method a greater variation was obtained due to the fact that there are additional simulated values to the series of field data.

Keywords: OOIP, Palo Azul field, comparison, deterministic, probabilistic.0

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPITULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Preámbulo.....	2
1.2. Planteamiento del problema.....	3
1.2.1. Descripción del problema.....	3
1.2.2. Justificación	4
1.2.3. Hipótesis	5
1.2.4. Propuesta	5
1.3. Objetivos	5
1.3.1. Objetivo general	5
1.3.2. Objetivos específicos	5
1.4. Metodología	6
1.5. Descripción del campo Palo Azul.....	8
1.5.1. Antecedentes.....	8
1.5.2. Ubicación Geográfica	9
1.5.3. Descripción Geológica	10
1.5.4. Propiedades petrofísicas.....	12
1.6. Yacimientos de petróleo	13
1.6.1. Tipos de Empuje	14
1.6.2. Características de yacimientos	15
1.6.3. Clasificación de yacimientos.....	15

1.7.	Reservas Hidrocarburíferas.....	17
1.7.1.	Clasificación de reservas	17
1.8.	Métodos de estimación de reservas.....	23
1.8.1.	Métodos determinísticos	23
1.8.2.	Métodos probabilísticos	32
CAPÍTULO 2.....		43
2. METODOLOGÍA		43
2.1.	Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información	44
2.2.	Criterio de selección de pozos	44
2.3.	Descripción del Software Crystal Ball	46
2.4.	Estimación de POES	47
2.4.1.	Método volumétrico	47
2.4.2.	Método probabilístico	48
CAPÍTULO 3.....		60
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....		60
3.1.	Interpretación de estimaciones	61
3.1.1.	Método Volumétrico	61
3.1.2.	Método Probabilístico (Crystal Ball).....	61
3.2.	Comparación de estimaciones de POES.....	69
CAPÍTULO 4.....		73
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		73
4.1.	Conclusiones	74
4.2.	Recomendaciones	76
BIBLIOGRAFÍA		77

ABREVIATURAS

POES	Petróleo Original En Sitio
EBM	Ecuación de Balance de Materiales
GOR	Relación Gas-Petróleo
TVD	Profundidad vertical verdadera
GOES	Gas Original En Sitio
VPHC	Volumen poroso de hidrocarburo
NTG	Net to Gross
SHE	Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador
N_{inf}	POES de la formación Hollín Inferior
N_{sup}	POES de la formación Hollín Superior

SIMBOLOGÍA

S_w	Saturación de agua
a	Constante igual a 1
R_w	Resistividad del agua, (ohm-m)
R_t	Resistividad de la formación, (ohm-m)
m	Exponente de cementación
n	Exponente de saturación
N	Volumen de petróleo original en sitio (POES), (STB).
A	Área del yacimiento, (acres).
h	Espesor del yacimiento, (ft)
\emptyset	Porosidad de la formación.
S_{wc}	Saturación de agua connata de la formación.
B_{oi}	Factor volumétrico inicial del petróleo, (bbl/STB)
B_0	Factor volumétrico de petróleo, (bbl/STB).
R_{si}	Solubilidad inicial de gas.
R_s	Solubilidad de gas.
B_g	Factor volumétrico de gas, (ft^3/SCF).
B_{gi}	Factor volumétrico inicial de gas, (ft^3/SCF).
STB	Barriles estándar
SCF	Pies cúbicos estándar
bbl	Barriles de yacimiento
ft^3	Pies cúbicos

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología de trabajo.....	7
Figura 1.2 Mapa de bloques petroleros	9
Figura 1.3 Ubicación del bloque 18, campo Palo Azul.....	10
Figura 1.4 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente	11
Figura 1.5 Espesores en distintos estratos.....	25
Figura 1.6 Distribución Uniforme continua.....	34
Figura 1.7 Distribución normal.....	35
Figura 1.8 Distribución Logarítmico normal	35
Figura 1.9 Distribución Exponencial	36
Figura 1.10 Distribución triangular.....	36
Figura 1.11 Distribución Beta	37
Figura 1.12 Distribución Gamma.....	37
Figura 1.13 Distribución Weibull.....	37
Figura 1.14 Distribución Extremo Superior y Extremo Inferior	38
Figura 1.15 Distribución Logística	38
Figura 1.16 Distribución T de Student	39
Figura 2.1 Ecuación volumétrica aplicada en el Crystal Ball.....	49
Figura 2.2 Realización de ajuste por lotes para parámetros	50
Figura 2.3 Asignación de distribución de probabilidad para espesor neto, Hollín Superior	51
Figura 2.4 Asignación de distribución de probabilidad para espesor neto, Hollín Inferior	52
Figura 2.5 Asignación de distribución de probabilidad para porosidad, Hollín superior	53
Figura 2.6 Asignación de distribución de probabilidad para porosidad, Hollín Inferior ..	54
Figura 2.7 Asignación de distribución de probabilidad para saturación, Hollín Superior	55
Figura 2.8 Asignación de distribución de probabilidad para porosidad, Hollín Inferior ..	56
Figura 2.9 Definición de la previsión.....	57
Figura 2.10 Inicialización de la simulación Montecarlo	58
Figura 2.11 Histograma de Frecuencias para el POES en Hollín Superior	58
Figura 2.12 Histograma de Frecuencias para el POES en Hollín Inferior	59
Figura 3.1 Histograma con estimación más probable de POES.	62

Figura 3.2 Sensibilidad del POES de la formación Hollín Superior	64
Figura 3.3 Sensibilidad del POES de la formación Hollín Inferior	64
Figura 3.4 Dispersión de parámetros petrofísicos	65
Figura 3.5 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Inferior	67
Figura 3.6 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Superior	68
Figura 3.7 Grafico Comparativo de POES.....	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Propiedades petrofísicas campo Palo Azul.....	13
Tabla 1.2 Clasificación de reservas hidrocarburíferas	18
Tabla 2.1 Pozos Seleccionados del campo Palo Azul	45
Tabla 2.2 Datos petrofísicos de la formación Hollín.....	47
Tabla 3.1 Parámetros estadísticos generado por Crystal Ball	62
Tabla 3.2 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Inferior	68
Tabla 3.3 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Superior	69
Tabla 3.4 Comparación con caso base y formaciones Hollín Superior e Inferior	70
Tabla 3.5 Comparación de POES estimados	71

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

La obtención del POES (petróleo original en sitio) en la industria petrolera es de mucha importancia para iniciar un proyecto de explotación, ya que de esta manera podemos establecer si nuestro yacimiento es económicamente rentable. Por ende, es necesario referenciar el método de estimación que tenga una mayor probabilidad de que el valor calculado sea el correcto.

Los métodos usados para estimar los volúmenes de fluido presentes en un yacimiento se clasifican principalmente en probabilísticos y determinísticos, de los cuales el método probabilístico es comúnmente usado cuando se tiene condiciones difíciles de estudio e impedimentos para realizar un análisis con mayor exactitud, basándose en distribuciones estadísticas de los datos que existan del yacimiento. Mientras que los determinísticos se pueden subdividir en volumétricos y método de balance de materiales.

Los métodos determinísticos presentan una gran incertidumbre debido a la toma de datos de yacimiento, los cuales pueden variar por la heterogeneidad existente en los yacimientos. Por ende, en algunos de los casos es necesario que dichos datos sean aproximados por otros métodos como los probabilísticos y así comparar la probabilidad de que los datos estimados tengan una buena aproximación al valor real de petróleo original en sitio.

La estimación del POES depende de la etapa de vida en que se encuentre el yacimiento. Es por esta razón que, si el yacimiento es nuevo y se disponen de pocos datos, la estimación no será la mejor; mientras que, con el transcurso de los años se empieza a tener más información del yacimiento, con lo cual es posible realizar una actualización de la estimación del POES y de esta manera inferir un valor más aproximado al real.

1.2. Planteamiento del problema

1.2.1. Descripción del problema

Para poder llevar a cabo el desarrollo de un campo hidrocarburífero, es necesario que exista anteriormente una etapa de evaluación del campo, en el cual se elaboran estimaciones del POES por medio de métodos determinísticos. En estos tipos de métodos, es necesaria la intervención de distintos profesionales de áreas inherentes a la industria como son geólogos, geofísicos y petrofísicos, los cuales desempeñan un papel importante dentro de la obtención de datos preliminares de un yacimiento, para su posterior estimación de reservas in situ. Adicionalmente, algunos otros datos son obtenidos mediante la interpretación de registros eléctricos realizados a distintos pozos dentro del campo, en el caso de tenerlos disponibles.

A partir de todos los datos obtenidos se utiliza la ecuación volumétrica para obtener el POES. Dicho valor es tan solo una aproximación, debido a que mucha de la información obtenida al inicio del desarrollo de un campo petrolero, contiene incertidumbre derivada de distintos factores como: ausencia de datos, asunciones tomadas para la ejecución de los métodos de estimación.

La heterogeneidad existente en los yacimientos a desarrollar provoca aún mayores incertidumbres debido a que los datos obtenidos son puntuales por pozos, mas no de todo el yacimiento en su extensión, pero a pesar de dicha existencia, estos valores de POES estimados son de vital importancia en el análisis técnico-económico para determinar si el desarrollo del campo es viable.

Las estimaciones de POES requieren que su incertidumbre sea la menor posible, es por ese motivo que algunos de los datos que se utilizan deben ser aproximados por medio de distribuciones probabilísticas debido al alto

grado de variabilidad dentro de un yacimiento. Si comparamos los resultados de varios métodos, la suma de información y el análisis del contraste de los resultados nos llevaran a la mejor inferencia posible del POES.

1.2.2. Justificación

Las metodologías utilizadas para la obtención del POES pueden variar o combinarse entre ellas dependiendo la disponibilidad de la información del yacimiento y la incertidumbre que esta posea. Por ende, para casos en los cuales se requiere estimar el POES, es primordial llevar a cabo métodos determinísticos y probabilísticos, con los cuales se obtendrán resultados con cierta incertidumbre, la cual es provocada debido al proceso de recolección e interpretación de datos.

La incertidumbre presente en la estimación de POES para los distintos métodos, lleva consigo el requerimiento de considerar cuál de ellos es el que posee la mejor aproximación y así poder llevar a cabo análisis posteriores para el desarrollo del campo en estudio. Para llevar a cabo dicha diferenciación, es necesario aplicar métodos probabilísticos y compararlos con los determinísticos, obteniendo así, la incertidumbre a la que está expuesto cada método en la estimación y así, por medio de criterios estadísticos, determinar cuál de ellos es el adecuado para realizar dicho cálculo, dentro de las características pertenecientes al yacimiento del campo Palo Azul.

El análisis probabilístico será llevado a cabo por medio del software Crystal Ball, con el que se determinarán las distintas distribuciones para cada uno de los datos utilizados por medio del método de Montecarlo, dentro de la formula volumétrica para la estimación del POES, y de esta manera determinar distintos gráficos de dispersión del POES vs algunas de las características del yacimiento; analizando el riesgo y la incertidumbre presente en las estimaciones del método determinístico y probabilístico.

1.2.3. Hipótesis

Actualizar la estimación del POES por medio de los métodos determinísticos y probabilísticos. Esto es necesario realizar, para poder obtener la mínima incertidumbre entre los datos de petróleo original en sitio perteneciente a la formación Hollín del campo Palo Azul.

1.2.4. Propuesta

En el presente trabajo de graduación, se llevará a cabo la actualización de la estimación de POES existente en el yacimiento del campo Palo Azul, por medio del método determinístico y probabilístico. Se llevará a cabo el desarrollo de cálculos y utilización del software Crystal Ball, debiendo analizar los datos geológicos, petrofísicos, y propiedades del yacimiento. Adicionalmente se utilizarán algunas distribuciones estadísticas para la determinación de algunos de los datos y así efectuar el análisis probabilístico.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Analizar comparativamente los valores obtenidos de POES estimado mediante los métodos determinísticos y probabilísticos, en el yacimiento Hollín del campo Palo Azul.

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar la incertidumbre presente en la estimación de POES en el yacimiento del campo Palo Azul.

- Establecer diferencias entre el método volumétrico y el método probabilístico.
- Interpretar los resultados obtenidos a partir del software Crystal Ball para la estimación de POES mediante el método probabilístico.
- Comparar los valores de POES estimados mediante métodos probabilísticos y determinísticos con el valor establecido como base dentro de Petroamazonas EP.

1.4. Metodología

El trabajo que se desarrolla en este documento denominado “Análisis Comparativo del POES Estimado por Métodos Determinístico Y Probabilístico en Formación Hollín, Campo Palo Azul” es realizado con la metodología documental y descriptiva.

Se ha determinado al presente trabajo como documental ya que se basa en obtención de datos de campo, distintas fuentes bibliográficas y hemerográficas; es decir mediante consultas en publicaciones, libros, artículos y demás; adicionalmente se considera descriptiva debido a que se estiman valores con distintos métodos a partir de datos reales comparándolos entre sí estableciendo la incertidumbre existente. Esta investigación puede ser llevada a cabo mediante 4 fases que se describen en la Figura 1.4.

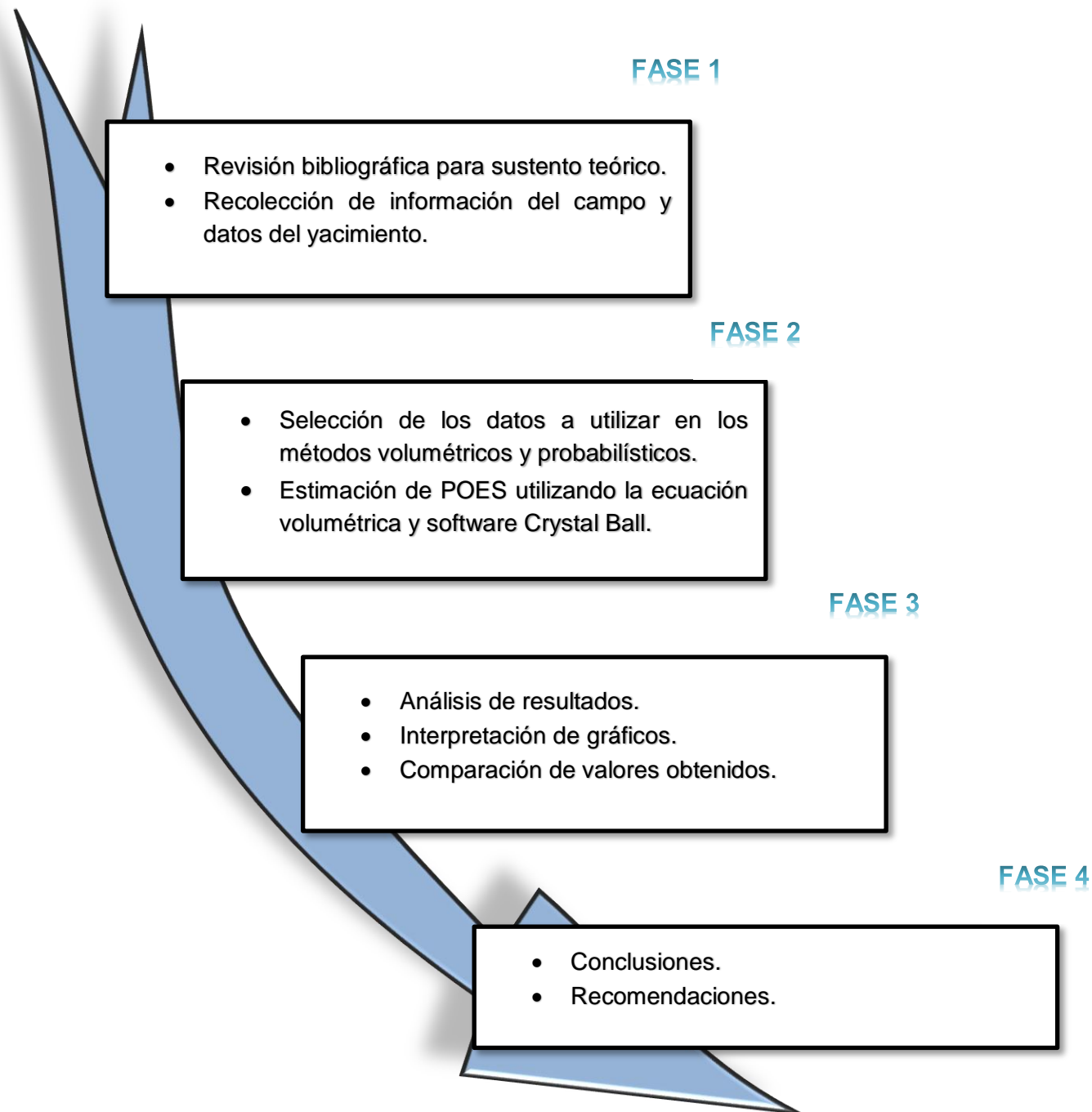


Figura 1.1 Metodología de trabajo
Fuente: Rivadeneira, A., Quezada, F., 2018

1.5. Descripción del campo Palo Azul

1.5.1. Antecedentes

El campo Palo Azul fue descubierto en 1999, por la Contratista conformada por CAYAMAN INTERNATIONAL EXPLORATION COMPANY S.A y PETROMANABI S.A, iniciando las perforaciones con el pozo “Palo Azul-01”, el cual llegó a una profundidad de 10423ft (TVD), determinando, así como areniscas productoras a Basal Tena y Hollín.

El Reservorio considerado como el principal para el Campo Palo Azul pertenece a la arenisca presente en la formación Hollín, principalmente a la Inferior, teniendo como formaciones secundarias a la Hollín Superior, Basal Tena y las areniscas U y T de la formación Napo.

En este campo se han perforado de 58 pozos, de los cuales 38 están produciendo actualmente, dichos pozos alcanzan profundidades de hasta 10200 ft (TVD). Los rangos de densidad API del petróleo presente en la formación Hollín van desde 23,5 API hasta 28,2 API.

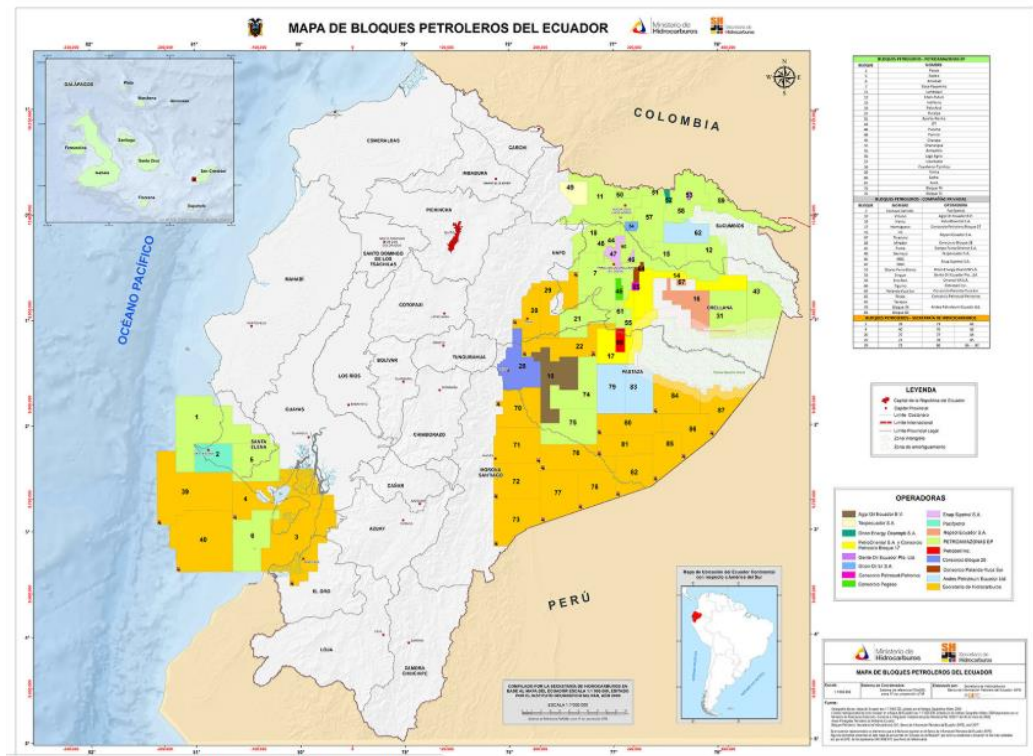


Figura 1.2 Mapa de bloques petroleros
Fuente: Tomado de Secretaría de hidrocarburos

1.5.2. Ubicación Geográfica

El Campo Palo Azul, actualmente operado por Petroamazonas EP, se encuentra en la Provincia de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador, ubicado al Noroeste del campo Sacha, al Oeste del Río Coca y Noreste del Campo Pucuna.

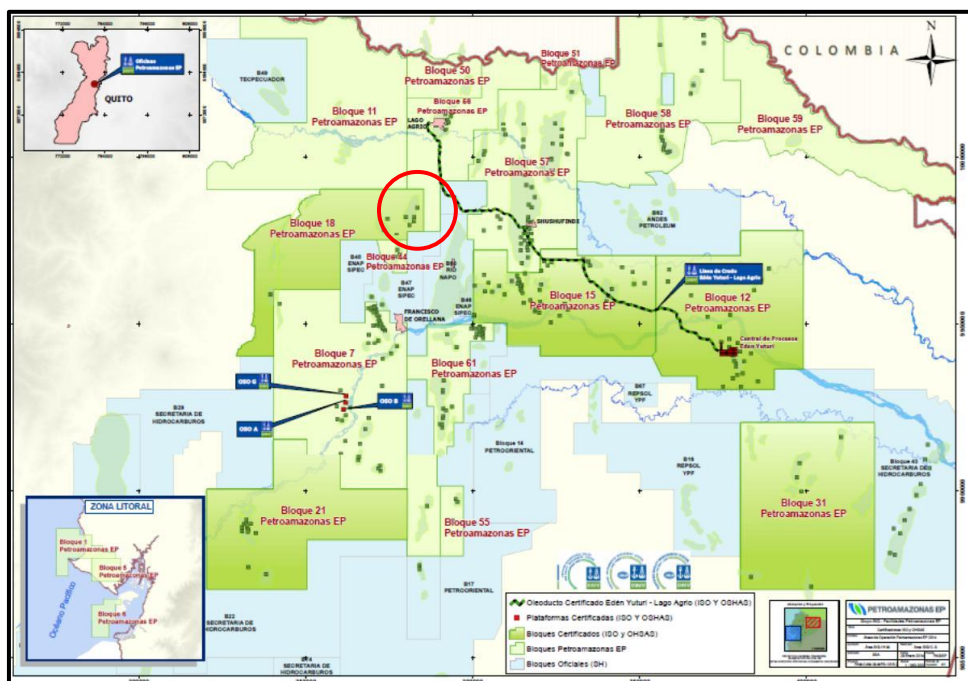


Figura 1.3 Ubicación del bloque 18, campo Palo Azul
Fuente: Tomado de Secretaría de hidrocarburos

1.5.3. Descripción Geológica

El campo Palo Azul, se encuentra ubicado geológicamente al oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo, siendo representado por un anticlinal asimétrico, debido al entrapamiento estructural existente; teniendo como principal reservorio al yacimiento Hollín.

El yacimiento posee un mecanismo de drenaje producido por un acuífero activo de fondo e infinito, provocando un efecto de empuje lateral en los alrededores del pozo, debido a intercalaciones de lutitas existente en la litología del campo.

La columna estratigráfica de la cuenca Oriente (Figura 4) sigue una secuencia sedimentaria que puede ser subdividida en tres mega-secuencias, diferenciadas entre sí, por su características sedimentológicas, tectónicas y magmáticas; en donde la formación Hollín corresponde a la

mega-secuencia Cretácica, que también está comprendida por la formación Napo y la parte basal arenosa de la formación Tena.

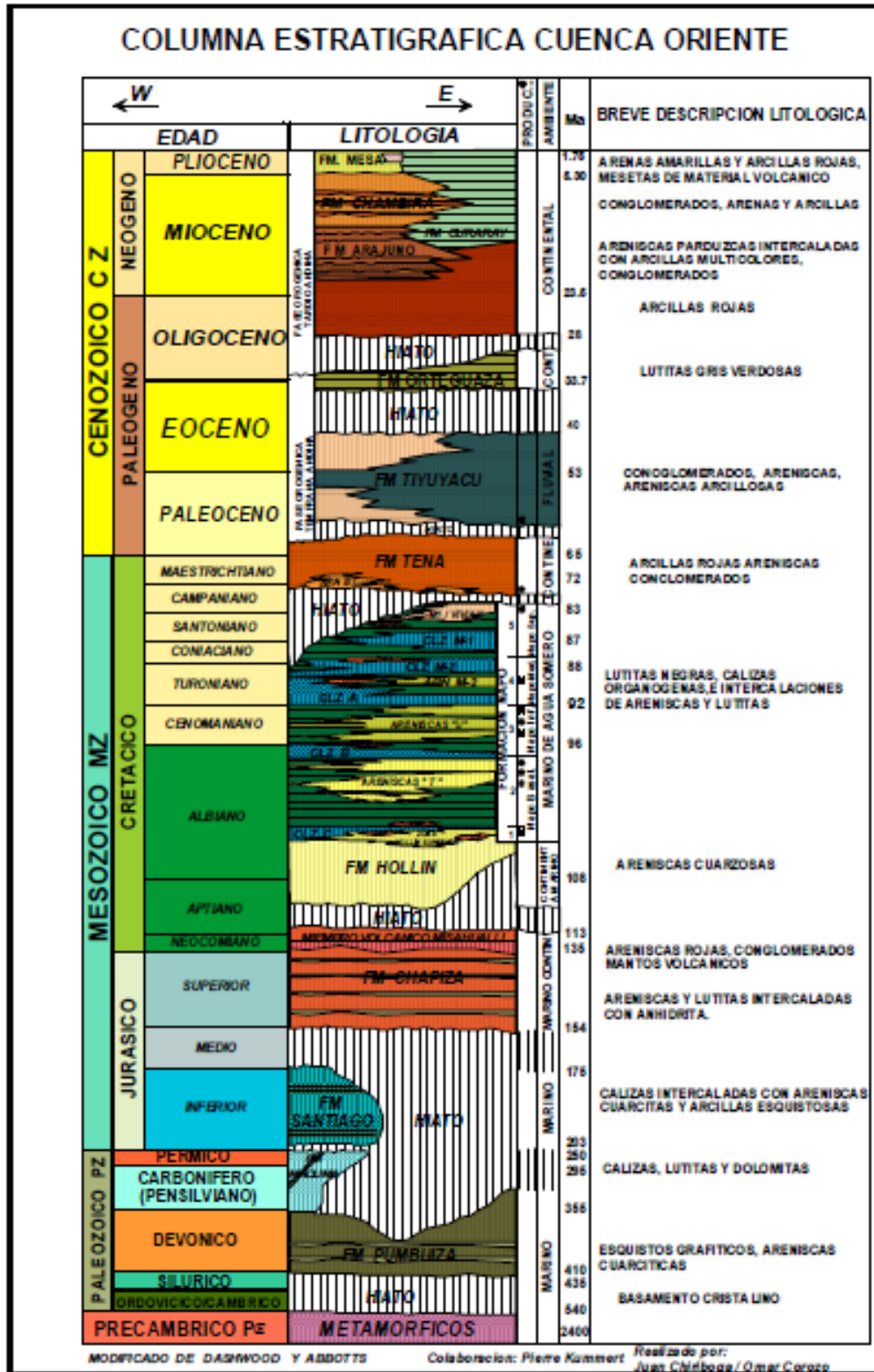


Figura 1.4 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente
Fuente: (Caiza & Mendez, 2014)

1.5.4. Propiedades petrofísicas

Las propiedades más importantes dentro del campo, necesarias para la estimación del Petróleo Original En Sitio, han sido obtenidas por medio de interpretación de registros eléctricos realizados a los pozos pertenecientes al campo Palo Azul.

Entre las principales propiedades petrofísicas del yacimiento se tiene:

1.5.4.1. Saturación de agua

Expresa la relación entre la cantidad de agua que está contenida dentro del medio poroso, representando la parte del medio poroso que no está contenido por petróleo.

Es posible determinar esta propiedad a partir de registros de resistividades, en conjunto con la ecuación de Archie que se define de la siguiente manera:

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (1.1)$$

1.5.4.2. Porosidad

Representa al espacio hueco que está presente dentro del yacimiento, y el cual puede contener hidrocarburo o agua en su interior. Es obtenido a partir de interpretación de registros eléctricos y calculado un promedio que se ajuste según su grado de desviación cuadrática.

1.5.4.3. Permeabilidad

Se define como la capacidad de las rocas, o en este caso del yacimiento para permitir el flujo de fluidos a través de él; es de vital importancia dentro del desarrollo del yacimiento, para un mejor desempeño en la producción de un campo.

Tabla 1.1 Propiedades petrofísicas campo Palo Azul
Fuente: Estimación de Reservas, PAM, 2017

Yacimiento	Volumen total de roca	Área	Espesor promedio neto	NTG	Volumen neto de roca	Porosidad	Sw	Boi	
Basal Tena	69977	4298	16,3	51,2	35869,3888	14,398	25,788	1,145	
Napo U	31616	3881	8,1	48,7	15309,3807	12,85	31,919	1,265	
Napo T	27031	3493	7,7	44,3	11914,9723	13,918	30,494	1,431	
Hollín	Hollín Superior	427450	8220	52	41,2	176105,28	12,58	20,326	1,178
	Hollín Inferior	706937	8220	86	48	339321,6	14,34	30,11	1,178

1.6. Yacimientos de petróleo

Un yacimiento de petróleo es aquel lugar geológico en el que se presenta un entrapamiento con distintas características estratigráficas y estructurales, el cual posee acumulaciones de hidrocarburos, sea en fase líquida y/o gaseosa; dichas acumulaciones están presentes en las partes con mayor porosidad y permeabilidad que posean los estratos, los cuales por lo general pueden ser arenas, areniscas, calizas y dolomitas.

Para que los fluidos presentes en el yacimiento puedan ser producidos mediante pozos perforados dentro de la formación, existen distintos tipos de empujes que generan desplazamiento a los hidrocarburos, los cuales son: expansión de roca y fluidos, empuje por agua, drenaje gravitacional, y por capa de gas. (B.C. Craft y M.F. Hawkings, 1991).

1.6.1. Tipos de Empuje

- **Empuje por expansión de roca y fluidos**

El empuje por expansión de roca y fluidos se produce debido a la energía almacenada en ellos, provocada por la compresibilidad que poseen la roca y los fluidos al estar confinados por los estratos.

- **Empuje por agua**

Cuando existe presencia de un acuífero activo dentro del yacimiento, se dice que está presente el empuje por agua, el cual consiste en que el acuífero empuja desde abajo hacia arriba al crudo del yacimiento, debido a la energía que contiene el mismo.

- **Empuje por drenaje gravitacional**

El drenaje gravitacional está presente, por lo general en yacimientos que poseen un gran espesor productivo, buena comunicación vertical y poseen gran buzamiento, debido a que se fundamenta en el empuje que genera la gravedad al fluido para poder migrar hacia el pozo productor.

- **Empuje por capa de gas**

La presencia de una capa de gas dentro del yacimiento genera una energía adicional para producir crudo, debido a que, por lo general, la energía almacenada en estas capas es muy grande, lo que, a su vez, genera un empuje al petróleo hacia abajo, generando migración del fluido en dirección del pozo.

1.6.2. Características de yacimientos

Los yacimientos hidrocarburíferos deben poseer 5 características básicas para poder ser considerado como tal, que son: fuente, camino migratorio, trampa, almacenaje/porosidad, y **transmisibilidad**/permeabilidad (Escobar Macualo, 2006).

1.6.3. Clasificación de yacimientos

1.6.3.1. Clasificación geológica

De manera geológica, los yacimientos pueden ser estratigráficos, estructurales y combinados.

- **Yacimientos estratigráficos**

Estos tipos de yacimientos se dan mediante la formación de trampas que se originaron por deposición de sedimentos, formando capas litológicas que, a su vez, crean discordancias en las que se da el entrapamiento del hidrocarburo.

- **Yacimientos estructurales**

Se refiere a yacimientos en los cuales las trampas que permiten la acumulación de hidrocarburos fueron originadas por el movimiento de las placas tectónicas y las fuerzas que las mismas generan en el subsuelo.

- **Yacimientos combinados**

Son cuando están formados por fallas estructurales y por entrapamientos estratigráficos, es decir una mezcla entre los dos tipos anteriormente mencionados.

1.6.3.2. Clasificación de acuerdo con el punto de burbuja

Los yacimientos de acuerdo con el punto de burbuja se pueden clasificar en saturados y subsaturados.

- **Yacimientos subsaturados**

En estos yacimientos la presión inicial del mismo está por encima del punto de burbuja, el hidrocarburo se presenta en fase líquida al inicio, y cuando la presión del yacimiento disminuye hasta el punto de burbuja empieza a liberarse las primeras gotas de gas.

- **Yacimientos saturados**

La presión inicial en este tipo de yacimientos es menor o igual a la presión en el punto de burbuja, consiste en hidrocarburo bifásico, con una zona gaseosa y por debajo la fase líquida.

1.6.3.3. Clasificación de acuerdo con el estado de los fluidos

Dependiendo del estado en el que se encuentren los fluidos los yacimientos se pueden clasificar en:

- **Petróleo Negro**

El fluido presente en este yacimiento presenta algunas características como: $GOR \leq 1000$ pcs/STB, $B_o \leq 2$, $API \leq 45$ y contenido de $C_{7+} \geq 30\%$.

- **Petróleo Volátil**

Posee las siguientes características: $GOR < 8000$ pcs/STB, $B_o > 2$, $45 < API < 60$ y contenido de $C_{7+} \geq 12.5\%$.

- **Gas Retrógrado**

También denominado gas condensado, presenta las siguientes características: $7000 < GOR < 100000$ pcs/STB, $B_o > 2$, $API > 60$ y contenido de $C_{7+} \leq 12.5\%$.

- **Gas Húmedo**

Por lo general, este tipo de fluido el $API > 60$ y $GOR > 15000$, estas propiedades se mantienen constantes a lo largo de la vida del yacimiento, y tienen como característica producir aproximadamente 60 STB de crudo por cada millón de pies cúbicos normales de gas.

- **Gas Seco**

Formado en su mayoría de metano y algunos compuestos intermedios; es característico que no exista presencia de líquidos ni en yacimiento y tampoco en superficie a no ser que existan temperaturas criogénicas menores a 50°F .

1.7. Reservas Hidrocarburíferas

Las reservas son cantidades de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural las cuales se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas, a partir de una fecha específica en adelante.

1.7.1. Clasificación de reservas

Las reservas pueden ser clasificadas según la Certidumbre de Ocurrencia, el Grado de Desarrollo y Energía del Yacimiento.

Tabla 1.2 Clasificación de reservas hidrocarburíferas

Fuente: (PDVSA, 1997)

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de la ocurrencia	<ul style="list-style-type: none"> - Probadas - Probables - Posibles
Por grado de desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrolladas - No desarrolladas
Energía del yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Primarias - Secundarias

1.7.1.1. Según la certidumbre de ocurrencia

Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en reservas probadas, reservas probables y reservas posibles.

- **Reservas probadas**

Este tipo de reservas son volúmenes de petróleo que pueden ser estimados con gran certeza y recuperables de yacimientos conocidos a partir de la información geológica y de ingeniería disponible.

De esta manera pueden ser consideradas como reservas probadas las que se describen a continuación.

- ✓ Volúmenes producibles de áreas que están delimitadas por pozos productores y/o contactos de fluidos.

- ✓ Volúmenes producibles de áreas cercanas a las que han sido perforadas, una vez que exista razonable evidencia de continuidad del yacimiento.
- ✓ Volúmenes producibles en áreas que aún no han sido perforadas, las cuales están situadas entre yacimientos conocidos, para los que las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- ✓ Volúmenes que serán producidos adicionalmente de yacimientos por métodos de recuperación suplementario los cuales podrían ser inyección de agua, inyección de gas, mantenimiento de presión, métodos térmicos, entre otros.
- ✓ Volúmenes adicionales obtenidos de recuperación suplementaria, esto una vez que se cumpla las siguientes condiciones:
 - a) El estudio de ingeniería y geología que sustenta el proyecto debe basarse en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento o una respuesta favorable a un proyecto de recuperación de un yacimiento en las áreas cercanas con características de roca similares las cuales sean respaldadas por estudios de geología e ingeniería.
 - b) Es muy probable que el proyecto se lleve a cabo.
- ✓ Volúmenes producibles cuyos análisis de núcleo y/o perfiles han demostrado su capacidad productora.

▪ Reservas Probables

Este tipo de reservas presentan una incertidumbre mayor en comparación de las reservas probadas y pueden ser estimadas asumiendo condiciones económicas favorables en un futuro. Según la definición son consideradas reservas probables:

- ✓ Aquellos volúmenes que podrían ser recuperados de yacimientos en los cuales existen pozos a los que no se les han efectuado pruebas de producción, pero su existencia tiene una gran certeza de probabilidad según lo indican las características de sus perfiles, este tipo de reservas se denominan reservas detrás de la tubería.
- ✓ Existencia de volúmenes los cuales podrían ser recuperados a una distancia considerable del área probada de yacimientos productores, donde el contacto agua-petróleo no se ha establecido y límite probado se ha identificado en función del pozo estructuralmente más bajo.
- ✓ Volúmenes que pudieran existir en áreas próximas a yacimientos conocidos, separadas por fallas siempre y cuando en dichas áreas haya razonable certeza de poseer condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ✓ Volúmenes estimados con estudios de geología e ingeniería donde el juicio técnico indica que las reservas probadas podrían ser recuperadas si se aplicaran procedimientos confirmados de recuperación suplementaria.

▪ Reservas Posibles

Este tipo de reservas presentan una incertidumbre mayor que las reservas probables. La probabilidad de que este tipo de reservas sean reales es tan solo del 10%, debido a que son resultado de cálculos muy optimistas.

Se pueden identificar como reservas posibles las siguientes:

- ✓ Volúmenes que no pueden ser producidos debido a la situación económica en el momento de realizada la estimación, pero serian rentables con condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- ✓ Volúmenes posiblemente existentes en formaciones que presentan perfiles de pozos o núcleos de formación con características con un alto grado de incertidumbre.
- ✓ Volúmenes posiblemente existentes en áreas donde la interpretación de información geológica y geofísica indican una estructura mayor que la que está dentro de los límites de reservas probadas y probables.
- ✓ Volúmenes que podrían estar presentes en segmentos con fallas no probadas, cercanas a yacimientos probados, donde es dudoso que el segmento contenga volúmenes recuperables.
- ✓ Volúmenes adicionales en yacimientos, los cuales presentan características geológicas y de fluidos con posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

1.7.1.2. Según el grado de desarrollo

Las reservas probadas según el grado de desarrollo se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas.

- **Reservas Desarrolladas**

Este tipo de reservas están representadas por el volumen de hidrocarburo recuperable a través de pozos e instalaciones existentes.

- **Reservas no Desarrolladas**

Este tipo de reservas no pueden ser recuperadas comercialmente a través de pozos e instalaciones existentes.

1.7.1.3. Según la energía del yacimiento

Este tipo de reservas pueden ser clasificadas en primarias y suplementarias.

- **Reservas Primarias**

Son volúmenes de hidrocarburos los cuales pueden ser recuperados con energía propia o natural de yacimiento, en función del mecanismo de producción.

- **Reservas Suplementarias**

Volúmenes de hidrocarburos adicionales que podrían ser recuperados, como resultado de la implementación de métodos de recuperación suplementaria mediante los cuales adiciona energía al yacimiento y estos podría ser mediante inyección de agua, gas,

fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que permita restituir la presión del yacimiento y/o desplazar los hidrocarburos, para incrementar la extracción de crudo.

1.8. Métodos de estimación de reservas

La obtención del petróleo original en sitio se desenvuelve inmerso en incertidumbre provocada por la calidad de data obtenida (PDVSA, 1997). Existen algunas técnicas que se combinan en relación con la información existente y el estado de desarrollo de un yacimiento hidrocarburífero, las que originan métodos empleados para la obtención del POES, que pueden clasificarse en determinísticos y probabilísticos.

1.8.1. Métodos determinísticos

Para la elaboración de estos tipos de métodos es necesario tener disponible información de ingeniería y geológica con valores puntuales, los cuales representarán la mejor aproximación para cada uno de ellos, utilizando distintas fórmulas y formas para la obtención del Petróleo Original En Sitio.

1.8.1.1. Método volumétrico

Para llevar a cabo este método de estimación de POES, es necesaria la información referente a las propiedades tanto del yacimiento, como del fluido presente en él. Dicha información puede ser obtenida a partir de análisis de núcleo y de registros eléctricos, además de análisis a los fluidos producidos, para la obtención del factor volumétrico del mismo.

Es necesario indicar, que parte de la incertidumbre presente en este método es debido a que no se toman en cuenta ciertas características importantes y referenciales de los yacimientos hidrocarburíferos como son:

- ✓ Datos referentes a la geometría del yacimiento como límites de trampas que atraviesen al volumen de la roca y ángulos de buzamiento presentes en los estratos.
- ✓ Variabilidad en los espesores de fluido presente en el yacimiento.
- ✓ Cambios de profundidades en el contacto agua-petróleo.
- ✓ Los cambios en la clase de fluidos obviados en la estimación de las saturaciones.

Una vez recolectada la información necesaria se lleva a cabo la determinación del POES mediante la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wc})}{B_{oi}} \quad (1.2)$$

La incertidumbre existente en este método de estimación de POES dependerá de la determinación de todas las variables presentes en Ec.1, es por esta razón que las aproximaciones para dichos valores deberán ser las mejores posibles.

El área del yacimiento (A), es obtenida a partir del análisis de mapas isópacos estructurales y de subsuelos, los cuales a su vez son contruidos por métodos de exploración como la correlación de los registros eléctricos de pozos que estén disponibles o pruebas de formación.

Otro de las variables que interviene dentro de la ecuación volumétrica, es el espesor del yacimiento (h), del cual depende en gran parte una buena estimación del POES, debido a la cantidad de estratos que poseen los yacimientos, lo que evidencia la existencia de distintos tipos

de espesor dentro de un mismo yacimiento, los cuales son observados en la Figura 4.

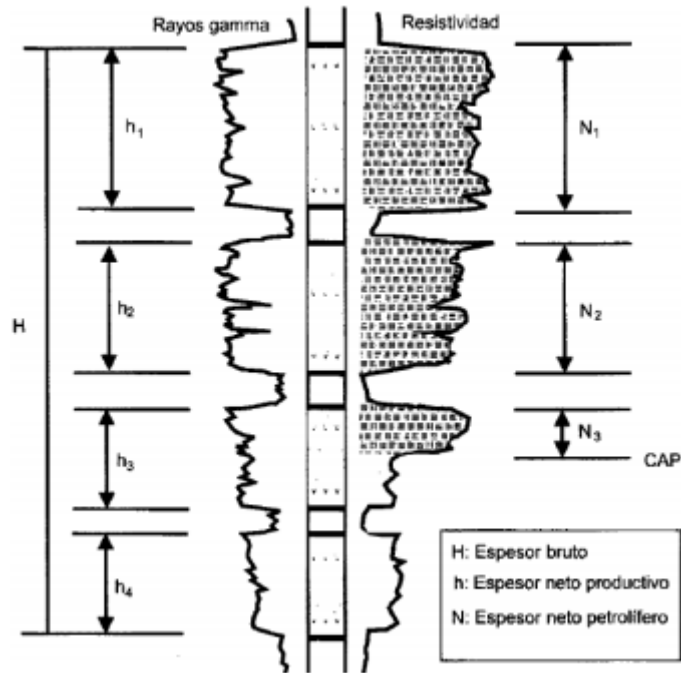


Figura 1.5 Espesores en distintos estratos
Fuente: (París de Ferrer, 2009)

- **Espesor bruto:** es la distancia existente entre el tope y la base del yacimiento, en la cual pueden existir intercalaciones de estratigráficas de arenas productoras y no productoras.
- **Espesor neto productivo:** es la distancia de la formación que posee las características necesarias de porosidad y permeabilidad para poder producir gas y/o petróleo de este.
- **Espesor neto petrolífero:** se considera solo al intervalo en el cual la formación posee solo petróleo.

La porosidad es otra de las propiedades importantes del yacimiento, la cual determina la fracción de la roca que es porosa. Es obtenida mediante evaluaciones de formaciones y análisis de registros eléctricos;

al ser una propiedad que heterogénea a lo largo del yacimiento, es necesario obtener un promedio para una mejor aproximación dentro de la ecuación volumétrica.

El término S_{wi} representa la saturación de agua connata presente en el yacimiento; es decir, el porcentaje de roca porosa que está contenida por agua de formación. La obtención de esta propiedad se puede realizar dependiendo el porcentaje de arcilla presente en la arena mediante métodos como la ecuación de Archie o el modelo de Simandoux, que utilizan términos derivados de registros eléctricos de resistividad.

El factor volumétrico de formación es una propiedad del fluido, la cual expresa cuantos barriles en el yacimiento representan un barril a condiciones estándar o en superficie (B.C. Craft y M.F. Hawkins, 1991). Puede ser determinado mediante análisis PVT, con muestras obtenidas de la formación.

1.8.1.2. Método de Balance de Materiales

La EBM es una herramienta básica utilizada para la predicción y estimación e interpretación del comportamiento de yacimientos, para un uso adecuado de esta ecuación debe considerarse variaciones de presión y saturación en tiempo, pero no en posición (París de Ferrer, 2009). La EBM puede ser utilizada para:

- Realizar estimaciones de petróleo original en sitio (POES) y gas original en sitio (GOES).
- Estimar el tamaño de la capa de gas.
- Estimar existencia de acuífero, tipo y tamaño de este.

- Predecir el comportamiento de presión a partir de historial de producción del yacimiento.
- Realizar estimaciones de las profundidades de contacto agua-petróleo, gas-petróleo y agua-gas.
- Hacer predicciones del comportamiento futuro del yacimiento.

1.8.1.2.1. Limitaciones de la ecuación de balance de materiales

Para el desarrollo y aplicación de la ecuación de balance de materiales se deben tomar en cuenta las siguientes limitaciones y suposiciones:

- Para la EBM se debe considerar que el yacimiento tiene un volumen poroso constante y contiene diferentes fluidos.
- Se supone una temperatura constante del yacimiento, es decir que cuando se realiza la extracción de gas o crudo no ocurre un cambio considerable en la temperatura.
- Se considera la existencia de condiciones de equilibrio en el yacimiento en cualquier tiempo, es decir, que se considera una presión uniforme y en consecuencia las propiedades del fluido no cambian con el tiempo en el yacimiento.
- Se supone una recuperación independiente de la tasa.
- Se supone que la producción se da debido a la liberación de gas en solución, expansión del gas liberado del crudo y por una capa de gas inicial, cuando existe una disminución de la presión del yacimiento. Esto incluye la hipótesis que no existe inyección de fluido, que el agua es inmóvil, que no ingresa ni se produce agua

y que el agua del yacimiento y la compresibilidad de la roca pueden ser depreciables. Esta suposición solo es válida por debajo del punto de burbuja.

- No se considera el factor geométrico del yacimiento, ya que es casi imposible determinar la distribución de los fluidos en los pozos.
- Requiere suficientes datos de producción y de presión.
- Se considera tanto para yacimientos de gas seco como para yacimientos de petróleo un factor volumétrico del agua en la formación igual a la unidad y la solubilidad igual a cero.

1.8.1.2.2. Derivación de la ecuación de balance de materiales

La ecuación de balance de materiales es una herramienta de mucha importancia para el análisis del comportamiento del yacimiento y predicciones futuras. Una vez que se introduzca el modelo del yacimiento y los datos de producción han sido comparados, estos pueden ser usados para la predicción.

Debido a la disminución de presión, ocasionada por la producción de fluidos, el yacimiento experimenta cambios de volumen, tales como cambios de volumen en el petróleo y su gas disuelto, en la capa de gas, en el agua connata y en el volumen poroso del yacimiento.

De esta manera la ecuación de balance volumétrico a condiciones de yacimiento puede ser expresada de la siguiente manera:

Fluidos Producidos (BY)

= *Expansion de fluidos(BY) + Expansion de la capa de gas(BY)*
+ *Reduccion del volumen poroso ocupado por hidrocarburos(BY)*

- **Expansión de fluidos**

En este término se toma en cuenta dos componentes:

- ✓ **Expansión de petróleo inicial**

El cual se hace referencia a la diferencia entre NB_0 el cual representa el volumen que los barriles de crudo ocupan en el yacimiento a una presión P y NB_{0i} el volumen representado a una presión P_i . De esta manera se tiene:

$$N * (B_0 - B_{0i}) \quad (1.3)$$

- ✓ **Volumen ocupado por el gas en solución liberado**

Este es la diferencia entre el volumen de gas en solución NR_{si} el cual es liberado durante la disminución de presión de P_i a P y el volumen que continúa disuelto NR_s a una presión P , los cuales están expresados en BY. De esta manera se tiene:

$$N * (R_{si} - R_s) * B_g \quad (1.4)$$

- **Expansión del gas de la capa de gas**

Este término es expresado mediante la siguiente ecuación:

$$m * N * B_{oi} * \left(\frac{B_g - B_{gi}}{B_g} \right) \quad (1.5)$$

La cual está conformada por:

- ✓ **El volumen inicial de gas de la capa de gas**

$$m * N * B_{oi} \quad (1.6)$$

Siendo **m** un parámetro adimensional definido como la relación entre el volumen de la capa de gas y de la zona de petróleo, como se presenta a continuación:

$$m = \frac{\text{volumen de gas en la capa de gas}}{\text{volumen de petroleo inicial insitu}} = \frac{G * B_{gi}}{N * B_{oi}} \quad (1.7)$$

- ✓ **El volumen que ocupara este gas inicial a una presión reducida P**

$$m * N * B_{oi} * \frac{B_g}{B_{gi}} \quad (1.8)$$

- **Reducción del volumen poroso ocupado por hidrocarburos**

El cambio total del volumen poroso de hidrocarburos ocasionado por la expansión combinada de agua connata y de la roca, puede ser expresado de la siguiente manera:

$$d(VPHC) = -dV_w + dV_p \quad (1.9)$$

En donde:

V_w representa el volumen de agua connata expresado en bbls, el cual resulta de la siguiente ecuación:

$$dV_w = \frac{C_w * (1 + m) * N * B_{oi} * S_{wc} * \Delta P}{1 - S_{wc}} \quad (1.10)$$

y, V_p representa el volumen poroso total en bbls, el cual está dado por la siguiente ecuación:

$$dV_p = \frac{C_f * (1 + m) * N * B_{oi} * \Delta P}{1 - S_{wc}} \quad (1.11)$$

Sustituyendo las Ec.10 y Ec. 11 en Ec. 9, se tiene que la reducción de volumen poroso ocupado por hidrocarburos está representada por:

$$-d(VPHC) = (1 + m) * B_{oi} * N * \left(\frac{C_w * S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) * \Delta P \quad (1.12)$$

- **Intrusión de agua**

Esta intrusión de agua de acuífero es comúnmente denotada a condiciones de superficie como W_e o como $W_e * B_w$, esto a condiciones de yacimiento.

Una vez descritos cada uno de los volúmenes que se ven afectados por la variación de presión al momento de la producción de crudo, la suma de estos representa la ecuación de balance de materiales:

$$\begin{aligned}
N_p * [B_o + (R_p - R_s) * B_g] + w_p * B_w = N * [(B_o - B_{oi}) + \\
(R_{si} - R_s) * B_g] + m * N * B_{oi} * \left(\frac{B_g - B_{gi}}{B_g}\right) + (1 + m) * B_{oi} * \\
N * \left(\frac{C_w * S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}}\right) * \Delta P + W_e * B_w + G_{iny} * B_{giny}
\end{aligned} \quad (1.13)$$

1.8.2. Métodos probabilísticos

Los métodos probabilísticos para la estimación del Petróleo Original en Sitio consisten en la utilización de distintas propiedades estadísticas para la obtención de los parámetros utilizados dentro de la ecuación volumétrica (2.2) con la finalidad de obtener aproximaciones basadas en probabilidades y en rangos de valores para variables aleatorias, que a su vez generan incertidumbres producidas dependiendo los tipos de distribución utilizados para los distintos parámetros.

1.8.2.1. Criterio de Bondad de Ajuste

Antes de realizar modelos de simulación, se debe tener presente que es necesario que cada una de la serie de datos se ajuste a cierto tipo de distribución probabilística bajo un criterio de ajuste con el cual sea validada, por esta razón es indispensable explicar en qué consisten los tres métodos de Bondad de Ajuste más conocidos y utilizados dentro del software Crystal Ball, siendo los siguientes:

1.8.2.1.1. Criterio de Anderson-Darling

Este criterio de bondad de ajuste, tiene como principal objetivo analizar las colas de la distribución, teniendo la posibilidad de determinar si el histograma generado por la data se aleja o acerca de la distribución exacta (Centeno Werner R. R., 2002); para poder considerar que el ajuste a la distribución es el correcto, es necesario que los valores de bondad de ajuste para este criterio sea el siguiente:

Valor de Prueba < 1,50

1.8.2.1.2. Criterio de Kolmogorov-Smirnov

Este criterio de bondad de ajuste se encarga del análisis de la zona central del histograma de distribución probabilística; obteniendo distintos valores de bondad de ajuste, para los cuales posee cierto rango de certeza, mostrado a continuación:

Valor de Prueba < 0,03

1.8.2.1.3. Criterio de Chi-cuadrado

Esta prueba de bondad de ajuste permite comparar que tan bien se ajustan un conjunto de muestras a cierto tipo de distribución probabilística teórica.

Para obtener un nivel de confianza del 95% se establece un cierto límite de valor de prueba p para este tipo de bondad de ajuste, siendo el siguiente:

Valor de Prueba < 0,05

1.8.2.1.4. Selección de Bondad de Ajuste

Para seleccionar el que debe seguirse para considerar verdadera una prueba puede darse por los siguientes factores:

- De existir el uso de criterios de bondad de ajuste, se puede seguir una correlación de selección de bondad de ajuste con yacimientos adyacentes en los que hayan sido analizados sus parámetros petrofísicos.

- De no existir lo anterior, los criterios seleccionados serán debido al valor de prueba, en el cual Anderson-Darling establece que se escogerá el menor y que esté dentro de dicho rango, mientras que los otros dos métodos escogerán al azar cualquiera de los tipos de distribución que obtenga un valor de prueba dentro de su rango

1.8.2.2. Tipos de distribución probabilística

Los tipos de distribución probabilísticos pueden subdividirse dependiendo del tipo de variables a utilizar, es decir, para variables discretas y para variables continuas.

A continuación, se describirá los distintos tipos de distribuciones continuas que son utilizados para valores enteros:

Los otros tipos de variables aleatorias utilizados dentro de los cálculos probabilísticos son las continuas, las cuales pueden tomar distintos tipos de distribución, que pueden ser:

- **Distribución uniforme continua**

Permite describir cualquier variable que se encuentre dentro de un intervalo definido con probabilidad constante. Los parámetros que tiene este tipo de distribución son valor mínimo y valor máximo.

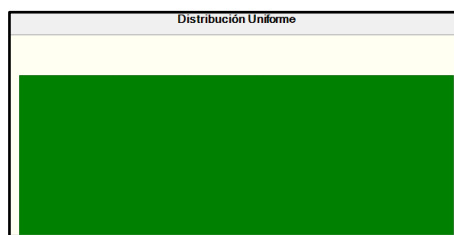


Figura 1.6 Distribución Uniforme continua
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución normal**

Es definida mediante dos parámetros principales, la media y la desviación estándar del intervalo de datos; con los que es posible estimar las probabilidades de observaciones de los datos, además es simétrica con respecto a su media.

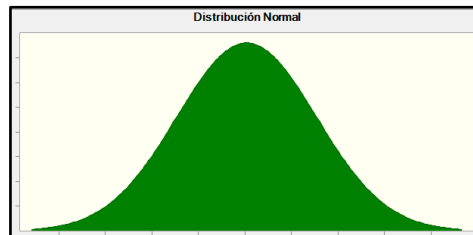


Figura 1.7 Distribución normal
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución logarítmica normal**

Este tipo de distribución posee dos parámetros que son media y desviación estándar. Sus principales características son que la distribución es sesgada positivamente, teniendo la mayor parte de los valores cercanos al límite inferior.

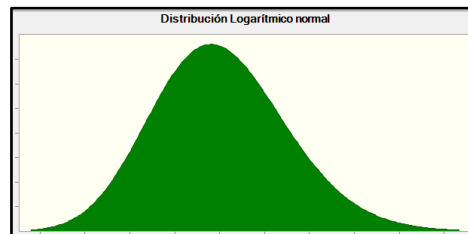


Figura 1.8 Distribución Logarítmico normal
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución exponencial**

Este tipo de distribución es utilizado cuando es necesario conocer el tiempo hasta que ocurra cierto evento, dentro de un entorno probabilístico.

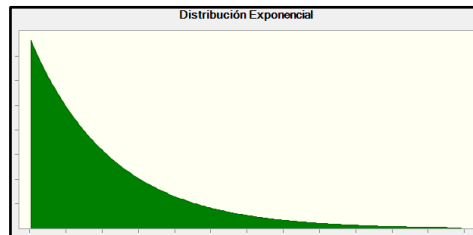


Figura 1.9 Distribución Exponencial
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución triangular**

Este tipo de distribución tiene como principal funcionamiento, los casos en los que se tiene datos de muestra limitados; se puede modelar principalmente con valores mínimos, máximos y la moda. El valor de más alta probabilidad está en el rango en cual forma un triángulo con el mínimo y el máximo.

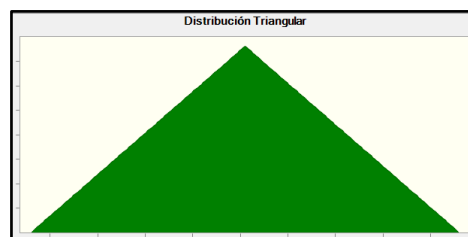


Figura 1.10 Distribución triangular
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución Beta**

Este tipo de distribución representa la variabilidad sobre un rango fijo, describiendo rangos empíricos. Entre sus características posee que el rango mínimo y máximo se encuentra entre 0 y un valor positivo, y la forma se especifica por medio de dos valores positivos denominados alfa y beta.

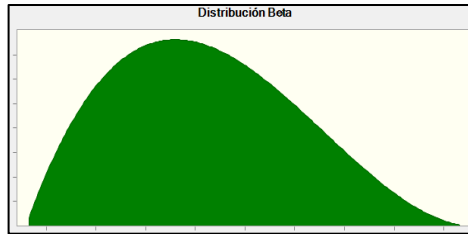


Figura 1.11 Distribución Beta
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución Gamma**

Este tipo de distribución se aplica para cantidades físicas en las que los procesos de sucesos no son completamente aleatorios; los parámetros que intervienen dentro de este tipo de distribución son ubicación, escala y forma.

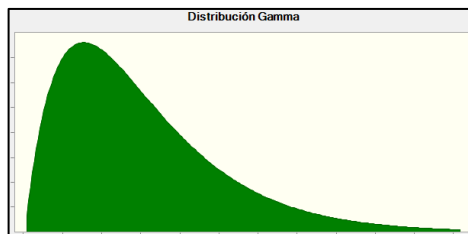


Figura 1.12 Distribución Gamma
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución Weibull**

Los parámetros que se utilizan en esta distribución son ubicación, escala y forma; tiene como principal característica que es flexible para suponer las propiedades de otras distribuciones.

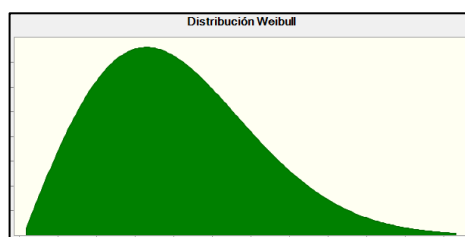


Figura 1.13 Distribución Weibull
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución Extremo Máximo y Extremo Mínimo**

Este tipo de distribuciones describe el valor más alto o el más bajo según sea el caso; mientras que los parámetros de ingreso para esta probabilidad son: la mayor probabilidad y escala.

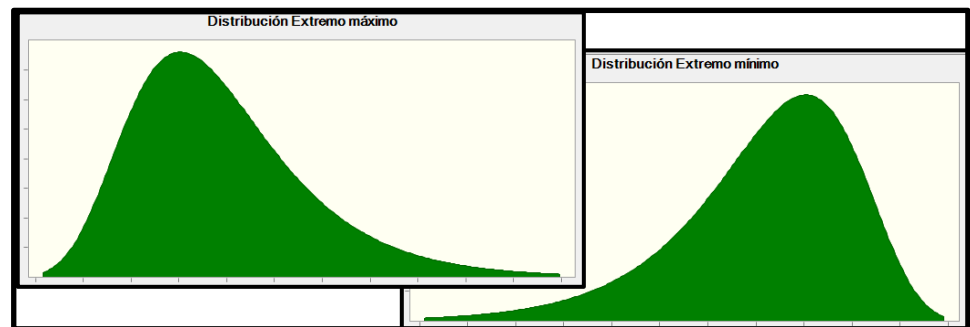


Figura 1.14 Distribución Extremo Superior y Extremo Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución Logística**

Esta distribución posee como parámetros al valor de la media y escala; su principal característica es que mediante este tipo de distribución es posible describir el crecimiento de cierta variable de estudio.

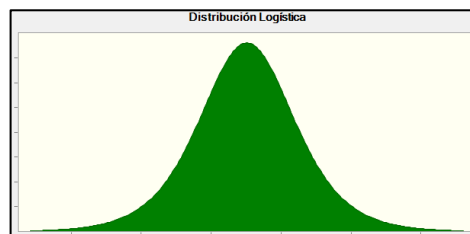


Figura 1.15 Distribución Logística
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

- **Distribución T de student**

El valor más probable en esta distribución está en el punto medio, es simétrica en relación con la media, y tiene como parámetros punto medio, escala y grados de libertad.

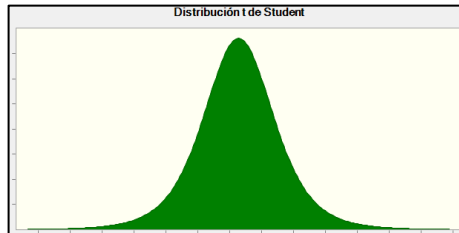


Figura 1.16 Distribución T de Student
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

1.8.2.3. Método de Montecarlo

Consiste en un proceso estocástico numérico (Illana, 2013), queriendo decir que, se produce una secuencia de valores mediante simulaciones aleatorias, siguiendo secuencias aproximadas a distintos tipos de distribuciones estadísticas, con las cuales es posible determinar ciertas incertidumbres.

Las secuencias aleatorias generadas por simulaciones para poder llevar a cabo el método de Montecarlo deben tener ciertas consideraciones para poder ser consideradas buenas aproximaciones, mostradas a continuación:

- **Equidistribución**

Los números pseudoaleatorios deben distribuirse por igual, considerando una distribución uniforme, de acuerdo a los valores de referencia.

- **Largo periodo**

La secuencia posee un cierto periodo, a partir de la cual se repite, por ende, es necesario que dichos periodos sean largos, para evitar el agotamiento de la secuencia.

- **Largas subsecuencias disjuntas**

En casos en los cuales las simulaciones son muy extensas, es necesario que los generadores de números pseudoaleatorios subdividan la secuencia en otras más pequeñas.

- **Eficiencia**

La realización de las simulaciones llevadas a cabo para desempeñar el método de Montecarlo debe consumir poco tiempo de generación.

1.8.2.4. Método Geoestadístico

La geoestadística en general es una rama de la estadística clásica, que tiene como finalidad obtener valores aproximados mediante autocorrelación espacial (Marcano, 2011).

También, se la puede definir como el conjunto de técnicas mediante las cuales, es posible obtener valores de ciertas propiedades, sobre todo en ciencias de la tierra, que están ubicadas en espacio o tiempo (Díaz Vieira, 2002).

Dentro de la obtención del POES, la geoestadística interviene en la determinación de las propiedades petrofísicas del yacimiento, ya que la data disponible dentro de un campo tan solo es de pozos perforados dentro del mismo, pero sin embargo, existe un espaciamiento areal que no posee determinación de las distintas propiedades, es por eso que mediante el método geoestadístico, es posible determinar propiedades

correlacionándolos espacialmente, con las obtenidas mediante registros eléctricos o mediante análisis de núcleos.

Para llevar a cabo un análisis geoestadístico, es necesario cumplir tres fases que son:

a) Análisis exploratorio de datos

Consiste en desarrollar técnicas de estadística convencional, para la obtención de un conjunto de valores, que primero se desconoce dentro de la muestra que está en estudio.

b) Análisis estructural

Esta etapa es la encargada de caracterizar la estructura espacial de las variables a ser estimadas, es decir, consiste en encontrar una función que se aproxime a la variabilidad presente en los datos base de la propiedad que está siendo analizada mediante la geoestadística.

c) Predicciones

Consiste en la obtención de valores en distintos puntos en los que no se tienen datos de muestra, lo cual es posible mediante técnicas de interpolación de Kriging o simulaciones condicionales (Díaz Vieira, 2002).

▪ **Kriging**

Es considerado como el 'mejor estimador lineal insesgado' y el mejor promedio lineal móvil ponderado de un bloque (Díaz Vieira, 2002).

Consiste en ponderar valores muestra circundantes, con la finalidad de obtener una predicción de la propiedad en cuestión en una ubicación dentro de cierta área espacial.

Este método, para poder tener una mejor precisión dependen de la calidad y cantidad de data, distancia de las muestras y la ubicación de los puntos espaciales en los que se va a estimar la propiedad.

- **Simulaciones condicionales**

Consiste en estimar valores espaciales mediante funciones aleatorias, con cierta cantidad de frecuencias de cálculo, y mediante distribuciones probabilísticas obtener aproximaciones cercanas para valores de ciertas propiedades.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

2.1. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información

En este capítulo se procederá a desarrollar la metodología indicada para poder realizar el análisis comparativo del POES del campo Palo Azul (Bloque 18) obtenido con los métodos determinístico y probabilístico, con la finalidad de establecer que método tiene una menor incertidumbre.

La información que será utilizada para desarrollar el presente proyecto integrador fue obtenida por medio del personal perteneciente al Activo Palo Azul de la empresa PETROAMAZONAS EP, principalmente de un documento en formato Microsoft Excel denominado RESUMEN DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN HOLLÍN.

Para llevar a cabo la estimación del POES probabilístico se utilizará el software Crystal Ball, el cual trabaja con la ecuación volumétrica y con las propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos, de esta manera establecerá la sensibilidad que presenta la ecuación volumétrica a cada uno de los parámetros que la conforman. A diferencia del método determinístico donde también se utilizará la ecuación volumétrica, pero en este caso se utilizan propiedades petrofísicas promedio de la formación Hollín.

2.2. Criterio de selección de pozos

La selección de los pozos candidatos para ser ingresados en el software Crystal Ball es el primer paso y el más importante a realizar antes de establecer el tipo de distribución al que pertenece cada parámetro.

Para el presente caso de estudio se ha establecido que los pozos a ser seleccionados deberán cumplir con las siguientes características principales:

- **Ser pozos productores de la formación Hollín Inferior o Superior**
Deben ser productores para poder constatar que los datos existentes en la tabla de propiedades petrofísicas sean consistentes y no exista error en alguno de los pozos
- **Pozos que mantengan parámetros de yacimiento cercanos a los iniciales.**

Los pozos que puedan tener los parámetros más cercanos o reales a los valores iniciales de yacimiento serán aquellos que posean registro de historial de pozo y que además sus datos hayan sido adquiridos con registros elaborados en tiempos en los que se ejecutó la perforación de dichos pozos.

Tabla 2.1 Pozos Seleccionados del campo Palo Azul
Fuente: Rivadeneira, A., Quezada, F., 2018

POZO (HOLLÍN SUPERIOR)	Pozos no seleccionados	POZO (HOLLÍN INFERIOR)	Pozos no seleccionados
PLAB-002		PLAB-002	
PLAC-004		PLAB-003	
PLAB-006S1		PLAC-004	
PLAB-007		PLAB-005	
PLAB-008		PLAB-006S1	
PLAB-009		PLAB-007	
PLAB-010		PLAB-008	
PLAC-011		PLAB-009	
PLAC-014		PLAB-010	
PLAA-016		PLAC-011	
PLAC-017		PLAD-012	
PLAA-018		PLAC-014	
PLAC-020		PLAC-015	
PLAB-021RE		PLAA-016	
PLAD-023		PLAC-017	
PLAD-024		PLAD-019	
PLAA-027		PLAC-020	
PLAN-029		PLAB-021	
PLAD-031		PLAB-021RE	
PLAD-32		PLAD-023	
PLAD-34H		PLAD-024	
PLAA-035		PLAB-025	

PLAC-038	
PLAC-039	
PLAD-042A	
PLAC-045ST1	
PLAC-046	
PLAC-048ST1	
PLAN-49HST1	
PLAN-050H	
PLAN-051H	
PLAN-052	
PLAN-053RE	
PLAN-054	
PLAN-056	
PLAN-057	
PLAN-59	
PLAA-001I	
PA RE-INY-03	

PLAB-026RE	
PLAA-027	
PLAD-028H	
PLAN-029	
PLAD-031	
PLAD-32	
PLAD-33H	
PLAD-34H	
PLAA-035	
PLAB-36HST1	
PLAC-037R1	
PLAC-038	
PLAC-039	
PLAC-040	
PLAB-43	
PLAD-044	
PLAC-045ST1	
PLAC-046	
PLAC-047ST1	
PLAC-048ST1	
PLAN-050H	
PLAN-051H	
PLAN-052	
PLAN-053RE	
PLAN-054	
PLAN-055	
PLAN-056	
PLAN-057	
PLAN-059	

2.3. Descripción del Software Crystal Ball

El software Crystal Ball es una herramienta analítica y fácil de usar, la cual utiliza un proceso denominado simulación Monte Carlo en Microsoft Excel; Crystal Ball mostrará los resultados en un gráfico de pronósticos en el cual se podrá observar el rango entero de resultados posibles y la probabilidad a alcanzar.

Los pronósticos resultantes de estas simulaciones permitirán cuantificar las áreas de riesgo para proveer a aquellos que toman decisiones la mayor cantidad de información posible y poder así respaldar decisiones inteligentes.

Para nuestro caso de estudio Crystal Ball nos permitirá establecer por medio de la simulación de Monte Carlo que propiedad petrofísica utilizada en la ecuación volumétrica es más sensible nuestra estimación de POES, dependiendo del tipo de distribución al que pertenece cada uno de los datos como son: espesor neto, porosidad y saturación de agua.

2.4. Estimación de POES

Para realizar dicha estimación, se emplean los métodos volumétricos y probabilísticos, por medio de la herramienta de Microsoft Excel y el software anteriormente descrito Crystal Ball.

2.4.1. Método volumétrico

2.4.1.1. Selección de datos

La siguiente tabla muestra algunas de las propiedades petrofísicas de las formaciones Hollín Superior e Inferior, las cuales son utilizadas para desarrollar la ecuación volumétrica.

Tabla 2.2 Datos petrofísicos de la formación Hollín
Fuente: Estimación de Reservas, PAM, 2017

Yacimiento		Volumen total de roca	Área	Espesor promedio neto	NTG	Volumen neto de roca	Porosidad	Sw	Boi
Hollín	Hollín Superior	427450	8220	52	41,2	176105,28	12,58	20,326	1,178
	Hollín Inferior	706937	8220	86	48	339321,6	14,34	30,11	1,178

Para este método se utiliza la ecuación (2.1):

$$N = \frac{7758 * V_n * \Phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

En este caso, V_n esta definido para ambas formaciones, como el producto entre el área cero del yacimiento, el espesor promedio neto y NTG.

2.4.1.2. Obtención de POES para formación Hollín Superior

$$N = \frac{7758 * V_n * \Phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

$$N_s = \frac{7758 * 176105,28 * 0,1258 * (1 - 0,2033)}{1,178}$$

$$N_s = 1,1624 * 10^8 \text{ STB}$$

2.4.1.3. Obtención de POES para formación Hollín Inferior

$$N = \frac{7758 * V_n * \Phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

$$N_i = \frac{7758 * 339321,6 * 0,1434 * (1 - 0,3011)}{1,178}$$

$$N_i = 2,2397 * 10^8 \text{ STB}$$

2.4.2. Método probabilístico

Para el desarrollo de la estimación del POES probabilístico, es necesario contar con los datos petrofísicos de cada uno de los pozos perforados

dentro del yacimiento a analizar, el cual en nuestro caso es Hollín superior e inferior.

Una vez obtenidos los datos de cada uno de los pozos, son ubicados en una tabla en Excel, en la cual se organiza en una matriz dependiendo la propiedad petrofísica y al pozo que pertenezcan.

Posteriormente, con los datos de un pozo cualquiera, se procede a calcular el POES, mediante la ecuación volumétrica (1.2), para el presente caso de estudio se calcula el POES para el pozo PLAB-002, como se muestra en la figura 2.1.

Area (acres)	8220	
Factor volumetrico (By/Bn)	1,1780	
Pozos	PLAB-002	PLAC-004
Espesor neto petrolifero (ft)	53,00	14,10
Porosidad (fracción)	0,115	0,117
Saturacion de agua (fracción)	0,454	0,300
POES	=(7758*C2*C6*C7*(1-C8))/C3	

Figura 2.1 Ecuación volumétrica aplicada en el Crystal Ball
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

2.4.2.1. Asignación de Distribuciones Probabilísticas

Una vez calculado el valor de POES, se procede a determinar el tipo de ajuste de distribución estadística que poseen los datos, tanto de espesor neto, porosidad y saturación de agua, para cada formación, tanto para la Hollín inferior como para la superior; el método usado para la realización de dicho ajuste se basa en el comportamiento probabilístico de las variables en las que se emplea la opción de ajuste por lotes existente en el software Crystal Ball como se muestra en la figura 2.2.

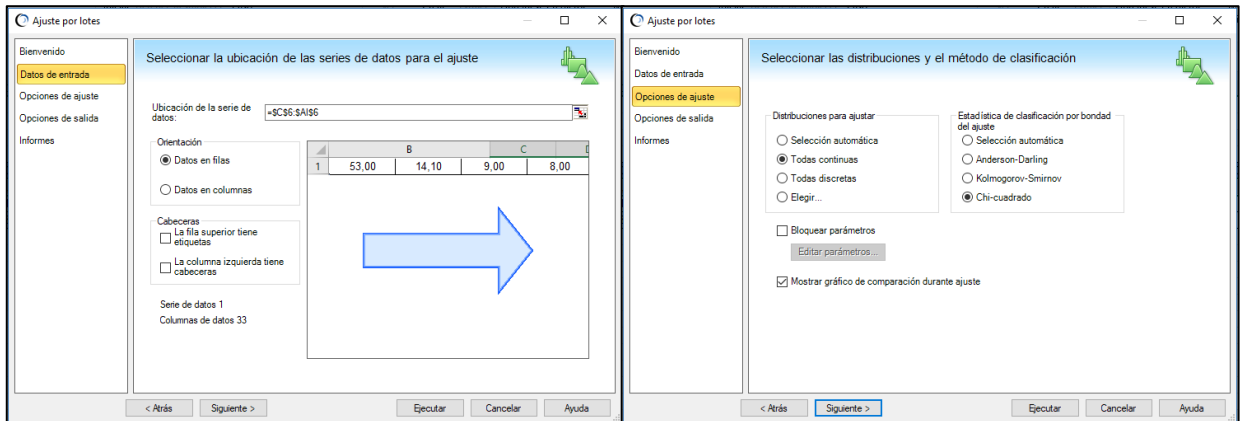


Figura 2.2 Realización de ajuste por lotes para parámetros
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

La realización de este ajuste tiene como finalidad establecer la distribución estadística que sigue la serie de datos de cada propiedad, con la cual, el simulador será capaz de seleccionar aleatoriamente valores para cada propiedad que sigan la misma distribución escogida.

Cuando se realiza dicho ajuste por lotes, se obtiene las siguientes distribuciones para cada propiedad como se muestra en los gráficos siguientes:

2.4.2.1.1. Espesor

Para este parámetro de la formación hollín superior se obtuvo una distribución logarítmica normal según el criterio Anderson & Darling, con los siguientes parámetros de distribución:

- Ubicación: 0
- Media: 19,22236
- Desviación estándar: 11,01471

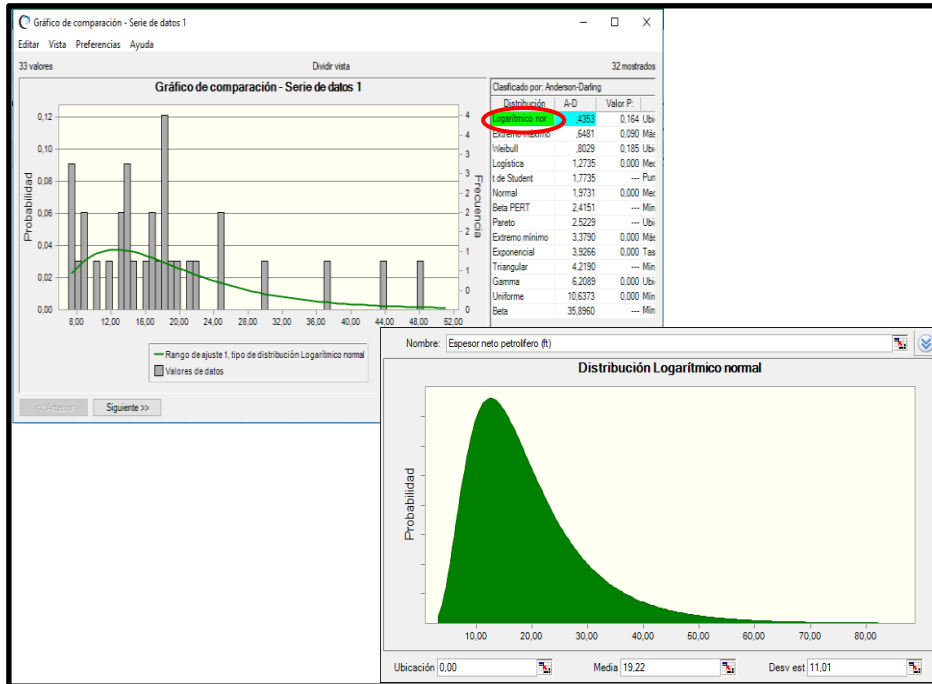


Figura 2.3 Asignación de distribución de probabilidad para espesor neto, Hollín Superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Mientras que para la formación Hollín Inferior se obtiene con el mismo criterio de selección que los datos se ajustan a la distribución beta con los siguientes parámetros de distribución:

- Mínimo: -0.71494
- Máximo: 106.79166
- Alfa: 1.15712
- Beta: 1.84616

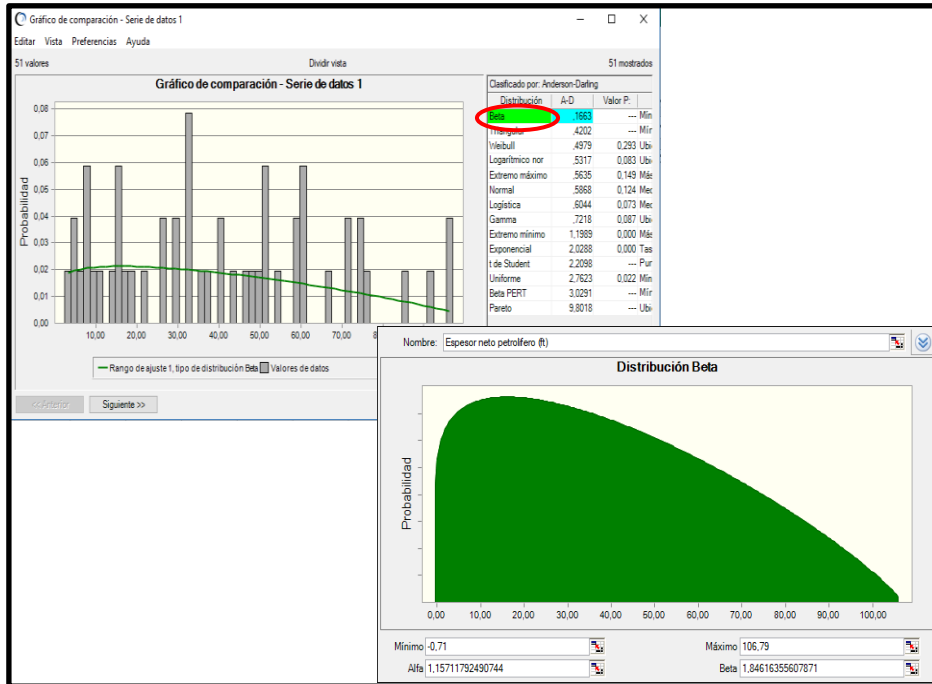


Figura 2.4 Asignación de distribución de probabilidad para espesor neto, Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

2.4.2.1.2. Porosidad

Para este parámetro según el criterio de Anderson & Darling se tiene que los datos de la formación Hollín Superior se ajustan a la distribución logarítmica normal, con los siguientes parámetros de distribución:

- Media: 0.13243
- Desviación estándar: 0.02315
- Ubicación: 0.08549

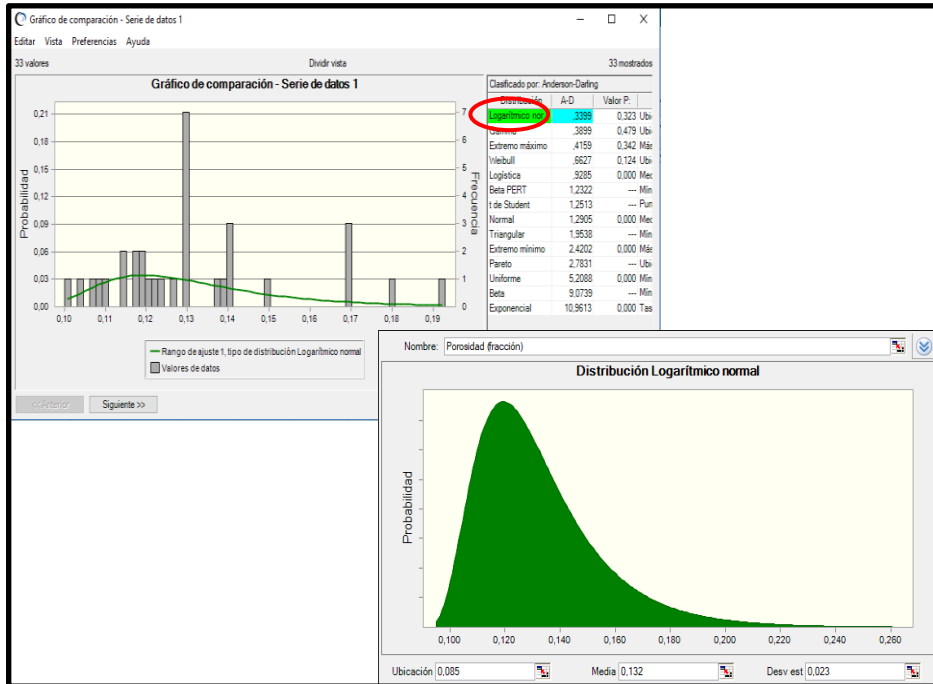


Figura 2.5 Asignación de distribución de probabilidad para porosidad, Hollín superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Mientras que los datos de la formación Hollín Inferior se ajustan a la distribución beta, con los siguientes parámetros de distribución:

- Media: 0.14919
- Escala: 0.00817

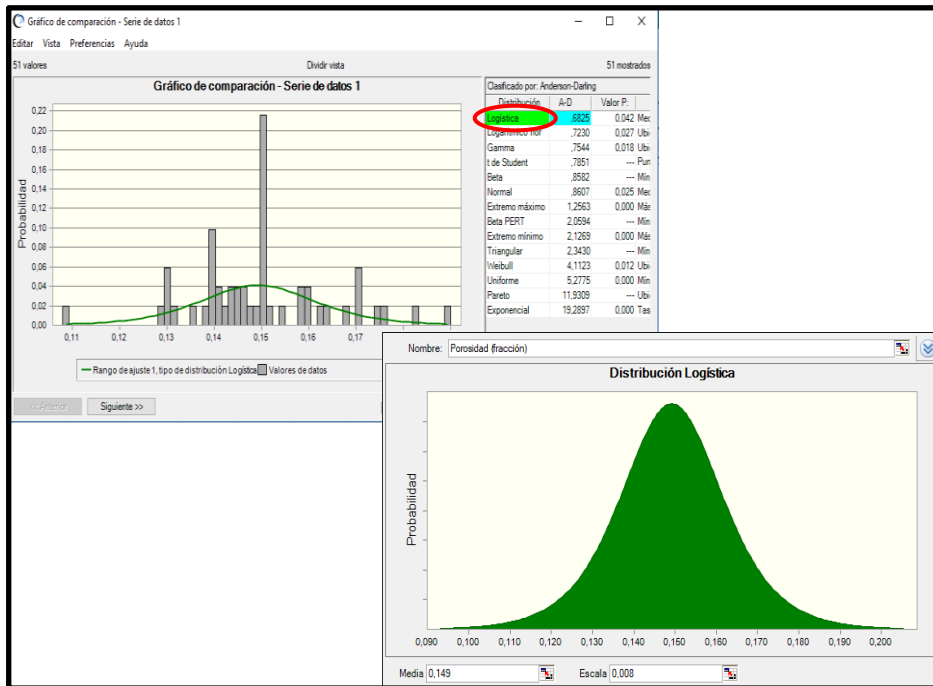


Figura 2.6 Asignación de distribución de probabilidad para porosidad, Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

2.4.2.1.3. Saturación de agua

Para este parámetro según el criterio de Anderson & Darling se tiene que los datos de la formación Hollín superior se ajustan a la distribución Weibull. con los siguientes parámetros de distribución:

- Ubicación: -0.1757
- Escala: 0.58613
- Forma: 5.01844

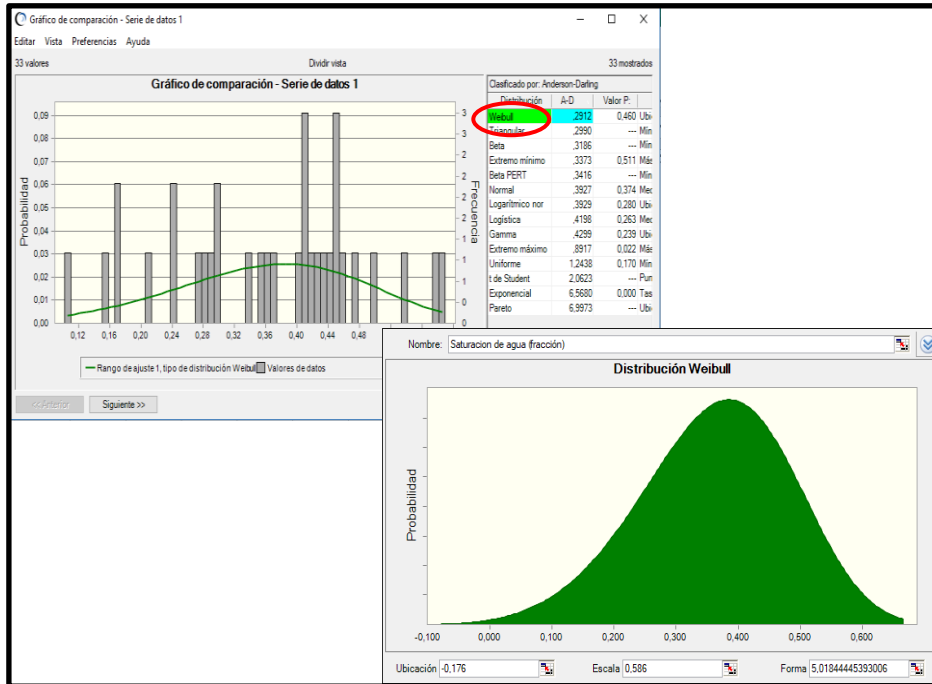


Figura 2.7 Asignación de distribución de probabilidad para saturación, Hollín Superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Mientras que para los datos de la formación Hollín inferior se ajustan a la distribución triangular, con los siguientes parámetros de distribución:

- Mínimo: 0.11377
- Más probable: 0.117
- Máximo: 0.49692

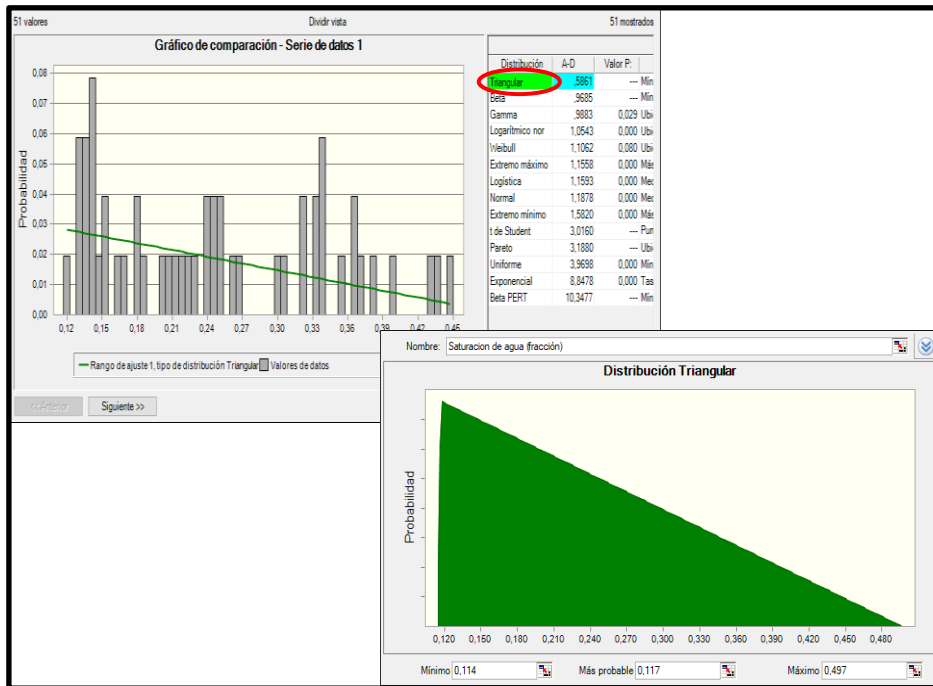


Figura 2.8 Asignación de distribución de probabilidad para porosidad, Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

2.4.2.2. Definición de previsiones

Una vez establecidas las distribuciones que siguen los valores de cada uno de los parámetros a ser empleados, es necesario que el valor a ser calculado, en este caso el POES se defina como una previsión, en la cual se debe fijar las unidades en las que debe estar expresada.

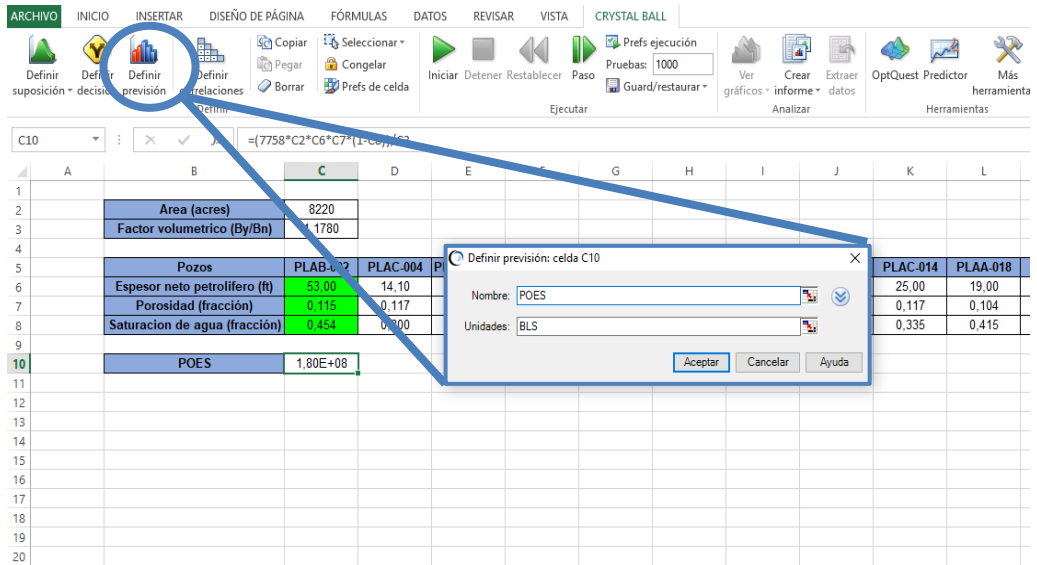


Figura 2.9 Definición de la previsión
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

2.4.2.3. Simulación de Monte Carlo

Luego de definir la previsión dentro del software Crystal Ball, la tabla de datos del yacimiento queda como se muestra en la figura 2.10, diferenciando por colores los parámetros que corresponden al ajuste de distribución y el que corresponde a la previsión. Luego de esto se procede a realizar la simulación de Montecarlo. Cabe recalcar que este proceso de ser realizado individualmente para la formación Hollín Superior y la formación Hollín Inferior.

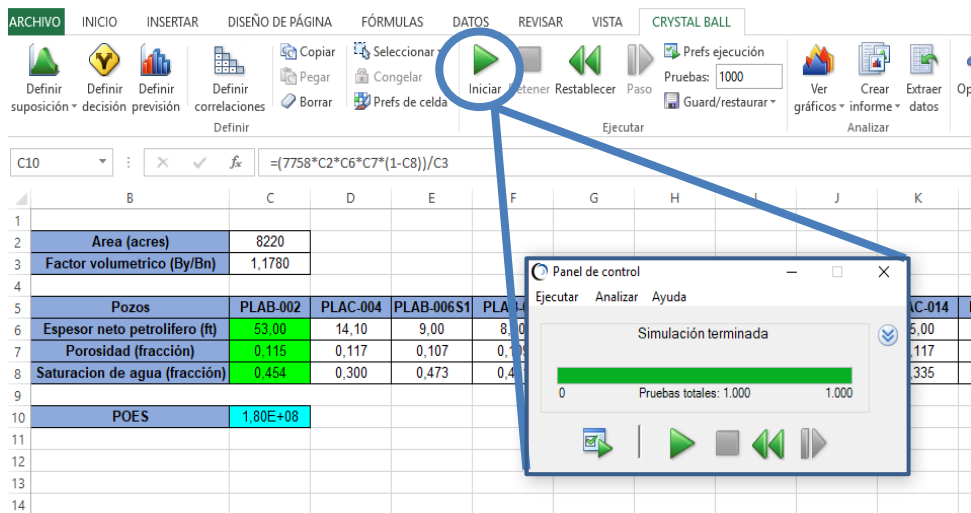


Figura 2.10 Inicialización de la simulación Montecarlo
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Una vez culminada la simulación, el software muestra la figura 2.11 y figura 2.12 pertenecientes a las formaciones Hollín Superior e Inferior respectivamente; las cuales representan un histograma de frecuencias del POES, con los valores simulados, que para este caso de estudio son 1000 valores, adicionalmente muestra el ajuste de distribución presente en esta serie de estimaciones.

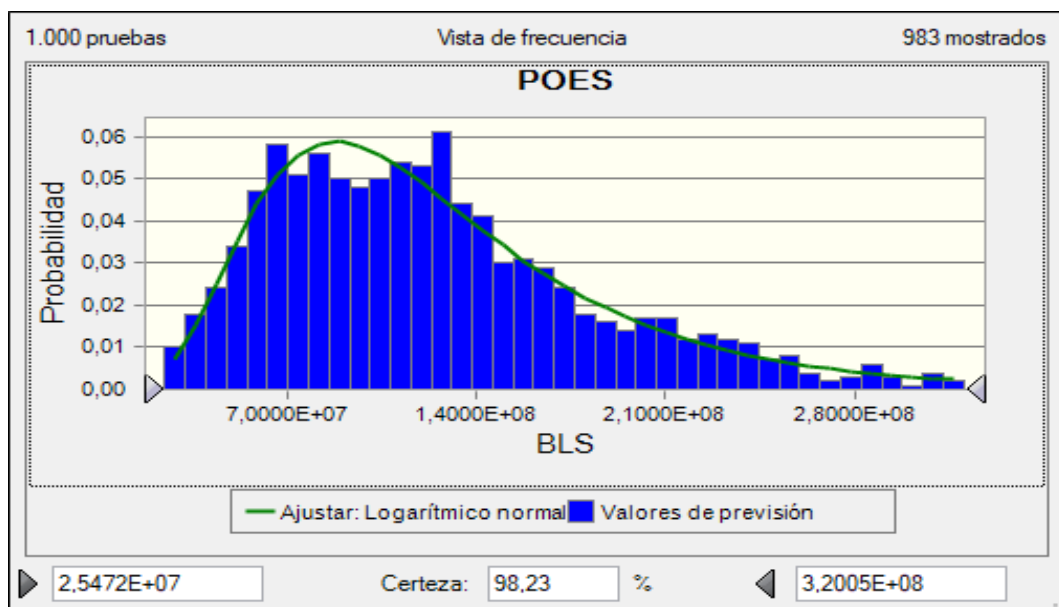


Figura 2.11 Histograma de Frecuencias para el POES en Hollín Superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

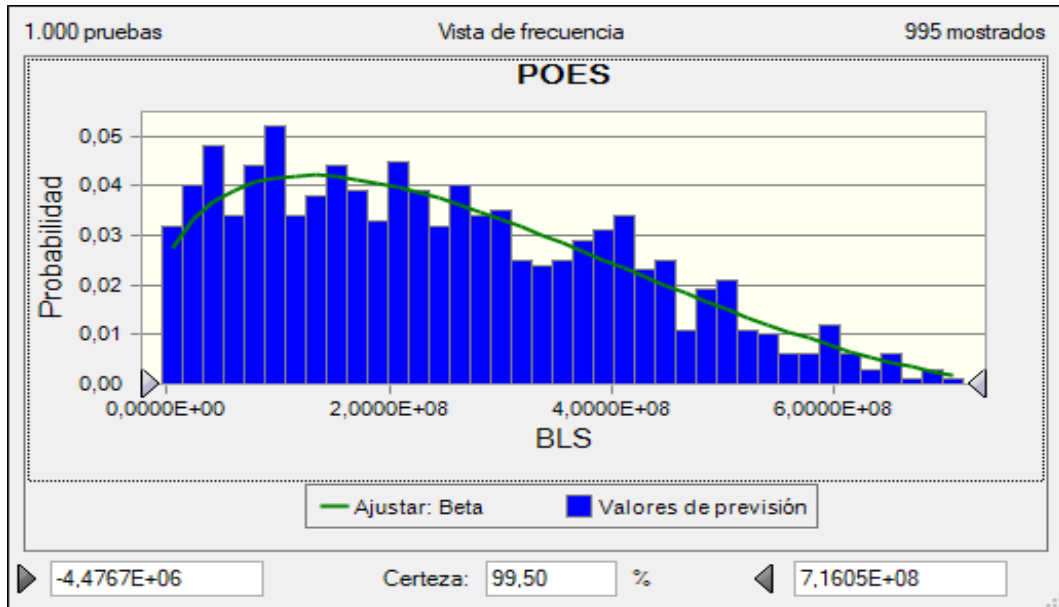


Figura 2.12 Histograma de Frecuencias para el POES en Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

CAPÍTULO 3

RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Interpretación de estimaciones

3.1.1. Método Volumétrico

Al estar subdividida la formación Hollín, en superior e inferior, fue necesario dividir en dos estimaciones de POES, para cada una de las subformaciones, teniendo como resultados para:

Formación Hollín Superior

$$N_{sup} = 1,1624 * 10^8$$

Formación Hollín Inferior

$$N_{inf} = 2,2397 * 10^8$$

Para de esta manera obtener el POES total de la formación Hollín es:

$$POES = N_{sup} + N_{inf}$$

$$POES = 1,1624 * 10^8 + 2,2397 * 10^8$$

$$POES = 3,4021 * 10^8 \text{ STB}$$

3.1.2. Método Probabilístico (Crystal Ball)

3.1.2.1. Obtención del POES

Por medio del método probabilístico se procedió a obtener el POES de cada una de las formaciones, considerando que, el valor aproximado corresponde a la mediana como se muestra en los histogramas de frecuencia de la figura 3.1 y en la tabla de parámetros estadísticos Tabla 3.1.

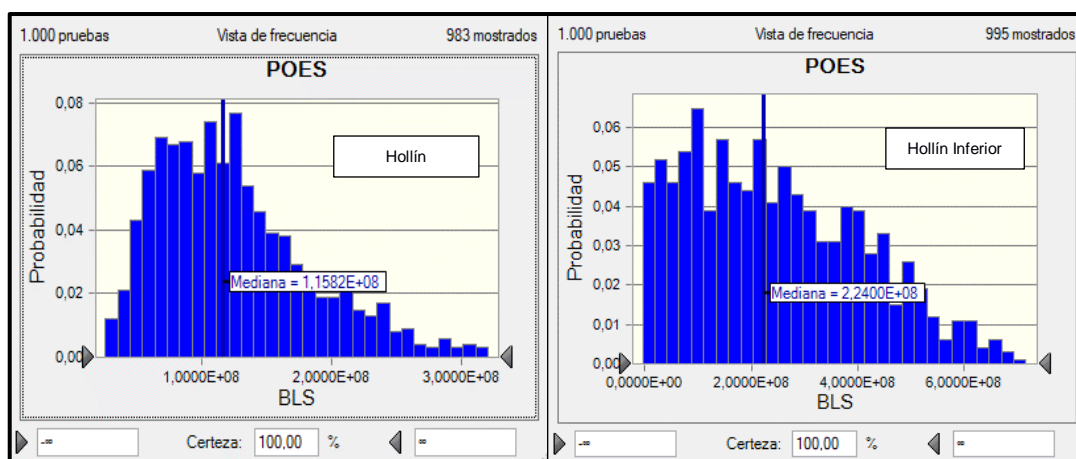


Figura 3.1 Histograma con estimación más probable de POES.
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

La figura 3.1 Muestra el valor estimado más probable de POES para la formación Hollín Superior, el cual es 115,82 MMSTB, representando a la mediana o percentil 50, donde el valor de la desviación estándar se presenta en el orden de 68,6 MMSTB. Mientras que para la formación Hollín Inferior el valor que refleja la estimación de POES mas probables es 224 MMSTB, el cual representa la mediana o percentil 50 y cuya desviación estándar se encuentra en el orden de 166,7 MMSTB.

Tabla 3.1 Parámetros estadísticos generado por Crystal Ball
Fuente: Rivadeneira, A., Quezada, F., 2018

Estadística	Previsión: POES Hollín Superior		Previsión: POES Hollín Inferior	
	Ajustar: Logarítmico normal	Valores de previsión	Ajustar: Beta	Valores de previsión
Pruebas	'---	1.000	'---	1.000
Caso base	'---	1,80E+08	'---	5,93E+08
Media	1,2806E+08	1,2796E+08	2,4855E+08	2,4855E+08
Mediana	1,1307E+08	1,1582E+08	2,2551E+08	2,2400E+08
Modo	8,7969E+07	'---	1,2807E+08	'---
Desviación estándar	6,9125E+07	6,8604E+07	1,6688E+08	1,6697E+08
Varianza	4,7783E+15	4,7065E+15	2,7850E+16	2,7878E+16
Sesgo	1,7	1,75	0,5285	0,5277
Curtosis	8,54	9,59	2,54	2,54

Coefficiente de variación	0,5398	0,5361	0,6714	0,6718
Mínimo	-4,9220E+06	2,5103E+07	-2,1263E+07	-4,4767E+06
Máximo	∞	6,9442E+08	7,9659E+08	7,9700E+08
Error estándar medio	'---	2,1695E+06	'---	5,2799E+06

Para de esta manera obtener que el POES probabilístico total de la formación Hollín es:

$$POES = N_{sup} + N_{inf}$$

$$POES = 1,1582 * 10^8 + 2,2400 * 10^8$$

$$POES = 3,3982 * 10^8 \text{ STB}$$

3.1.2.2. Sensibilidad del POES a los parámetros petrofísicos

La Figura 3.2 y Figura 3.3 muestran gráficos de sensibilidad para ambas formaciones, los cuales permiten la medida en que un supuesto dado puede afectar un resultado, para el presente caso, estos supuestos están dados por el espesor, porosidad y saturación.

Al dar inicio con la simulación de Montecarlo, el software Crystal Ball realizó una clasificación para los parámetros que intervienen en la estimación de POES, permitiendo mediante un gráfico de barras identificar la importancia de cada uno de los parámetros.

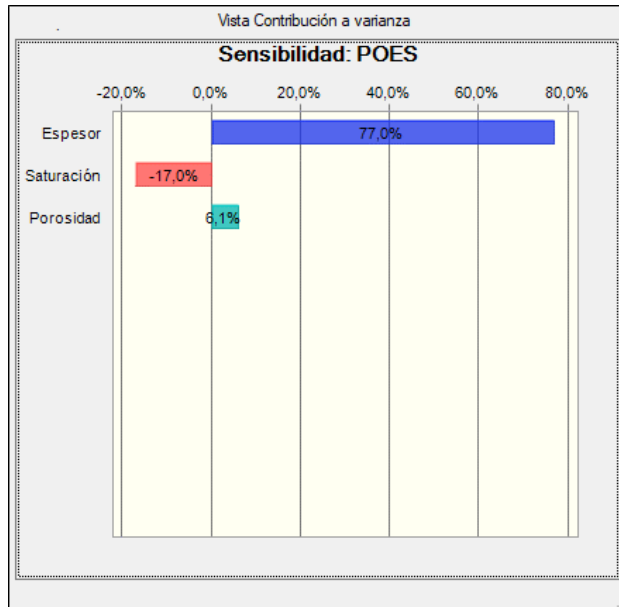


Figura 3.2 Sensibilidad del POES de la formación Hollín Superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Para el presente caso se puede observar en la Figura 3.2 que, para la formación Hollín Superior el parámetro que afecta significativamente es el espesor con un porcentaje del 77.0%, con un porcentaje del 17.0% la saturación de agua y en menor cantidad la porosidad con tan solo un 6.1%.

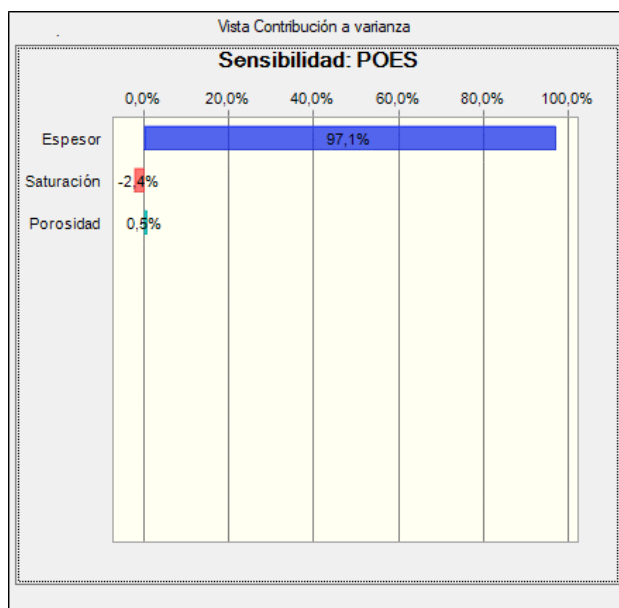


Figura 3.3 Sensibilidad del POES de la formación Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

La Figura 3.3 muestra la sensibilidad de los distintos parámetros para estimación de POES en la formación Hollín Inferior, para la cual se obtuvo que afecta en mayor porcentaje a la estimación los valores de espesor con un porcentaje del 97.1%, luego con un menor porcentaje del 2.4% la saturación de agua y finalmente la porosidad con tan solo un 0.5%.

La sensibilidad que presenta la estimación de POES a cada uno de los parámetros petrofísicos empleados puede ser observada de mejor manera en la Figura 3.4, mostrando gráficos de dispersión de los valores simulados para porosidad, espesor neto y saturación de agua.

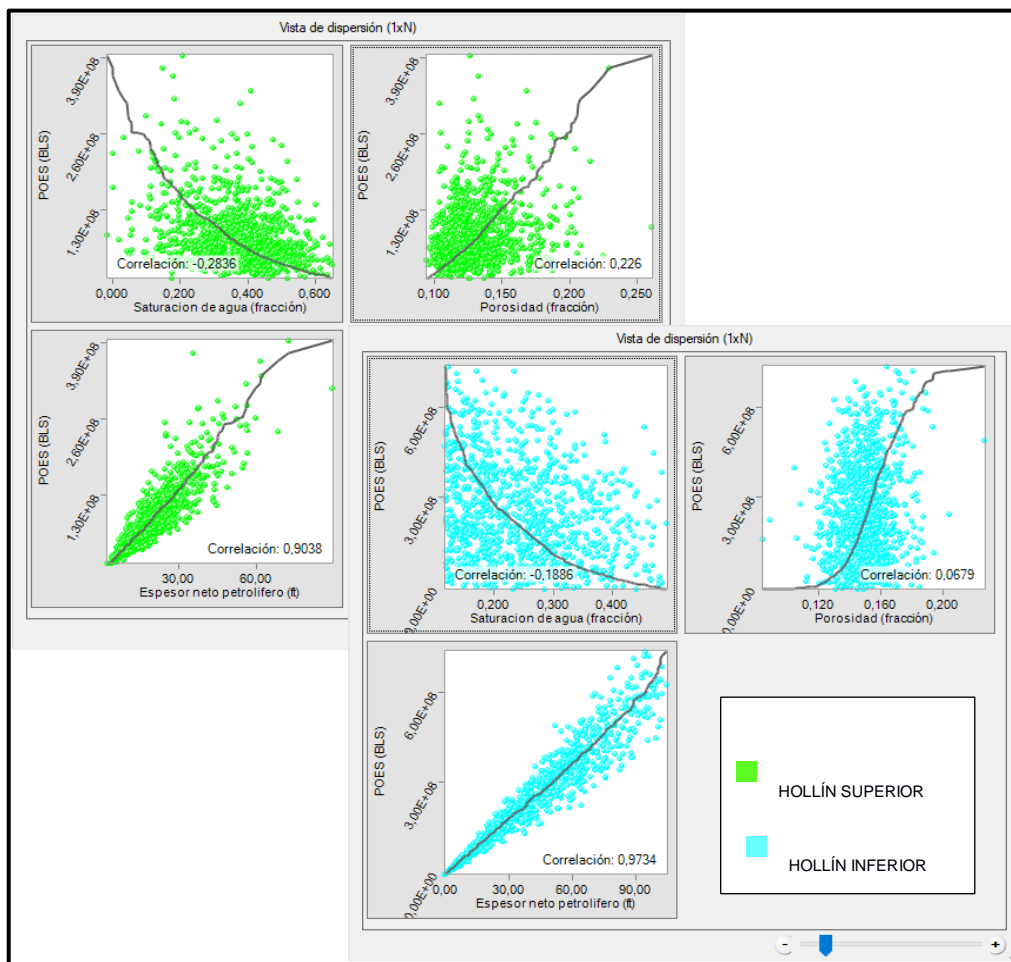


Figura 3.4 Dispersión de parámetros petrofísicos
 Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Cada uno de los gráficos expuestos en la Figura 3.4, muestran los mil valores simulados para cada uno de los parámetros petrofísicos, tanto para la formación Hollín Superior con una tonalidad verde y la formación Hollín Inferior con una tonalidad turquesa.

En las gráficas de POES vs Espesor Neto Petrolífero se puede apreciar que ambas dispersiones se ajustan de mejor manera a la tendencia marcada por dichos valores, es decir que, existe una alta correlación entre estas dos variables, lo que ratifica que el parámetro espesor es el más sensible dentro de la ecuación volumétrica significando que cualquier variación de dicho rango provocará significativas variaciones al POES.

En cambio, los valores de saturación de agua y porosidad, cuyos rangos de dispersión permiten que esta tendencia no se vea afectada en gran medida si variamos algún valor, por ende, el POES no se afectara significativamente. Además, a correlación entre el POES y la saturación de agua es negativa, ya que impacta de manera negativa al POES, es decir, mientras incrementa la saturación de agua el POES disminuye.

3.1.2.3. Elasticidad de los parámetros petrofísicos

La siguiente grafica muestra los valores de elasticidad, la cual representa la relación entre el porcentaje que varía el POES a causa de la variación de cierto porcentaje de alguno de los parámetros espesor neto, porosidad y saturación de agua; y dicha variación de los parámetros.

Hollín Inferior

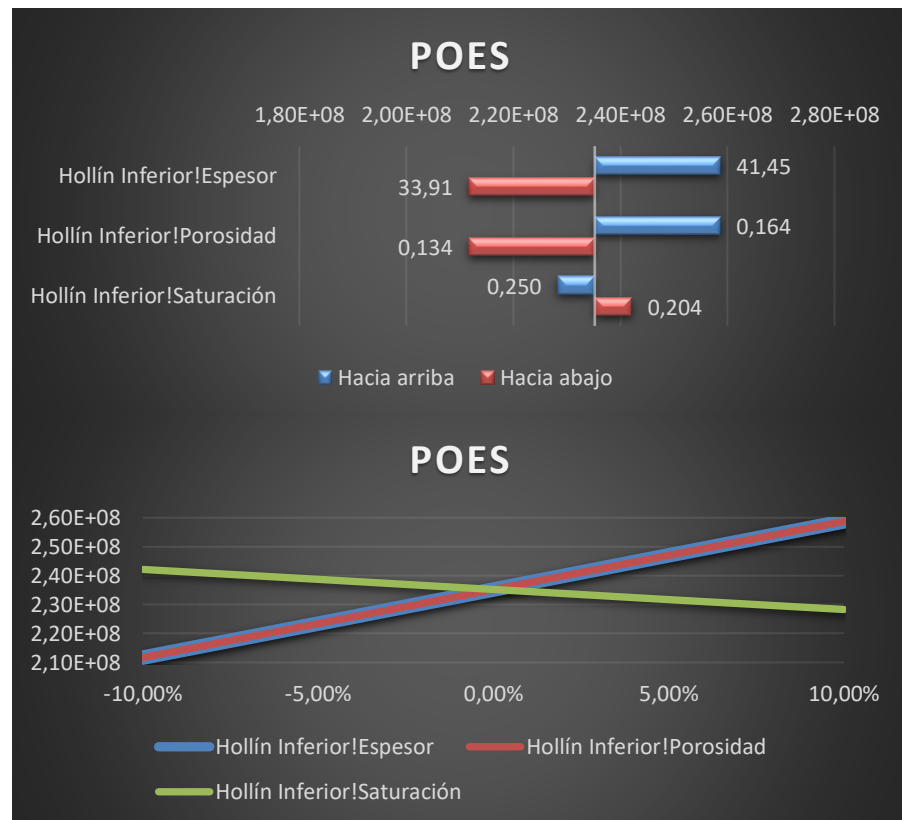


Figura 3.5 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

En este caso podemos observar que tanto para el espesor neto y la porosidad el valor de elasticidad es 1, es decir que si se varia en 10% el espesor neto y la porosidad, el valor de POES variará en la misma cantidad porcentual; mientras que para la saturación de agua, dicho valor es 0.29, lo que significa que para una variación del 10% en este parámetro el POES variará un 2.9%, por lo que se puede establecer que para una variación del 10% de cada parámetro, debido a lo antes explicado, el parámetro de saturación de agua será el que varíe el POES en menor cantidad.

Tabla 3.2 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Inferior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Variable de entrada	Elasticidad ¹	POES				
		-10,00%	-5,00%	0,00%	5,00%	10,00%
Hollín Inferior Espesor	1,00	2,12E+08	2,23E+08	2,35E+08	2,47E+08	2,59E+08
Hollín Inferior Porosidad	1,00	2,12E+08	2,23E+08	2,35E+08	2,47E+08	2,59E+08
Hollín Inferior Saturación	-0,29	2,42E+08	2,39E+08	2,35E+08	2,32E+08	2,28E+08

Hollín Superior

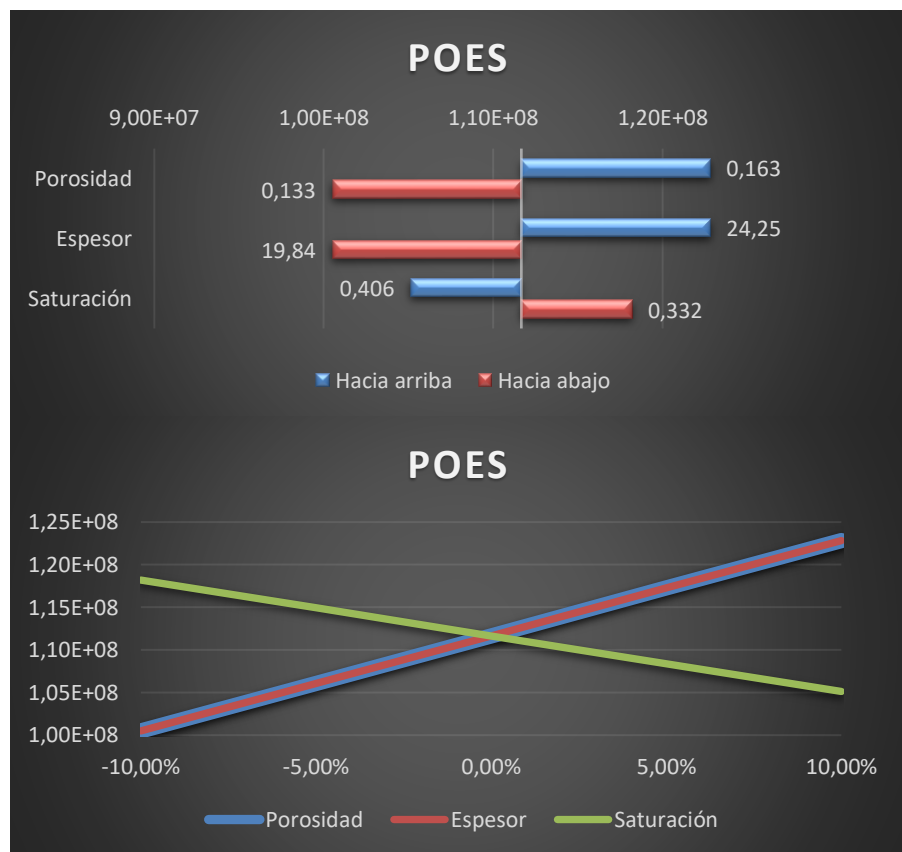


Figura 3.6 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Para la formación Hollín Superior, al igual que en la Inferior podemos observar que tanto para el espesor neto y la porosidad el valor de elasticidad es 1, es decir que si se varia en 10% el espesor neto y la

porosidad, el valor de POES variará en la misma cantidad porcentual; para este caso la saturación de agua, presenta una elasticidad 0.59, lo que significa que para una variación del 10% en este parámetro el POES variará un 5.9%, por lo que se puede establecer que para una variación del 10% de cada parámetro, debido a lo antes explicado, el parámetro de saturación de agua será el que varíe el POES en menor cantidad.

Tabla 3.3 Elasticidad de parámetros petrofísicos en Hollín Superior
Fuente: Oracle Crystal Ball, 2011

Variable de entrada	Elasticidad ¹	POES				
		-10,00%	-5,00%	0,00%	5,00%	10,00%
Porosidad	1,00	1,00E+08	1,06E+08	1,12E+08	1,17E+08	1,23E+08
Espesor	1,00	1,00E+08	1,06E+08	1,12E+08	1,17E+08	1,23E+08
Saturación	-0,59	1,18E+08	1,15E+08	1,12E+08	1,08E+08	1,05E+08

Cabe recalcar que se presentan valores de elasticidad para la saturación de agua con signos negativos, esto debido a que dicho parámetro es negativo dentro de la ecuación.

3.2. Comparación de estimaciones de POES

3.2.1. Análisis por formaciones

Para poder obtener la estimación del POE para la formación Hollín del campo Palo Azul, fue necesario calcular por separado la formación Hollín Superior e Inferior, por lo cual se vuelve indispensable la comparación por cada arena en relación con cada método empleado en el presente proyecto, es por esta razón que se muestra la tabla 3.4

Tabla 3.4 Comparación con caso base y formaciones Hollín Superior e Inferior
Fuente: Rivadeneira, A., Quezada, F., 2018

		Caso Base	Método Volumétrico	Método Probabilístico
POES	Hollín Superior	116336250	116240000	115820000
	Hollín Inferior	224228521	223970000	224000000
Diferencia con caso base	Hollín Superior		96250	516250
	Hollín Inferior		258521	228521
% de variación	Hollín Superior		0,083%	0,444%
	Hollín Inferior		0,115%	0,102%

En la tabla anterior, se puede observar que para la arena Hollín Superior, la diferencia existente entre el método volumétrico y el caso base generado por el personal del departamento del Activo Palo Azul, es de 96250 STB, representando una diferencia del 0,083%, mientras que por medio del método probabilístico se obtiene una diferencia de 516250 STB, que representa el 0.444 % del caso base, pudiendo receptar que el método que más se aleja del caso obtenido mediante un análisis de modelo estático es el método probabilístico.

Además, para la arena Hollín Inferior, la diferencia existente entre el método volumétrico y el caso base es de 258521 STB, representando un porcentaje de 0,115%, mientras que por medio del método probabilístico se obtiene una diferencia de 228521 STB, que representa el 0,102 % del caso base, pudiendo receptar que el método que más se aleja del caso obtenido mediante un análisis de modelo estático es el método volumétrico.

3.2.2. Análisis de Formación Hollín

Una vez expuestos los resultados obtenidos por cada uno de los métodos empleados para la estimación del POES, establecemos la comparación de éstas, con un valor base, el cual para este caso es de 340564771 STB, siendo éste, el último valor aprobado por la SHE para la formación Hollín del Campo Palo Azul; obtenido mediante el modelo estático.

Tabla 3.5 Comparación de POES estimados
Fuente: Rivadeneira, A., Quezada, F., 2018

	POES Base	Método Volumétrico	Método Probabilístico
POES		340209972,4	339820000
Diferencia con caso base	340564771	354798,6	744771
% de variación		0,1042%	0,2187%

En la tabla 3.5 se presenta que para la estimación obtenida mediante el método volumétrico en comparación con el caso base la diferencia en la estimación es de 354798.6 STB, representando el 0.104%. Si se compara el método probabilístico con el caso base, se obtiene una variación de alrededor de 744771 STB, que representa el 0.2187%.



Figura 3.7 Grafico Comparativo de POES
Fuente: Rivadeneira, A., Quezada, F., 2018

De las comparaciones anteriores se puede inferir que la variabilidad entre los dos métodos y el caso base, es que éste último implica la utilización del modelo estático de yacimiento. La diferencia existente entre el POES volumétrico y probabilístico radica en la forma de cálculo hecha para los

parámetros petrofísicos, ya que en el volumétrico dichos parámetros son un promedio de todos los datos de pozos productores del campo, mientras que, en el probabilístico, adicionalmente los datos se respaldan bajo una distribución probabilística, que a su vez simuló 1000 valores adicionales calculando así el POES probabilístico.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- La cuantificación de la incertidumbre de las variables de entrada mostró cinco tipos de distribuciones de probabilidad características: Beta, Logarítmica normal, Logística, Weibull y Triangular.
- La distribución de probabilidad para el POES obtenido por la simulación Montecarlo se ajustaron a un tipo Logarítmica normal para la formación Hollín Superior, mientras que para la formación Hollín Inferior se ajustó a una distribución Beta.
- El parámetro petrofísico que presenta un alto grado de sensibilidad para la estimación del POES en el presente caso de estudio, es el Espesor Neto Saturado, tanto para la formación Hollín Superior e Inferior; debido a que presenta mayor variabilidad en sus datos en comparación a los de porosidad y saturación de agua.
- Al existir un cambio porcentual en cualquiera de los parámetros usados, para la variación del espesor neto y la porosidad se obtuvo que el POES varía en el mismo porcentaje, mientras que para una cierta variación porcentual de la saturación de agua el POES variará en un porcentaje menor que en el que este variando dicho parámetro.
- El valor de POES escogido como resultado para el método probabilístico es la mediana o percentil cincuenta, ya que es el valor considerado como el 50 % más probable, por ende, el valor que posee la mayor probabilidad de aproximarse de mejor forma al valor real.
- El valor de POES probabilístico para la formación Hollín fue de 339,82 MMSTB, siendo menor que el POES determinístico con un valor de 340,21

MMSTB, lo que induce un mayor riesgo en los compromisos volumétricos de producción.

- La variación existente entre el POES probabilístico y el POES Base que representa un cálculo geoestadístico es de 744771 STB que representando el 0,2187%, mientras que relacionando el POES determinístico la diferencia es de 354798,6 STB representando el 0,1042 %; observando que el método con una mejor aproximación al Método Geoestadístico es el Método Determinístico.

4.2. Recomendaciones

- Es recomendable utilizar otros métodos de estimación de POES, para tener una mejor inferencia de las incertidumbres ocasionadas por los parámetros que intervienen en los distintos métodos.
- Para una mejor aproximación de POES, el factor volumétrico debe ser seleccionado aplicando pruebas de consistencia a los análisis PVT disponibles para seleccionar el más representativo.
- En cuanto sea posible, correr registros no convencionales de dispersión dieléctrica en pozos que mantengan características iniciales, para obtener datos de saturación de agua más cercanos al real.
- Utilizar modelos de distribución basados en estudios del comportamiento de pozos vecinos, que posean características similares a las del yacimiento del caso de estudio.
- Realizar sometimientos de reservas dirigido a calcular el POES oficial, en tanto nuevos modelos sedimentológicos muestren resultados en los topes estratigráficos en el campo.

BIBLIOGRAFÍA

- B.C. Craft y M.F. Hawkins, J. (1991). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. New Jersey: Hall PTR.
- Caiza, B., & Mendez, E. (Febrero de 2014). Análisis de Técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños por migración de finos en el reservorio Hollín, en el Campo Palo Azul. Quito, Ecuador.
- Centeno Werner R. R. (Noviembre de 2002). Simulación de Montecarlo y su aplicación en la ingeniería en Geotécnica. Caracas, Venezuela.
- Díaz Vieira, M. A. (2002). *Geoestadística Aplicada*. México: Instituto de Geofísica, UNAM.
- Escobar Macualo, F. H. (2006). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Huila: Universidad Surcolombiana.
- Illana, J. I. (Enero de 2013). *Métodos Monte Carlo*.
- Marcano, A. V. (2011). *Estrategia de explotación del yacimiento B-inferior VGL-3693 mediante un modelo estocástico*. Maracaibo.
- Minitab. (2017). *Soporte de Minitab*. Obtenido de <https://support.minitab.com/es-mx/minitab/18/help-and-how-to/statistics/basic-statistics/supporting-topics/normality/what-is-the-normal-distribution/>
- París de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- PDVSA. (1997). *Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos*. Maracaibo: CIED.