

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

“ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE  
BALANCE DE MATERIALES PARA LA ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO  
ORIGINAL EN SITIO DELAARENA U, PERTENECIENTE AL CAMPO  
PUCUNA”

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo a la obtención del Título de:

### **INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

José Antonio Proaño Murillo

Wilson Andrés González Aguilera

GUAYAQUIL-ECUADOR

2019

## **DEDICATORIA**

El presente proyecto lo dedico a mi familia, quienes me han apoyado incondicionalmente durante toda mi carrera profesional, gracias a ellos por impartirme sabiduría y los valores que hoy me definen como persona, en especial a mis padres, tíos y abuelos que se preocuparon por mi bienestar en todo momento. A mi primo Oscar que ha sido mi hermano mayor y siempre me brindo su apoyo. A mis amigos Franks, Paúl y Cristian por hacer de la universidad un mejor lugar. A mis maestros, por sus enseñanzas y experiencias compartidas.

José Antonio Proaño Murillo

## DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico primero a Dios que me ha sabido guiar hacia el camino correcto y siempre me ha dado la fuerza para vencer cualquier barrera que se me presentó durante mi vida universitaria. En segundo lugar están mi padre y mi madre, quienes han sabido inculcarme valores y me han enseñado a ser una persona responsable durante toda mi vida. Por último están mi hermano y mi tío Johnny Druet que en paz descansa, quienes siempre me aconsejaron desde pequeño y tuvieron siempre ese afecto conmigo en todo momento.

Wilson Andrés González Aguilera

## **AGRADECIMIENTOS**

A los directores de la materia integradora Msc. Fernando Sagnay y Msc. Danilo Arcentales que gracias a sus conocimientos impartidos fue posible la elaboración de esta tesis. Ala Ing. Karen Loor y a los profesores de la carrera por su apoyo en todo momento.

José Antonio Proaño Murillo

Wilson Andrés González Aguilera

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; José Proaño, Wilson González, y 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”

---

José Antonio Proaño Murillo

---

Wilson Andrés González Aguilera

## **EVALUADORES**

---

**MSc. Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**ING. Karen LOOR**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

El proyecto de grado que se presenta a continuación, propone una metodología para actualizar el petróleo original in situ (POES) del campo Pucuna, por lo cual se desea calcular las reservas con las que aún cuenta el campo, para saber si es económicamente rentable seguir produciendo y así evitar gastos innecesarios para la empresa encargada (PetroAmazonas) en caso de no ser rentable.

Para el desarrollo de la construcción del modelo de balance de materiales, se usó el software de ingeniería de yacimientos (MBAL) y junto con el software de producción (OFM) se elaboró un análisis de las curvas de declinación de la producción de dicho campo, además se estimó el POES mediante los métodos: volumétrico, probabilístico y balance de materiales; también se determinó la tasa y el tipo de declinación para el yacimiento junto con la predicción y validación de las reservas remanentes en desarrollo y no desarrolladas en el programa OFM.

Como resultados del análisis de producción, se obtuvo el comportamiento de la RGP del yacimiento, también con la recolección de datos PVT y posterior calibración, se introdujeron dichos valores al simulador MBAL, donde nos dió valores más precisos del comportamiento real del yacimiento, luego se calculó el POES y se lo comparó con el POES oficial, para luego predecir la producción futura de los pozos activos en el campo Pucuna.

Al final de nuestro estudio se podrá concluir la cantidad de reservas remanentes del campo y si es rentable seguir produciendo de él.

**Palabras claves:** POES, reservas remanentes, tasa y tipo de las curvas de declinación de la producción.

## **ABSTRACT**

The following project is a proposition of the methodology that updates the Original Oil In Place (OOIP) of the “PUCUNA” field. For which the goal, it is to calculate the reserves that are currently on the site, so it can be determinate that if the production is still profitable or otherwise avoid unnecessary expenses to the company in charge (PetroAmazonas).

For the development of the material balance model, it was used the “MBAL” engineering software with the “OFM” software of production, where an analysis of the declination curves of production of the field was elaborated. Also, the OOIP was estimated through the volumetric, probabilistic and material balance methods. In addition, the rate and declination for the reservoir was determined and finally the prediction and validation of the remaining reserves in development and nor, in the OFM program.

As results of the production analysis, the behavior of the GOR of the reservoir was obtained, and with the PVT data that was collected and calibrated, the quantities where used in the MBAL simulator, where it was able to calculate more precise values of the behavior of the reservoir. Finally, the OOIP was obtained and compared with the official OOIP, in which it was able to predict the future productions of the active wells in the “PUCUNA” field.

At the end of this project, it will be able to determine the actual quantities of the remaining reserves of the field, and if it is profitable to continue the production on it.

**Keywords:** *OOIP, remaining reserves, rate and type of decline production curves.*



# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	i
ABSTRACT .....	ii
ÍNDICE GENERAL.....	iii
ABREVIATURA.....	vi
SIMBOLOGÍAS .....	vii
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	ix
ÍNDICE DE TABLAS .....	xii
CAPITULO 1 .....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.1 Descripción del problema .....	1
1.2 Justificación del problema.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo General .....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Antecedentes del campo.....	3
1.4.2 Ubicación Geográfica.....	4
1.4.3 Marco geológico.....	5
1.4.4 Fundamentos de ingeniería de yacimientos .....	7
1.4.4.1 Aspecto Geológico .....	7
1.4.4.2 Fuente de hidrocarburos.....	8
1.4.4.3 Clasificación del yacimiento de acuerdo al estado del fluido. ....	8
1.4.4.3.1 Yacimiento de petróleo negro o de baja volatilidad. ....	9
1.4.4.3.2 Yacimiento de petróleo volátil.....	9
1.4.4.3.3 Yacimiento de gas condensado o retrógrado. ....	10

1.4.4.3.4 Yacimiento de gas húmedo. ....	11
1.4.4.3.5 Yacimiento de gas seco.....	11
1.4.4.4 Mecanismos de producción de yacimientos.....	13
1.4.4.5 Definición y Clasificación de las reservas. ....	16
1.4.5 Métodos para el cálculo de reservas (POES). ....	16
1.4.5.1 Método volumétrico.....	17
1.4.5.2 Ecuación de balance de materiales. ....	17
1.4.5.3 Método estadístico o probabilístico. ....	25
1.4.5.4 Estimación de reservas aplicando el uso de curvas de declinación.....	26
1.4.5.4.1 Conceptos básicos. ....	27
2. METODOLOGÍA .....	33
2.1 Métodos para el cálculo del POES.....	34
2.1.1 Método Volumétrico .....	34
2.1.2 Método Probabilístico.....	35
2.1.3 Método de balance de materiales .....	35
2.1.3.1 Análisis del historial de presión .....	35
2.1.3.2 Análisis del historial de producción .....	36
2.1.3.3 Generación del PVT sintético, corrida en el MBAL, la calibración de la data y análisis de sensibilidad de la data .....	36
2.2 Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas. ....	37
2.2.1. Criterios para Determinar el tipo de declinación.....	37
2.2.2. Análisis de la producción.....	38
2.2.3. Análisis del origen del agua. ....	38
2.2.4. Análisis del sistema de levantamiento. ....	38
2.2.5. Pronóstico mediante el modelo de declinación. ....	38

2.3. Calculo de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas.....	39
2.3.1 Reservas recuperables .....	39
2.3.2 Reservas no recuperables .....	39
2.3.3 Reservas remanentes .....	39
2.3.4 Reservas no desarrolladas.....	39
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS. ....	40
3.1.- POES volumétrico.....	40
3.2 POES probabilístico .....	41
3.3 POES por Balance de Materiales.....	53
3.3.1 Análisis de la producción en función del tiempo.....	53
3.3.2 Estimación de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas .....	71
3.3.3 Resultados finales del POES y porcentaje de error con respecto al oficial. .	75
3.3.4 Discretización de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas.....	76
3.3.4.1.- Reservas recuperables .....	76
3.3.4.2.- Reservas no recuperables .....	76
3.3.4.3.- Reservas remanentes .....	77
3.3.4.4.- Reservas remanentes desarrolladas (hasta 2049): .....	77
3.3.4.5.- Reservas remanentes no desarrolladas (hasta 2049): .....	77
4.Conclusiones y recomendaciones.....	80
4.1 Conclusiones .....	80
4.2 Recomendaciones .....	82
Bibliografía .....	82

## ABREVIATURA

$P_i$	Presión inicial de yacimiento
P	Presión
EBM	Ecuación de balance de materiales
Mbal	<i>Material Balance</i> , software de PetroleumExperts
OFM	<i>Oilfield Manager</i> , Software de Schlumberger
DDI	Empuje por depletación.
SDI	Empuje por segregación de la capa de gas
WDI	Empuje por intrusión de agua
EDI	Empuje por expansión de agua y roca
F	Extracción
Eo	Expansión del petróleo y su gas inicial disuelto
Eg	Expansión de la capa de gas y el gas disuelto
Efw	Expansión de agua por el cambio de volumen poroso total
Le	Límite económico
Fr	Factor de recobro

## SIMBOLOGÍAS

A	Área del yacimiento
h	Espesor del yacimiento
$\emptyset$	Porosidad de la formación
$\Delta p$	Cambio en la presión del yacimiento en Pi-P
N	Petróleo Original in-situ ' <i>POES</i> '
Np	Producción acumulada de Petróleo.
Gp	Producción acumulada de Gas.
Wp	Producción acumulada de Agua.
Rp	Relación acumulada de Gas-Petróleo
Wi	Inyección acumulada de Agua.
Gi	Inyección acumulada de Gas.
G	Capa inicial de gas
Gor	Relación instantánea Gas-Petróleo
PV	Volumen Poroso de la formación
q	Tasa de petróleo
D	Tasa de declinación
qi	Tasa inicial de petróleo

t	Tiempo
C	Costo de producción
R <sub>si</sub>	Solubilidad inicial de Gas.
R <sub>s</sub>	Solubilidad de Gas.
B <sub>oi</sub>	Factor inicial volumétrico de formación de Petróleo.
B <sub>o</sub>	Factor de formación volumétrico de Petróleo.
B <sub>gi</sub>	Factor inicial de formación volumétrico de Gas.
B <sub>ginj</sub>	Factor de formación volumétrico de gas inyectado
B <sub>g</sub>	Factor de formación volumétrico de Gas.
WE	Influjo Acumulado de Agua
m	Relación del volumen inicial de la capa de gas del yacimiento para el volumen inicial de petróleo en el yacimiento.
C <sub>w</sub>	Compresibilidad del agua
C <sub>f</sub>	Compresibilidad de la Formación.
S <sub>wi</sub>	Saturación inicial de Agua.
b	Coeficiente de declinación de Arps
q <sub>l</sub>	Tasa límite económica por porcentaje de agua y sedimento
t <sub>a</sub>	Tiempo de abandono

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<b>Ilustración 1.1</b> Ubicación del campo Pucuna en la cuenca oriente. ....	5
<b>Ilustración 1.2</b> Modelo Estructural del Campo Pucuna. ....	6
<b>Ilustración 1.3</b> Columna Estratigráfica del Campo Pucuna. ....	7
<b>Ilustración 1.4</b> Diagrama de fases del petróleo negro. ....	9
<b>Ilustración 1.5</b> Diagrama de fases del petróleo volátil. ....	10
<b>Ilustración 1.6</b> Diagrama de fases de gas condensado. ....	10
<b>Ilustración 1.7</b> Diagrama de fases de gas húmedo. ....	11
<b>Ilustración 1.8</b> Diagrama de fases de gas seco. ....	12
<b>Ilustración 1.9</b> Influencia del mecanismo de producción en el factor de recobro de petróleo. ....	15
<b>Ilustración 1.10</b> Representación de la EBM en yacimientos de petróleo. ....	18
<b>Ilustración 1.11</b> Grafica F vs Eo. ....	21
<b>Ilustración 1.12</b> Grafica F vs Eo+mEg. ....	22
<b>Ilustración 1.13</b> Grafica F/Eo vs Eg/Eo. ....	23
<b>Ilustración 1.14</b> Grafica $F(E_o + E_{f,w})$ vs Np. ....	25
<b>Ilustración 1.15</b> Representación gráfica de distribuciones de probabilidad. ....	25
<b>Ilustración 1.16</b> Tipos de curvas de declinación de la tasa de .....	28
<b>Ilustración 1.17</b> Curvas de declinación con respecto a la constante b. ....	28
<b>Ilustración 1.18</b> Ecuaciones para los diferentes tipos de declinación. ....	29
<b>Ilustración 1.19</b> Curvas tipo adimensionales para el análisis de curvas de declinación .....	29
<b>Ilustración 1.20</b> Curvas de declinación para ajustar el tipo de declinación. ....	31
<b>Ilustración 1.21</b> Grafica RAP vs t de producción [conificación] .....	31
<b>Ilustración 1.22</b> Grafica RAP vs t de producción [Problemas de comunicación mecánica] .....	32
<b>Ilustración 1.23</b> Grafica RAP vs t de producción [Barrido normal] .....	32
<b>Ilustración 3.1.</b> Ajuste por lote de cada variable de la arena U superior. ....	44
<b>Ilustración 3. 2.</b> Ajuste por lote de la variable espesor de la arena U superior. ....	44
<b>Ilustración 3. 3</b> Ajuste por lote de la variable porosidad de la arena U superior. ....	45
<b>Ilustración 3. 4</b> Ajuste por lote de la variable saturación de agua de la arena U superior. ....	46
<b>Ilustración 3. 5</b> Definición de <i>previsión arena U superior</i> . ....	46

<b>Ilustración 3. 6</b>	Simulación de MonteCarlo de la arena U superior. ....	47
<b>Ilustración 3. 7</b>	Análisis de sensibilidad del POES Arena U superior. ....	47
<b>Ilustración 3. 8</b>	Correlación de dispersión de cada variable de la arena U superior. ...	48
<b>Ilustración 3. 9</b>	Ajuste por lote de cada variable de la arena U inferior. ....	48
<b>Ilustración 3. 10</b>	Ajuste por lote de la variable espesor de la arena U inferior. ....	49
<b>Ilustración 3. 11</b>	Ajuste por lote de la variable porosidad de la arena U inferior. ....	50
<b>Ilustración 3. 12</b>	Ajuste por lote de la variable saturación de agua de la arena U inferior.....	50
<b>Ilustración 3. 13</b>	Definición de previsión arena U inferior. ....	51
<b>Ilustración 3. 14</b>	Simulación de MonteCarlo Arena U inferior.....	51
<b>Ilustración 3. 15</b>	Análisis de sensibilidad del POES Arena U inferior. ....	52
<b>Ilustración 3. 16</b>	Correlación de dispersión de cada variable de la arena U superior.	52
<b>Ilustración 3. 17</b>	Análisis del comportamiento histórico de producción. ....	54
<b>Ilustración 3. 18</b>	Datos insertados del yacimiento- arena U superior. ....	56
<b>Ilustración 3. 19</b>	Datos de temperatura de yacimiento y presión inicial del.....	57
<b>Ilustración 3. 20</b>	PVT sintético-arena U superior.....	57
<b>Ilustración 3. 21</b>	Ingreso de datos para el matching con la data real del .....	58
<b>Ilustración 3. 22</b>	Parámetros recalculados con el matching-arena U superior. ....	58
<b>Ilustración 3. 23</b>	Verificación de PVT sintético calibrado- arena U superior.....	59
<b>Ilustración 3. 24</b>	<i>Ingreso de parámetros del tanque-arena U superior. ....</i>	59
<b>Ilustración 3.25</b>	Ingreso manual de la compresibilidad de la roca-arena U superior....	60
<b>Ilustración 3. 26</b>	Ingreso de datos de permeabilidad relativa-arena U superior. ....	60
<b>Ilustración 3. 27</b>	Ingreso del historial de producción- arena U superior. ....	61
<b>Ilustración 3. 28</b>	Corrida de simulación-arena U superior. ....	61
<b>Ilustración 3. 29</b>	Primera simulación de presiones-arena U superior. ....	62
<b>Ilustración 3. 30</b>	Cálculo de sensibilidad para la compresibilidad de .....	62
<b>Ilustración 3. 31</b>	Selección de la mejor compresibilidad de roca-arena U superior.....	63
<b>Ilustración 3. 32</b>	Cotejo de presiones simuladas con presiones .....	63
<b>Ilustración 3. 33</b>	Mecanismo de empuje-arena U superior.....	64
<b>Ilustración 3. 34</b>	POES calculado-arena U superior.....	64
<b>Ilustración 3. 35</b>	Verificación de PVT sintético calibrado- arena U inferior.....	65
<b>Ilustración 3. 36</b>	Ingreso de parámetros del tanque-arena U inferior. ....	65
<b>Ilustración 3. 37</b>	Ingreso manual de la compresibilidad de la roca-arena U inferior.....	66



<b>Ilustración 3. 38</b>	Ingreso de datos de permeabilidad relativa-arena U inferior. ....	66
<b>Ilustración 3. 39</b>	Ingreso del historial de producción-arena U inferior. ....	67
<b>Ilustración 3. 40</b>	Corrida de simulación-arena U inferior. ....	67
<b>Ilustración 3. 41</b>	Primera simulación de presiones-arena U inferior. ....	68
<b>Ilustración 3. 42</b>	Cálculo de sensibilidad para la compresibilidad de la roca-arena U inferior.....	68
<b>Ilustración 3. 43</b>	Selección de la mejor compresibilidad de roca-arena U inferior.....	69
<b>Ilustración 3. 44</b>	Cotejo de presiones simuladas con presiones reales-arena U inferior. ....	70
<b>Ilustración 3. 45</b>	Mecanismo de empuje-arena U inferior.....	70
<b>Ilustración 3. 46</b>	POES calculado-arena U inferior.....	71
<b>Ilustración 3.47</b>	Comportamiento histórico de producción para una declinación natural. Selección del periodo más representativo de la arena U.....	72
<b>Ilustración 3.48</b>	PUCUNA Arena U: Modelo armónico $b=1$ y $D_i=0.107288$ A.n. ....	72
<b>Ilustración 3. 49</b>	Ingreso del modelo de declinación en OFM para estimación de reservas desarrolladas. ....	73
<b>Ilustración 3.50</b>	Estimación de reservas desarrolladas hasta 2049. ....	74
<b>Ilustración 3.51</b>	Estimación de reservas desarrolladas hasta 2027. ....	75
<b>Ilustración 3.52</b>	Discretización de reservas Arena U-Campo Pucuna. Caso optimista. ....	78
<b>Ilustración 3.53.</b>	Discretización de reservas Arena U-Campo Pucuna. Caso menos optimista. ....	79

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Coordenadas del Campo Pucuna. (Mier, 2015).....	4
Tabla 1.2 Tipos de fluidos. (Ferrer, 2009).....	12
Tabla 1.3 Características de los mecanismos de producción. (Escobar, 2002) .....	14
Tabla 2.1 Correlación para Cf, (Petroleum Experts, 2005) .....	37
Tabla 3. 1 Parámetros petrofísicos de la arena U superior. (Petroamazonas EP) .....	40
Tabla 3. 2 Parámetros petrofísicos de la arena U inferior. (Petroamazonas EP) .....	40
Tabla 3.3 Data petrofísica por pozo arena U superior. (Agila, 2012) .....	41
Tabla 3.4 Data petrofísica por pozo arena U inferior, (Agila, 2012) .....	42
Tabla 3.5 Resumen POES- Método Probabilístico. ....	53
Tabla 3.6 Data arena U superior para PVT sintético (Petroamazonas EP). ....	54
Tabla 3.7 Data arena U inferior para PVT sintético (Petroamazonas Ep).....	55
Tabla 3.8 Resumen POES. Método balance de materiales.....	71
Tabla 3.9 Tipo de declinación y Di de la arena U Campo Pucuna (OFM v2.0, 2014).....	73
Tabla 3.10 Comparación del POES calculados mediante las tres metodologías. ....	75

# CAPITULO 1

## 1. INTRODUCCION

La industria hidrocarburífera es una industria de la más antigua a nivel global, la cual se ha ido expandiendo en diversos países alrededor del mundo. En el Ecuador la producción y comercialización del petróleo es un factor importante para la economía del país, por tal motivo se deben efectuar planes de desarrollos petrolíferos eficientes y rentables.

Para la realización de un plan de desarrollo de un campo petrolero es necesario conocer los volúmenes iniciales, ya sea de petróleo o de gas, dependiendo del yacimiento en estudio. Una vez conocido este dato, el ente encargado del campo tomará las decisiones de cómo puede ser desarrollado y producido el campo, haciendo que las actividades sean lo menos riesgosa para el personal de campo. Adicional el personal encargado debe tener la suficiente experiencia para poder analizar o evaluar cualquier evento que pueda influir en el valor del POES o GOES en el yacimiento.

Estos volúmenes originales in situ deben ser actualizados cada cierto tiempo, ya que se debe conocer lo que aún puede aportar el yacimiento. Para poder así seguirlo produciendo de una manera rentable y en caso de que estos yacimientos se encuentren depletados, se esperaría que la producción acumulada se acerque al valor que se calculó al inicio de la vida productiva del yacimiento.

Otro término muy usado por los ingeniero de petróleo es el factor de recobro, el cual permite conocer la cantidad de petróleo o gas que puede ser recuperado del subsuelo, el cual dependerá del tipo de facilidades de producción que se esté usando para la explotación de hidrocarburos.

### 1.1 Descripción del problema

El campo Pucuna es un campo maduro, en donde el campo posee un dato del petróleo original in situ (POES) el cual puede estar subestimado, sabiendo que este fue calculado hace 30 años atrás mediante el método volumétrico. Debido a que en esa época no se contaba con un historial de producción, ni de presión, esto pudo haber llevado a una sobreestimación o subestimación del POES. Por tal razón es necesario comparar ese valor,

para determinar el grado de error que posee dicho dato con un valor actual del POES estimado mediante el método de balance de materiales. En la actualidad poseemos mayor cantidad de data del campo y se complementa con el historial de producción, para proporcionar un valor más cercano al POES original del campo y a su vez pronosticar la producción a futuro de los pozos en producción del campo PUCUNA.

Para desarrollar los métodos para el cálculo del POES, es necesario tener cierta información; como por ejemplo: si se va usar el método volumétrico para su estimación, necesitaríamos información obtenida de análisis de núcleos y registros eléctricos; para poder estimar la porosidad, volumen total de la formación, saturación de fluidos y el factor volumétrico de petróleo es obtenido del análisis de fluido a condiciones iniciales. El uso de este método a veces puede llegar a un cierto grado de incertidumbre, debido a que se usa poca data y esto puede incurrir que no se esté calculando un valor más preciso del POES y a su vez conllevar a malas planificaciones a futuro por parte del país, para el desarrollo del campo.

Otro método empleado para la estimación del POES es el método de balance de materiales, el cual tiene una mayor probabilidad de arrojar un valor más preciso del POES del campo, debido a que usa una mayor cantidad de data para su predicción; para usar este método necesitaremos tener el historial de producción del campo, historial de presión, etc..., y con esto se podría caracterizar de mejor manera el yacimiento y a su vez compararlo con el POES obtenido mediante el método volumétrico.

## **1.2 Justificación del problema**

Debido a que el campo Pucuna cuenta con pozos en producción en la actualidad, realizar la estimación del POES mediante el método volumétrico vendría siendo algo monótono, ya que es el método más básico y sencillo de realizar y es lo que generalmente se hace en campo. Por este motivo, con la ayuda de otra información disponible del campo, como por ejemplo: data de geología, historiales de producción, propiedades PVT de los fluidos, se puede realizar una mejor afinación del POES del campo, usando la ecuación de balance de materiales y a su vez para la estimación de los hidrocarburos remanentes en el yacimiento a futuro, se puede usar curvas de declinación

de la producción, donde se puede hacer una extrapolación de las curvas, lo cual nos permitiría predecir las reservas esperadas.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Actualizar las reservas de la arena U, mediante la ecuación de balance de materiales para el cálculo del petróleo originalmente in situ (POES) del campo Pucuna, localizado en el Oriente Ecuatoriano.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Calcular el petróleo original in situ (POES) mediante el método volumétrico.
2. Estimar el petróleo original in situ (POES) mediante la ecuación de balance de materiales usando el software MBAL.
3. Determinar el petróleo original in situ (POES), mediante el método probabilístico, usando el software Crystal Ball.
4. Establecer el modelo y la tasa de declinación más característica del yacimiento.
5. Determinar las reservas a futuro para próximos planes de desarrollo del campo.
6. Pronosticar el volumen de las reservas remanente para un periodo de tiempo establecido.

### **1.4 Marco teórico**

#### **1.4.1 Antecedentes del campo**

El campo PUCUNA fue descubierto por la empresa Texaco en el año 1970, donde se perforó el pozo PUCUNA-01, el cual produjo 230 BPPD de la arena "T" y 740 BPPD de la arena Hollín, donde para ese tiempo no se lo consideraba rentable producir dicho campo, luego el campo paso a la compañía CEPE, la cual realizó una campaña sísmica del campo, donde se perforó el pozo PUCUNA-02, el cual arrojó una tasa de producción de 2553 BPPD de la arena Hollín, 120 BPPD de la arena U y 1583 BPPD de la arena T, donde en ese momento ya se lo consideraba rentable la explotación de hidrocarburos del campo. (Mier, 2015)

A mediados del año 2008, el campo Pucuna se le fue otorgado al Consorcio Petrolera CPA, el cual designó a la compañía SUELOPETROL como la operadora de dicho campo para el año 2008, donde se obtuvo una tasa de producción inicial de 2200 BPPD.(Mier, 2015)

Finalmente el Campo Pucuna fue devuelto al Estado Ecuatoriano a mediados del 2011, debido a que no se llegó a una negociación por el campo, lo cual hizo que el campo fuera nuevamente operado por EP PETROECUADOR, en donde hasta el año 2011 el Campo Pucuna posee un total de 12 pozos en producción y un pozo reinyector con una tasa de producción de 2300 BPPD.(Mier, 2015)

Hasta el año 2014, el Campo Pucuna poseía 17 pozos, donde 4 eran direccionales y 13 eran verticales, de donde se producían las arenas U,T, Basal Tena y Hollín, pero luego de un cierto tiempo de dejo de producir de ciertas arenas, debido al incremento de la producción de agua, como por ejemplo en la arena hollín que posee un acuífero muy extenso, por tal motivo las arenas de mayor interés en dicho campo son las arenas U y T.(Aillon, 2014).

#### 1.4.2 Ubicación geográfica

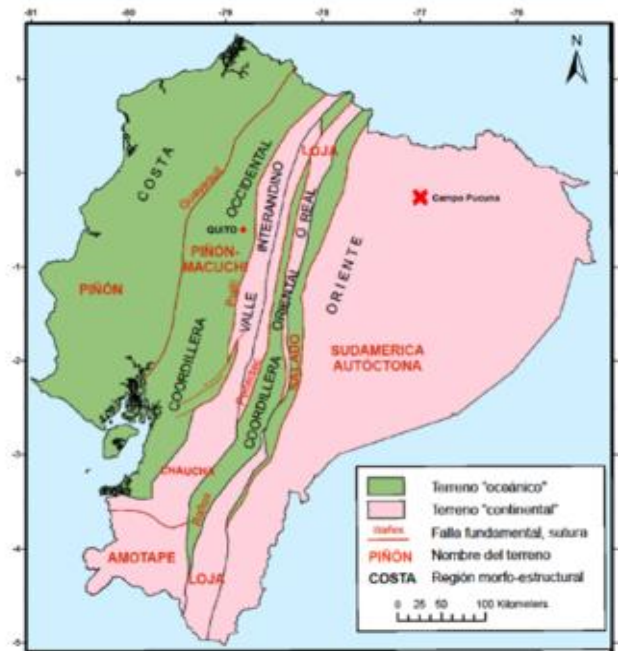
El campo Pucuna forma parte del bloque 44,operado por la empresa Petroamazonas EP, posee una extensión de 32 kilómetros cuadrados, se encuentra en la Provincia de Orellana en la Región Amazónica del Ecuador, está limitado al norte con el campo Palo Azul, al Suroeste con los campos Huachito, Biguno y Paraíso; y al Este con el campo Sacha.(Mier, 2015).

A continuación, en la Tabla 1.1 se muestran las coordenadas del campo Pucuna.

**Tabla 1.1 Coordenadas del Campo Pucuna. (Mier, 2015)**

Longitud	Latitud
76°58'00" oeste	00°13'00" sur
77°04'00" oeste	00°18'00" sur

En la Ilustración 1.1, se muestra la ubicación del campo Pucuna en el oriente ecuatoriano.



**Ilustración 1.1** Ubicación del campo Pucuna en la cuenca oriente.

**Fuente:** (Lopez, 2017)

### 1.4.3 Marco geológico

El marco geológico comprende la importancia de conocer las formaciones, su estratigrafía, litología inherente al campo, así como también su tiempo de vida productiva desde que inició la perforación de su primer pozo, los nuevos pozos para incrementar su producción, etc. Lo cual nos permitirá dar una mejor idea del funcionamiento de los yacimientos que se pretende estudiar para la aplicación del presente proyecto.

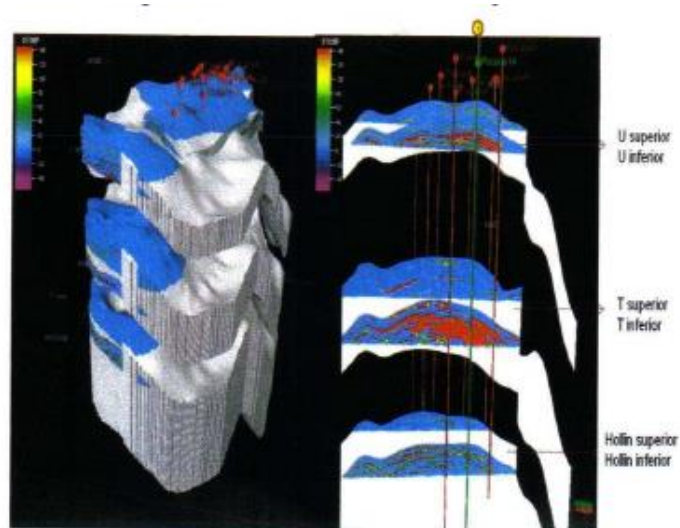
- **Yacimiento**

Un yacimiento puede ser definido como aquellas trampas debajo de la tierra formadas por una roca permeable y porosa, donde reside la acumulación de petróleo y gas, dentro de sus cavidades porosas.

- **Descripción estructural**

El Campo Pucuna presenta un anticlinal asimétrico, el cual buza a 8 ° en sentido NE-SO, su longitud es de 4.5 Km a lo largo de su eje, se encuentra limitado al este y al oeste por fallas normales e inversas, que pudieran representar especies de barreras al paso de fluidos.

Al límite sur, se describe un cierre estructural no perforado a la fecha del 2012, lo cual es característico de todos los horizontes productores de las arenas: Basal Tena, U, T y Hollín. (Agila, 2012)



**Ilustración 1.2** Modelo Estructural del Campo Pucuna.

**Fuente:** (Agila, 2012)

- **Descripción estratigráfica**

El Campo Pucuna posee rocas que datan de la edad del Jurásico al Cuaternario, las cuales están caracterizadas por las formaciones: Chapiza, Hollín, Napo, Tena, Tiyuyacu y Orteguzza. (Agila, 2012).

- **Descripción litológica.**

En el año 2012, el campo Pucuna producía de los siguientes yacimientos:

- Hollín inferior
- Hollín Superior
- T inferior
- T superior
- U inferior
- U superior
- Basal Tena



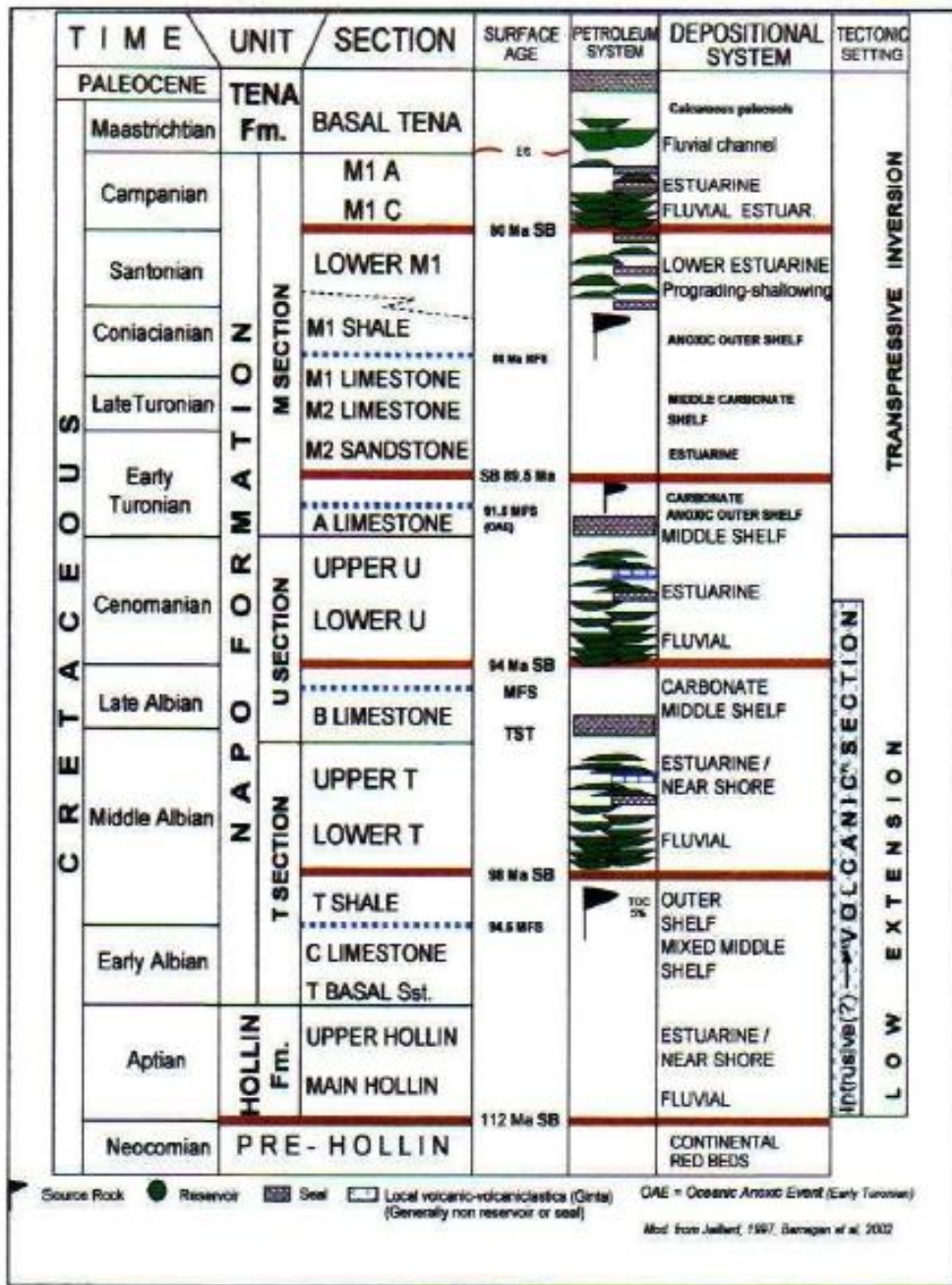


Ilustración 1.3 Columna Estratigráfica del Campo Pucuna.

Fuente: (Agila, 2012)

#### 1.4.4 Fundamentos de ingeniería de yacimientos

##### 1.4.4.1 Aspecto Geológico

Para los ingenieros de yacimientos es de vital importancia tener bases geológicas durante el desarrollo de su vida profesional. Tradicionalmente, el yacimiento se lo define a través de la perforación, donde se recogen cierta data en puntos establecidos de todo el yacimiento. Dicha data es obtenida

de perfiles de pozos, análisis de rípos, análisis de rayos X y tomografía, pruebas de presión, pruebas de producción, etc.... y la buena interpretación de esta data brindara una buena caracterización del yacimiento en general.(Escobar, 2002).

#### **1.4.4.2 Fuente de hidrocarburos**

La acumulación masiva de hidrocarburos fue lograda hace más de 2000 millones de años en el Periodo Precámbrico, a través del proceso de la fotosíntesis. Desde ese periodo hasta el periodo Devónico aparece la primera materia orgánica, denominado fitoplancton marino y adicional la mayor generación de materia orgánica la dieron las plantas terrestres de dicha época.(Escobar, 2002)

Luego la materia orgánica fue evolucionando mediante tres etapas: diagénesis, catagénesis y metagénesis. La diagénesis ocurre cuando los sedimentos recién se depositan y ocurre el proceso microbial, al finalizar la diagénesis, la materia orgánica se transforma en un residuo insoluble, denominado Kerógeno; luego ocurre la catagénesis, que mediante un aumento de la temperatura en los lugares donde se depositan dichos sedimentos, comienza la descomposición térmica del Kerógeno y finalmente ocurre la metagénesis donde se incrementa la presión y temperatura a altas profundidades y la materia orgánica se compone de metano y carbono residual.(Escobar, 2002)

#### **1.4.4.3 Clasificación del yacimiento de acuerdo al estado del fluido.**

El petróleo abarca ciertos rangos de propiedades físicas y químicas, en donde los yacimientos de petróleo puede ser subdivididos en: yacimientos de petróleo negro o de baja volatilidad y yacimientos de petróleo volátil.(Ahmed, 1989)

Esta clasificación dependerá de ciertas propiedades presentes en el crudo, como son: la relación gas-petróleo, el diagrama de presión –temperatura, la composición del hidrocarburo, etc.(Ahmed, 1989)

Por otro lado tenemos los yacimientos de gas natural, los cuales se presentan cuando la temperatura de yacimiento es superior a la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos. Estos yacimientos pueden ser

subdivididos en: yacimientos de gas húmedo, yacimientos de gas condensado y yacimientos de gas seco.(Ahmed, 1989)

En general los yacimientos de acuerdo al tipo de hidrocarburo, puede ser clasificado en:

- Yacimiento de petróleo negro o de baja volatilidad.
- Yacimiento de petróleo volátil.
- Yacimiento de gas condensado.
- Yacimiento de gas seco.
- Yacimiento de gas húmedo.

#### 1.4.4.3.1 Yacimiento de petróleo negro o de baja volatilidad.

Consiste en una amplia variedad de especies químicas largas, pesadas y moléculas no volátiles, se caracteriza por tener una relación gas-petróleo inicial de 2000 scf/STB o menor. El GOR puede ir incrementando cuando la presión del reservorio cae por debajo de la presión del punto de burbuja. Posee una gravedad API en el menor a 45° API.(McCain, 1990)

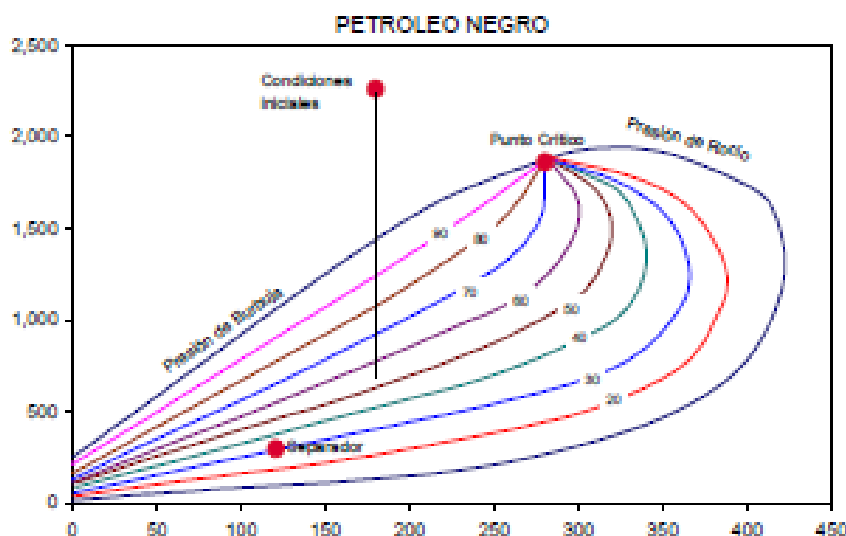


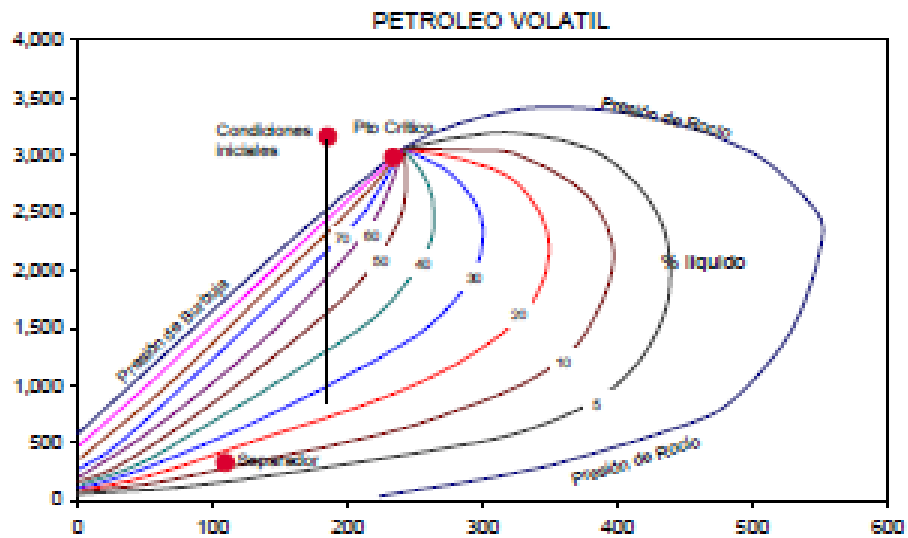
Ilustración 1.4 Diagrama de fases del petróleo negro.

Fuente: (Escobar, 2002)

#### 1.4.4.3.2 Yacimiento de petróleo volátil.

Este tipo de petróleo contiene menos moléculas pesadas y más moléculas intermedias que el petróleo negro, se caracterizan por tener un GOR inicial entre 2000 a 3300 scf/STB.El GOR puede ir incrementando cuando la

presión del reservorio cae por debajo de la presión del punto de burbuja. Posee una gravedad API de 40° API o mayor.(McCain, 1990)

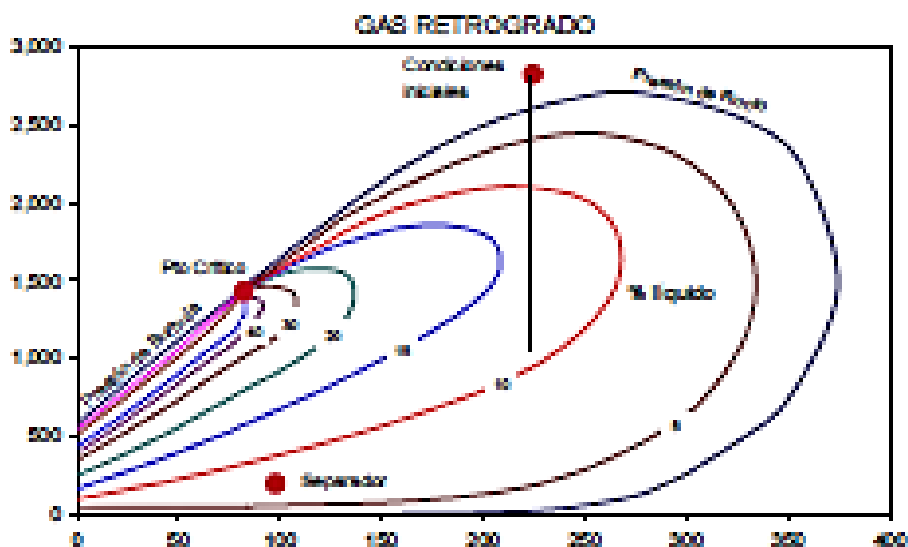


**Ilustración 1.5** Diagrama de fases del petróleo volátil.

Fuente: (Escobar, 2002)

#### 1.4.4.3.3 Yacimiento de gas condensado o retrógrado.

Este tipo de yacimientos contienen menos hidrocarburos pesados, se caracterizan por tener como límite bajo un GOR inicial aproximado de 3300 scf/STB, encima de eso no son muy bien reconocidos, incluso valores sobre los 150000 scf/STB han sido observados. Son de color ligeros como: café, naranja o verdoso.(McCain, 1990)



**Ilustración 1.6** Diagrama de fases de gas condensado.

Fuente: (Escobar, 2002)

#### 1.4.4.3.4 Yacimiento de gas húmedo.

Este tipo de yacimientos contienen pequeñas moléculas de mezclas de hidrocarburos, para propósitos de ingeniería, un gas que produce más de 50000 scf/STB puede ser tratado como un gas húmedo, presenta un color como transparente.(McCain, 1990)

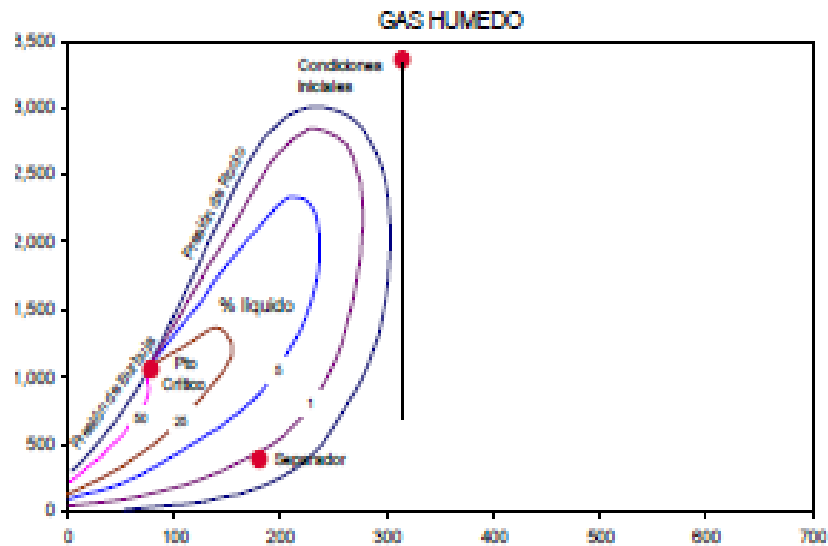
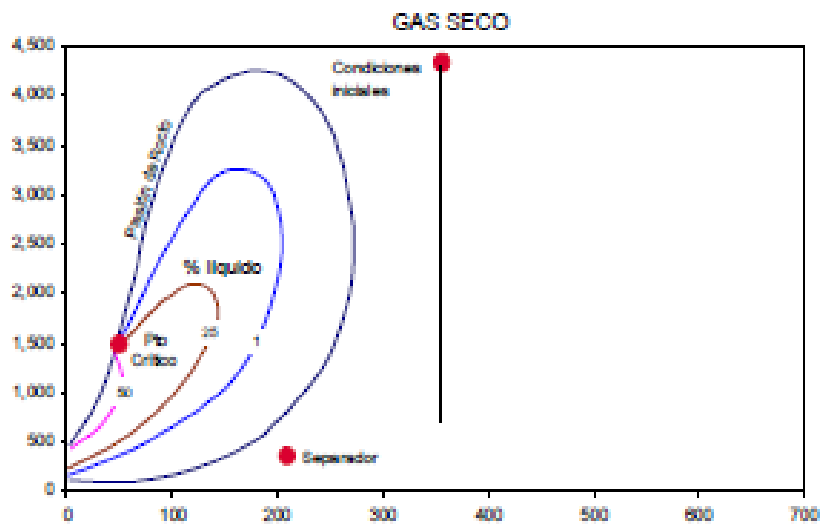


Ilustración 1.7 Diagrama de fases de gas húmedo.

Fuente: (Escobar, 2002)

#### 1.4.4.3.5 Yacimiento de gas seco.

Este tipo de yacimiento contiene primordialmente metano y algunas moléculas intermedias. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. La ecuación de balance de materiales (EBM) puede ser aplicada tanto para gases secos como húmedos, para el cálculo de gas original in situ y predecir reservas de gas a futuro.(Escobar, 2002)



**Ilustración 1.8** Diagrama de fases de gas seco.

**Fuente:** (Escobar, 2002)

**Tabla 1.2** Tipos de fluidos. (Ferrer, 2009)

Tipo de fluido.	Color del líquido en el tanque.	Grados API.	RGP	Fase del yacimiento.	Bob	%molar de C7+
<b>Petróleo negro.</b>	Negro/oscurο.	30-40	100-2500	Líquido-Pb	< 2	>20
<b>Petróleo volátil</b>	Colores varios.	40-50	>3000	Líquido-Pb	< 2	20-12,5
<b>Gas condensado.</b>	Apenas coloreado.	50-70	3000-100000	Gas-pd	0	<12,5
<b>Gas húmedo</b>	Incoloro.	60-70	>100000	Gas	0	<4
<b>Gas seco.</b>	Sin líquido.	Sin líquido	100000	Gas	0	<0,7

#### **1.4.4.4 Mecanismos de producción de yacimientos.**

Al inicio de la vida productiva de un pozo, ocurre la producción primaria del mismo mediante la energía natural que desprende el mismo pozo, donde tanto el petróleo y el gas son llevados hacia los pozos productores, ya sea por: expansión de fluido, desplazamiento de fluidos, drenaje gravitacional o expulsión capilar.(Escobar, 2002)

Luego que el pozo ha sido producido durante cierto periodo de tiempo, la presión del yacimiento decrece, lo que hace necesario el uso de gas natural o inyección de agua, lo cual se denomina como producción secundaria con el fin de mantener la presión en el yacimiento. En este caso el gas es inyectado para desplazar el crudo en el yacimiento y ayudar a su recuperación en superficie y también es usado de manera cíclica para la recuperación de condensados.(Escobar, 2002)

Cuando la producción secundaria resulta ineficiente , se usan otro tipos de procesos, denominados recuperación terciaria, que se basa en darle energía al yacimiento, pero esta energía viene asociada a modificaciones de las propiedades de la roca; como por ejemplo la mojabilidad o a modificaciones de las propiedades del fluido; como por ejemplo la viscosidad y la tensión superficial.(Escobar, 2002)

En breves palabras podemos tener los siguientes mecanismos de producción:

- ***Yacimientos con empuje por agua.***

Estos yacimientos presentan un acuífero que puede estar ubicado debajo del yacimiento o de parte de él y a medida que la presión del yacimiento empieza a decrecer, se comienza a concebir una invasión natural de agua en el límite del yacimiento.(Ferrer, 2009)

- ***Yacimientos con empuje por gas en solución.***

Estos yacimientos contienen petróleo, que en su interior contienen gran cantidad de gas disuelto y a medida que el pozo se depleta, este gas se expande y desplaza el petróleo hacia los pozos productores. La eficiencia de este proceso dependerá del volumen de gas en solución del petróleo, de las

propiedades de la roca y del petróleo y de la estructura geológica del reservorio.(Ferrer, 2009)

- **Yacimientos con empuje por capa de gas.**

Estos yacimientos por lo general poseen una capa de gas muy grande al inicio de la extracción de hidrocarburos, lo que ayuda a desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores por el drenaje por gravedad. Los pozos que posee capa de gas de gran tamaño, no se los considera para trabajos de inyección de agua, en vez de eso se inyecta gas para mantener la presión en la capa de gas.(Ferrer, 2009)

- **Yacimientos con expansión de la roca y fluidos.**

Estos yacimientos se presentan cuando la presión del yacimiento está muy por encima de la presión de burbuja, en este caso toda esa energía almacenada la posee la compresibilidad de la roca y de los fluidos y a medida que la presión declina hasta el punto de burbuja esa energía ayuda a desplazar el hidrocarburo hacia superficie.(Ferrer, 2009)

- **Yacimientos con drenaje con gravedad.**

Estos yacimientos se presentan en estructuras con gran espesor y que tienen una buena comunicación vertical o cuando tienen altos buzamientos, lo que hace que el gas pueda trasladarse a la parte más alta de la estructura, pero este proceso es lento y es controlado por la tasa de drenaje del petróleo.(Ferrer, 2009)

A continuación, en la tabla 1.3 se muestran las características de los diferentes mecanismos de empuje.

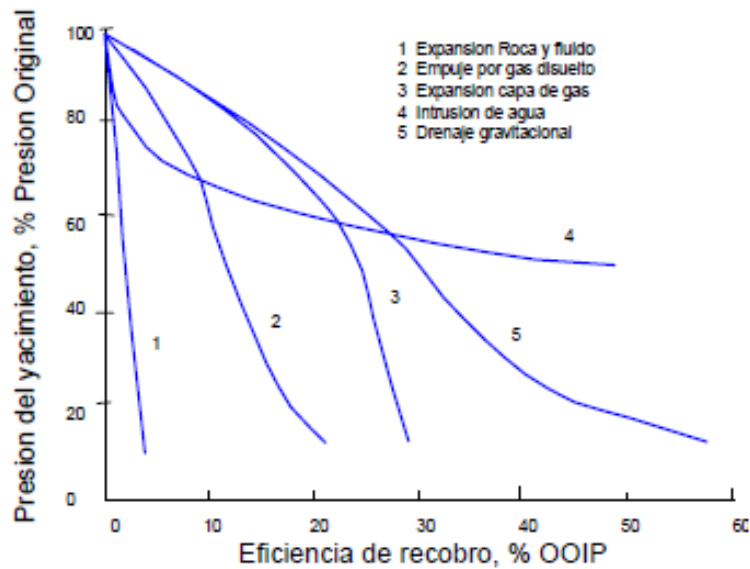
**Tabla 1.3 Características de los mecanismos de producción. (Escobar, 2002)**

Mecanismo	Presión del yacimiento.	GOR	Wp	Eficiencias	Otros
<b>Expansión líquida y roca.</b>	Declina rápido y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y constante.	No, excepto alto Sw.	1-10%	



<b>Gas en solución.</b>	Declina rápido y continuo	Incrementa y cae.	No, excepto alto Sw.	5-35%	Requiere bombeo temprano.
<b>Capa de gas.</b>	Cae lenta y continuo.	Crece en formaciones inclinadas.	Despreciable.	20-40%	Ruptura temprano de gas.
<b>Empuje por agua</b>	Permanece alta. La presión depende del caudal.	Permanece bajo si P es alta.	Pozos bajos tienen Wp que crece.	35-80%	N de BM crece si We=0.
<b>Segregación gravitacional.</b>	Declina rápido y continua.	Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas.	Despreciable.	40-80%	

En la ilustración 1.9, se muestra el factor de recobro de cada mecanismo de producción.



**Ilustración 1.9** Influencia del mecanismo de producción en el factor de recobro de petróleo.

**Fuente:** (Escobar, 2002)

#### **1.4.4.5 Definición y Clasificación de las reservas.**

Las reservas se las puede definir como la cantidad de petróleo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que pueden ser extraídos de manera comercial de formaciones ya evaluadas anteriormente a partir de una fecha en adelante.

- **Reservas probadas.**

Este tipo de reservas son aquellas las cuales ya se han efectuado pruebas de producción para determinar los volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento y adicional basándose en la información geológica y de yacimiento puedan ser producidos de manera comercial.(Macias., 2017)

- **Reservas probables.**

Son aquellas reservas que presentan menos certeza de los volúmenes de hidrocarburos contenidos en el yacimiento comparadas con las reservas probadas Aproximadamente un 50% de probabilidad(Macias., 2017)

- **Reservas posibles.**

Son aquellas reservas que presentan una probabilidad menor al 10% de las cantidades totales de hidrocarburo extraído del yacimiento.(Macias., 2017)

- **Reservas desarrolladas**

Son aquellas reservas probadas, las cuales recuperan el hidrocarburo mediante los pozos e instalaciones presentes en el campo.(Macias., 2017)

- **Reservas no desarrolladas.**

Son aquellas reservas probadas de petróleo, gas natural, condensado, que pueden ser recuperadas mediante la instalación de otros pozos a perforar y de las instalaciones presentes en campo.(Macias., 2017)

#### **1.4.5 Métodos para el cálculo de reservas (POES).**

Para un ingeniero en yacimientos uno de sus deberes es la estimación de la cantidad de hidrocarburos que pueden ser producidos desde la arena productora. Al momento de efectuar una relación con los volúmenes de hidrocarburos producidos, se puede dar a conocer la magnitud de agotamiento de la arena productora y de la eficiencia del mecanismo de

producción del yacimiento. Entre los métodos más conocidos tenemos(Rivera, 2004):

- Método Volumétrico.
- Balance de materiales.
- Método estadístico y Probabilístico.

#### **1.4.5.1 Método volumétrico**

Este método nos ayuda a estimar el petróleo original en sitio (POES), conociendo el volumen de la roca, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de la roca.(Rivera, 2004)

La ecuación a utilizarse es la siguiente:

$$\text{POES} = \frac{7758Ah\phi(1-S_{wi})}{\beta_{oi}}(1.1)$$

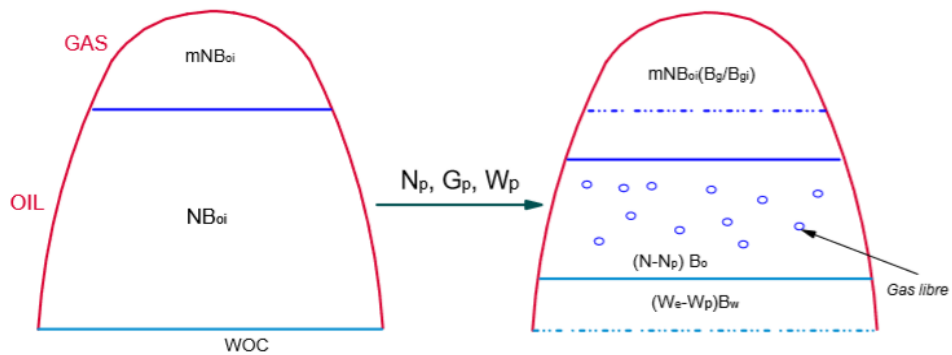
#### **1.4.5.2 Ecuación de balance de materiales.**

La ecuación de balance de materiales (EBM) es una técnica muy usada para la interpretación y predicción del rendimiento del yacimiento, se la puede aplicar para lo siguiente(Escobar, 2002):

- Estimación de hidrocarburos iniciales en el yacimiento.
- Evaluar  $W_c$  conociendo  $N$  o  $G$ .
- Predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos.
- Evaluar factores de recobro.

La ecuación de balance de materia puede escribirse como:

El volumen original de hidrocarburos + volumen remanente de hidrocarburos + el volumen de agua intruida desde un acuífero + la reducción del volumen poroso debido a la expansión de roca y fluido.(Escobar, 2002)



**Ilustración 1.10** Representación de la EBM en yacimientos de petróleo.

**Fuente:** (Escobar, 2002)

- **Volumen de hidrocarburos iniciales** = Volumen original de crudo + volumen original de gas (en la capa) [bbl]

$$\text{Volumen Original de Crudo} = N B_{oi} \text{ [bbl]} \quad (1.2)$$

$$\text{Volumen Original de Gas} = mN B_{oi} \text{ [bbl]} \quad (1.3)$$

$$\text{Volumen de Hidrocarburos Iniciales} = N B_{oi} (1 + m) \quad (1.4)$$

- **Volumen de hidrocarburos remanentes** = Capa de gas original expandida + Petróleo remanente + Gas neto liberado, bbl. Asumiendo que no se produce gas de la capa de gas.

$$\text{Capa de Gas Original Expandida} = mN B_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} \text{ [bbl]} \quad (1.5)$$

$$\text{Petróleo Remanente} = (N - N_p) B_o \text{ [bbl]} \quad (1.6)$$

- **Gas neto liberado** = Gas liberado – Gas libre producido

$$\text{Gas Liberado} = N (R_{si} - R_s) B_g \text{ [bbl]} \quad (1.7)$$

$$\text{Gas Libre Producido} = N_p (R_p - R_s) B_g \text{ [bbl]} \quad (1.8)$$

$$\text{Gas solución producido} = N_p R_s \text{ [bbl]} \quad (1.9)$$

$$\text{Gas neto liberado} = N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) B_g \text{ [bbl]} \quad (1.10)$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen de hidrocarburos remanentes} &= (N - N_p) B_o + mN B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) + \\ &N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) B_g \text{ [bbl]} \quad (1.11) \end{aligned}$$

$$\mathbf{Intrusi3n\ netade\ agua} = (W_e - W_p) B_w \quad (1.12)$$

La disminuci3n en el volumen del poro, provocada por la expansi3n del agua connata y la capa de gas est1 representada por (Escobar, 2002):

$$\mathbf{Expansion\ de\ agua\ connata} = (1 + m) N B_{oi} \left( \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \quad (1.13)$$

Si agrupamos todos los t3rminos en una sola expresi3n, obtenemos la siguiente ecuaci3n:

$$(1 + m) N B_{oi} = (N - N_p) B_o + m N B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} \right) + N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) + (W_{wp}) B_w + (1 + m) N B_{oi} \left( \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \quad (1.14)$$

Despejando N de la ecuaci3n tenemos:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p) B_w}{B_o - B_{oi} + m B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} (1 + m) \left( \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P} \quad (1.15)$$

- **Caracterizaci3n de la ecuaci3n de balance de materiales.**

Dentro del yacimiento es imprescindible estimar la magnitud de cada uno de los tipos de empuje que posee el reservorio y la contribuci3n del mismo para la producci3n. (Ahmed, 1989)

Si reagrupamos la ecuaci3n (1.15), tenemos:

$$\frac{N(B_o - B_{oi})}{A} + \frac{\frac{N m B_{oi} (B_g - B_{gi})}{B_{gi}}}{A} + \frac{W_e - W_p B_w}{A} + N B_{oi} (1 + m) \left[ \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] (p_i - p) = 1 \quad (1.16)$$

Donde A esta definido como:

$$A = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] \quad (1.17)$$

Para el empuje por depletaci3n (DDI), que representa la expansi3n del volumen de petr3leo original y el gas disuelto en el mismo, la expresi3n matem1tica es la siguiente: (Ahmed, 1989):

$$\mathbf{DDI} = \frac{N(B_o - B_{oi})}{A} \quad (1.18)$$

Para el empuje por segregación de la capa de gas (SDI), que representa la expansión de la capa de gas libre, la expresión matemática es la siguiente(Ahmed, 1989):

$$SDI = \frac{NmBoi(Bg-Bgi)}{A} (1.19)$$

Para el empuje por intrusión de agua, que representa cuando el petróleo logra desplazarse, por medio de la intrusión de un acuífero en la región donde está el petróleo, la expresión matemática es la siguiente(Ahmed, 1989):

$$WDI = \frac{We-WpBw}{A} (1.20)$$

Para el empuje por expansión de roca y fluido en yacimientos subsaturados, este tipo de empuje brinda la suficiente energía para producir los hidrocarburos, caso contrario donde los otros mecanismos sean los que brinden la energía para la producción de hidrocarburos, este tipo de empuje resulta insignificante, a tal punto que puede ser ignorado.

Finalmente la ecuación de EBM puede ser descrita de la siguiente manera:

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1 (1.21)$$

- **Linealización de la ecuación de balance de materiales mediante el método de Havlena y Odeh.**

Havlena y Odeh describen las variables de la ecuación de balance de materia en caso de ser extracciones (F) o expansiones (E). En donde tenemos las siguientes expresiones(Escobar, 2002):

$$F = Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw (1.22)$$

Expansión de aceite y gas libre:

$$Eo = (Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg (1.23)$$

Expansión de la capa de gas:

$$Eg = Boi \left( \frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) (1.24)$$

Expansión de la capa de roca y fluido:

$$Ef, w = Boi \left( 1 + m \right) \left[ \frac{CwSw + Cf}{1 - Sw} \right] \Delta P (1.25)$$

Reemplazando estos términos en la ecuación 1.15 de balance de materiales, se tiene:

$$F = N[E_o + mE_g + E_{f,w}] + WeB_w(1.26)$$

- **Solución lineal para la determinación del POES de acuerdo al tipo de yacimiento**

Havlena y Odeh los dividieron en los siguientes grupos:

- **Solución lineal para yacimiento volumétrico de petróleo saturado.**

En este caso los mecanismos de empuje que actúan son los de la expansión y liberación del gas cuando la presión del reservorio cae por debajo del punto de burbuja. Se desprecia la variable  $E_{f,w}$ , ya que se asume que la producción ocurre por la expansión del gas, donde la ecuación (1.26) nos resulta (Ferrer, 2009):

Suposiciones:  $m=0$ ,  $We=0$ .

$$F = NE_o(1.27)$$

Cuando se grafica  $F$  vs  $E_o$ , la gráfica debe ser lineal, pasando la recta por el origen, en caso de que no resulte una recta el tipo de mecanismo de empuje asumido no es el correcto (Ferrer, 2009).

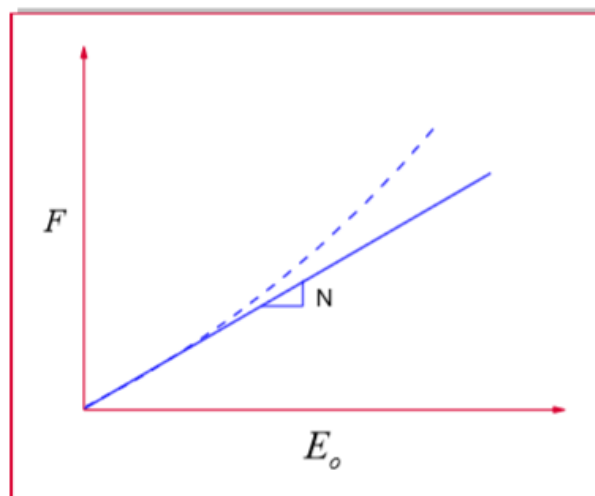


Ilustración 1.11 Gráfica  $F$  vs  $E_o$ .

Fuente: (Ferrer, 2009)

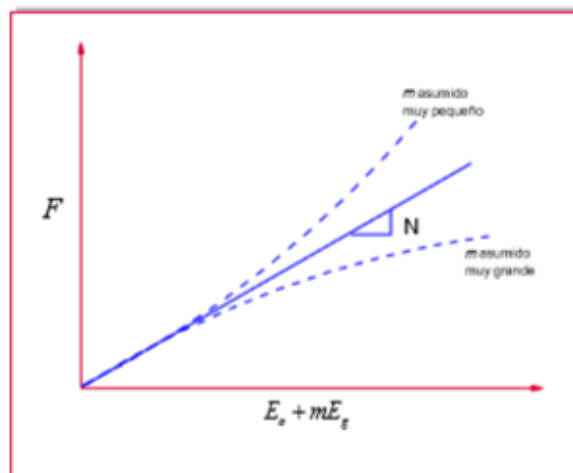
- **Solución lineal para yacimiento con empuje de la capa de gas.**

Para este caso si el principal mecanismo de empuje es la capa de gas y se asume despreciables la entrada de agua y la compresibilidad de la roca y fluidos, la EBM puede representarse de dos maneras(Ferrer, 2009):

Asunciones:  $m \neq 0$ , pero  $Cf,w = 0$  y  $We = 0$

$$F = NEo + mNEg(1.28)$$

Para esta ecuación se asume varios m, donde el m correcto crea una línea recta.



**Ilustración 1.12** Grafica F vs Eo+mEg.

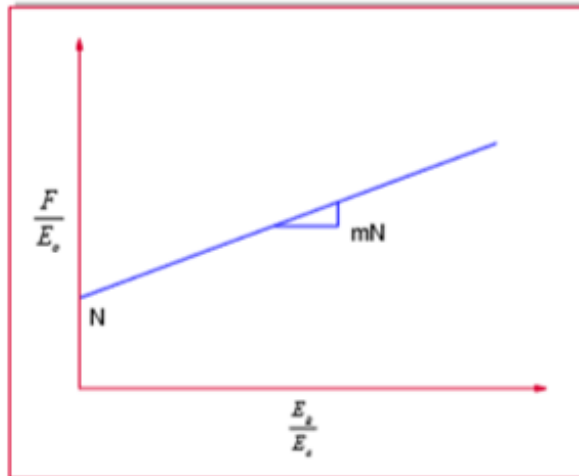
**Fuente:** (Ferrer, 2009)

En caso de que exista incertidumbre en el valor de m y N, la ecuación (1.28) puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\frac{F}{Eo} = N + mN\left(\frac{Eg}{Eo}\right)(1.29)$$

En donde el intercepto es N, mN es la pendiente y m es igual a la pendiente/intercepto.





**Ilustración 1.13** Grafica  $F/E_o$  vs  $E_g/E_o$ .

**Fuente:** (Ferrer, 2009)

- **Solución lineal para yacimiento con empuje de agua.**

Para un reservorio con este tipo de empuje la EBM puede representarse de la siguiente manera:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + We(1.30)$$

Dake indicó que la variable  $E_{f,w}$  puede ser despreciada ya que las compresibilidades de la roca y fluidos es muy pequeña, además que la intrusión de agua es la que sostiene la presión del reservorio. Finalmente nos queda la siguiente expresión:

$$F = N(E_o + mE_g) + We(1.31)$$

Si el reservorio no presenta tampoco capa de gas la ecuación (1.31) puede ser reducida a:

$$F = NE_o + We(1.32)$$

Si dividimos toda la ecuación (1.33) para  $E_o$ , obtenemos:

$$\left(\frac{F}{E_o}\right) = N + \left(\frac{We}{E_o}\right)(1.33)$$

- **Solución lineal para yacimiento subsaturado de petróleo.**

Las condiciones establecidas para un yacimiento subsaturado y volumétrico son las siguientes:

$W_e = 0$ , porque el yacimiento es volumétrico.

$m = 0$ , porque el yacimiento es subsaturado.

$R_s = R_{si} = R_p$ , puesto que todo el gas producido se encuentra disuelto en el petróleo.

Si aplicamos estas condiciones a la ecuación (1.26), tenemos:

$$F = N(E_o + E_{f,w})(1.35)$$

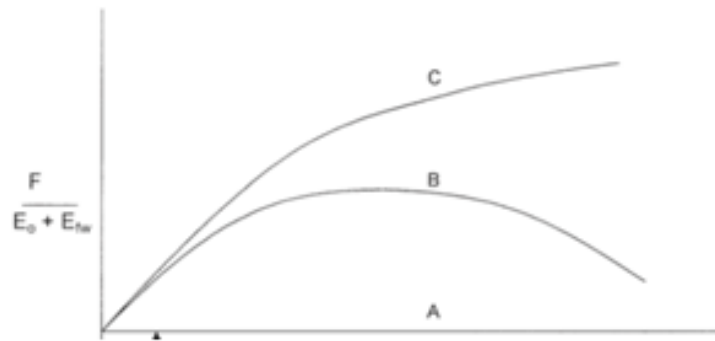
O bien:

$$N = \left( \frac{F}{(E_o + E_{f,w})} \right) (1.36)$$

La expresión  $\left( \frac{F}{(E_o + E_{f,w})} \right)$  es representada vs el petróleo acumulado  $N_p$ , como se ilustra en la grafica 1.14, según Drake la grafica puede seguir varias formas, como por ejemplo:

Todos los valores calculados de  $\left( \frac{F}{(E_o + E_{f,w})} \right)$  tienden a formar una línea recta horizontal, la cual se le asignó la letra A en la gráfica 1.4, la cual representa que estamos frente a un yacimiento volumétrico, lo que quiere decir que el yacimiento produce naturalmente mediante la expansión de roca y fluido y la distancia que hay entre el eje x y la recta horizontal, representa el petróleo original in situ (N) del yacimiento. (Dake, 2001)

Por otro lado los valores obtenidos de  $\left( \frac{F}{(E_o + E_{f,w})} \right)$  comienzan aumentar para las curvas B y C del grafico 1.14, lo que significa que el yacimiento presenta un acuífero que ayuda a dar energía al yacimiento, en el caso de la curva C podemos ver como la curva sigue creciendo, esto significa que el acuífero es muy fuerte y tiene un comportamiento infinito, por otro lado tenemos la curva B que al inicio tiende a incrementar y después decrece, esto puede suceder debido a que el acuífero ha topado el limite o frontera del yacimiento y de ahí tiende a agotarse con el yacimiento. (Dake, 2001)



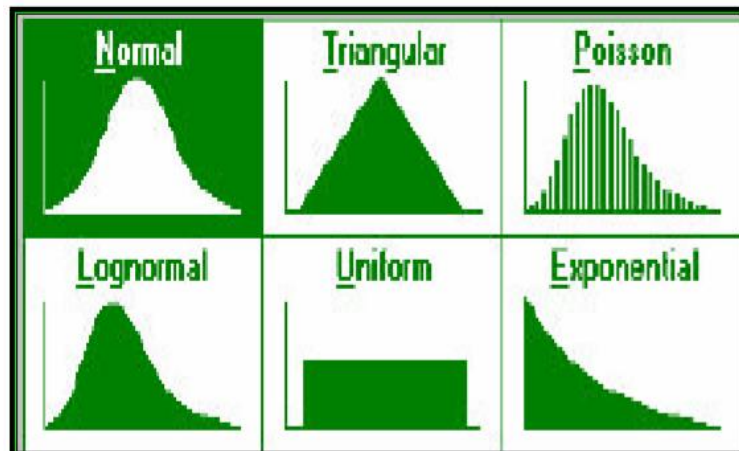
**Ilustración 1.14** Gráfica  $\left(\frac{F}{(E_o+E_{f,w})}\right)$  vs  $N_p$ .

**Fuente:** (Ahmed, 1989)

### 1.4.5.3 Método estadístico o probabilístico.

Este método permite establecer variables de los términos de la ecuación volumétrica para el cálculo del POES como un tipo de distribución estadística, entre ellas podemos tener (Rivera, 2004):

- Normal
- Triangular
- Uniforme
- Log-Normal
- Exponencial
- Poisson



**Ilustración 1.15** Representación gráfica de distribuciones de probabilidad.

**Fuente:** (Rivera, 2004)

- **Método Montecarlo**

Este método es empleado en diversas ramas de estudio, como por ejemplo: la informática, empresarial, económica, entre otras. Se enfoca en recolectar muestras de la distribución de probabilidad de cada una de las variables estadísticas y reemplazarlos en la ecuación del método volumétrico con el fin de estimar un valor de POES. (Rivera, 2004)

Este proceso se lo debe realizar como un proceso iterativo de 1000 o más veces, donde los valores de  $N_i$  (POES) son ordenados de manera ascendente, colocándole un valor de frecuencia acumulada de  $i/n+1$ , donde  $n$  es el cantidad de valores de  $N$  adquiridos, luego se procede a graficar la frecuencia acumulada vs  $N$ , donde se consigue una distribución de probabilidad, donde el POES promedio del yacimiento se lo cogeré al 50% de la distribución. (Rivera, 2004)

#### **1.4.5.4 Estimación de reservas aplicando el uso de curvas de declinación.**

- **Introducción de curvas de declinación**

Las curvas de declinación se basan en graficar en una hoja semilog: la tasa de producción vs el tiempo y tratar de ajustar los valores en una línea recta, además este análisis permite extrapolar los datos del historial de producción para poder predecir el comportamiento a futuro de la producción del yacimiento. (Ferrer, 2009)

Existen otros tipos de graficas que también permiten analizar el comportamiento de la producción, entre ellas tenemos: tasa de producción vs petróleo acumulado, tasa de agua acumulada vs producción de petróleo y la relación gas-petróleo vs la producción acumulada. (Ferrer, 2009)

La predicción de las tasas de producción se la hacen para poder: predecir las reservas remanentes, proyectar operaciones a futuro del campo, predecir ciertas propiedades del yacimiento y calcular posibles cargas fiscales. (Ferrer, 2009)

#### 1.4.5.4.1 Conceptos básicos.

- **Declinación nominal.**

Se la puede representar como la relación de la tasa de producción con respecto al tiempo. De manera gráfica representa la pendiente negativa del logaritmo de la tasa de producción con respecto al tiempo(Ferrer, 2009).

- **Declinación efectiva.**

Representa el decrecimiento de la tasa de producción, partiendo de un valor inicial de caudal hasta un valor de caudal a un periodo de un mes hasta un año, dividido para el caudal de producción al inicio del periodo(Ferrer, 2009).

- **Tasa limite económico.**

Representa la tasa de producción ya sea de gas o petróleo, que ayuda a retribuir el costo de operación sobre un pozo, dependiendo del precio del petróleo, regalías, impuestos, puede ser representada mediante la siguiente ecuación(Rivera, 2004):

$$LE = \frac{c}{30,4p} \quad (1.37)$$

Dónde:

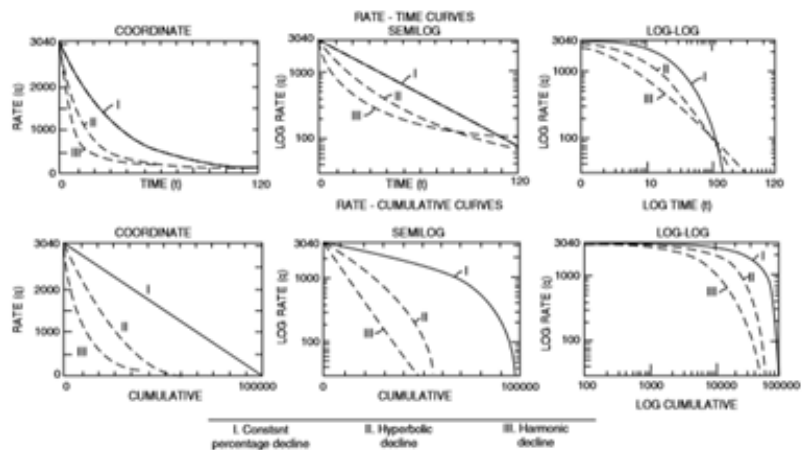
LE= Taza de limite económico [Bs/pozo]

C= Costo de producción por pozo/mes [BBl/pozo]

P= Entrada neta por barril de petróleo producido [Bs/Bls]

Arps en 1945 menciona que las curvas generadas de la tasa de producción en función del tiempo tienden a representar ecuaciones con tres tipos de declinación, las cuales son:

- Declinación exponencial.
- Declinación Armónica.
- Declinación hiperbólica.



**Ilustración 1.16** Tipos de curvas de declinación de la tasa de producción de petróleo con respecto al tiempo.

**Fuente:** (Ahmed, 1989)

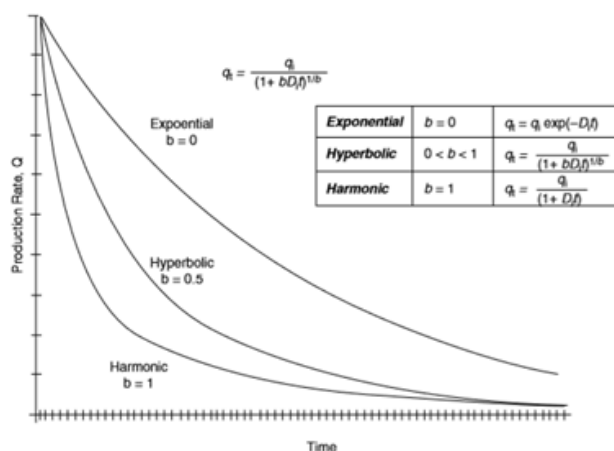
Con el análisis de las curvas de declinación se puede generar una ecuación para la producción, descrita de la siguiente manera:

$$qt = qi / (1 + bDit)^{1/b} \quad (1.38)$$

Esta ecuación también puede ser reducida si se usa la tasa de declinación instantánea  $D$ , la cual puede ser representada de la siguiente manera:

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\left(\frac{1}{q}\right) \left(\frac{dq}{dt}\right) \quad (1.39)$$

El valor de la constante  $b$  de la ecuación para la producción puede variar de 0 a 1, la siguiente grafica representa como varia el valor de  $b$  para cada caso:



**Ilustración 1.17** Curvas de declinación con respecto a la constante  $b$ .

**Fuente:** (Ahmed, 1989)

Type	Exponential	Hyperbolic	Harmonic
<b>b</b>	0		1
<b>Rate</b>	$q_t = q_i \cdot e^{-D \cdot t}$	$q_t = q_i (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-1/b}$	$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i \cdot t}$
<b>Cum. Prod with rate</b>	$N_p = \frac{q_i - q_t}{D}$	$N_p = \frac{q_i}{(b-1) \cdot D_i} \cdot \left[ \left( \frac{q_i}{q_t} \right)^{b-1} - 1 \right]$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \cdot \ln \left( \frac{q_i}{q_t} \right)$
<b>Cum Prod with time</b>	$N_p = \frac{q_i}{D} \cdot (1 - e^{-D \cdot t})$	$N_p = \frac{q_i}{(b-1) \cdot D_i} \cdot \left[ (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{b-1}{b}} - 1 \right]$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \cdot \ln(1 + D_i \cdot t)$
<b>Prod. time</b>	$t = \frac{1}{D} \cdot \ln \left( \frac{q_i}{q_t} \right)$	$t = \frac{1}{b \cdot D_i} \cdot \left[ \left( \frac{q_i}{q_t} \right)^b - 1 \right]$	$t = \frac{1}{D_i} \cdot \left[ \left( \frac{q_i}{q_t} \right) - 1 \right]$

**Ilustración 1.18** Ecuaciones para los diferentes tipos de declinación.

**Fuente:** (Ferrer, 2009)

- **Análisis de curvas tipo.**

El método para el análisis de curva tipo fue mencionado por Fetkovich, el cual se basa en graficar la tasa de producción acumulada vs el producto  $D_i t$  para diversos valores de n.



**Ilustración 1.19** Curvas tipo adimensionales para el análisis de curvas de declinación

**Fuente:** (Ferrer, 2009)

Según el tipo de metodología a emplearse, las respuestas serán subjetivas y cercanas y dependen de que la gráfica acompañe una declinación hiperbólica.(Ferrer, 2009)

Fetkovich también incluyo variables adimensionales de caudal adimensional  $q_{Dd}$  y tiempo adimensional  $t_{Dd}$ , usadas para el análisis de curvas de declinación. Las cuales son:

$$q_{Dd} = \frac{q_t}{q_i}(1.40)$$

$$t_{Dd} = D_{it}(1.41)$$

Se esta manera la ecuación de difusividad puede ser escrita de la siguiente manera:

$$q_i = \frac{kh(pi-pwf)}{141.2 Bu \left[ \ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]}(1.42)$$

Dónde:

$$r_D = \frac{r_e}{r_{wa}}(1.43)$$

Si reagrupamos términos, obtenemos:

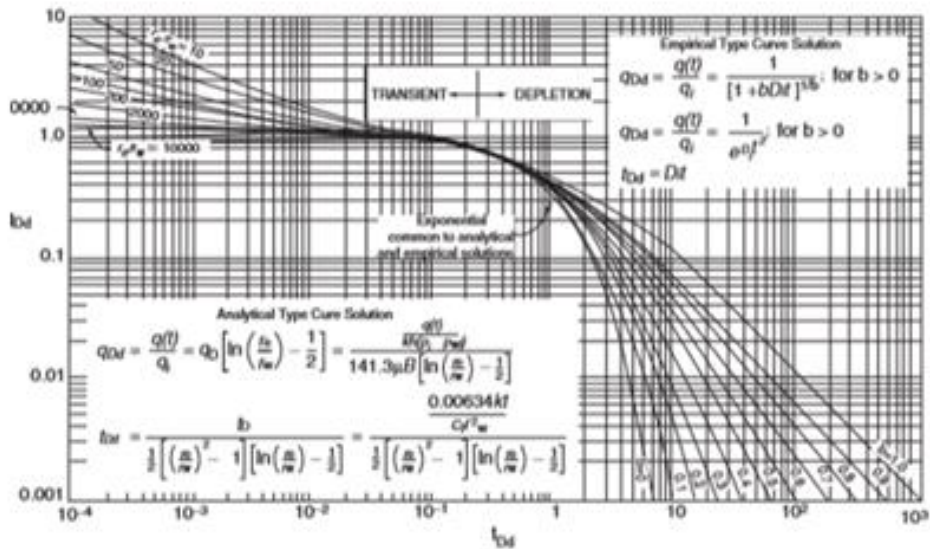
$$\left[ \frac{141.2 Bu}{kh(pi-pwf)} \right] q_i = \frac{1}{\left[ \ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]}(1.44)$$

Finalmente Fetkovich describió variables adimensionales sobre las curva de declinación de los términos  $q_{Dd}$  y  $t_{Dd}$  en función de los flujos adimensionales transiente tanto para  $q_D$  y  $t_D$ .

$$q_{Dd} = \frac{q_t}{q_i} = \frac{q_t}{\frac{kh(pi-p)}{141.2 Bu \left[ \ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]}}(1.45)$$

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{1/2[r_D^2-1] \left[ \ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]}(1.46)$$





**Ilustración 1.20** Curvas de declinación para ajustar el tipo de declinación.

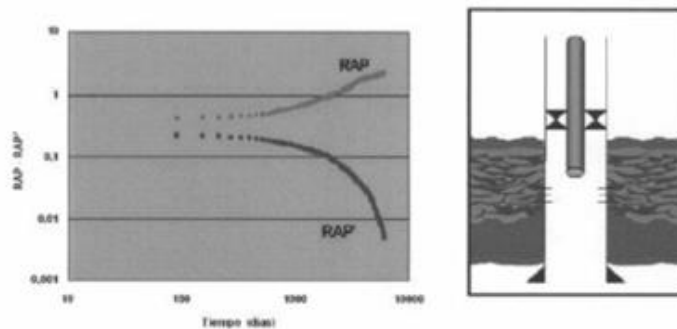
**Fuente:** (Ahmed, 1989)

- **Curvas de Chang.**

La aplicación de las curvas de Chang son empleadas para reservorios donde existe la presencia de un acuífero, para esto se debe graficar en hojas doble logarítmica la relación agua-petróleo (RAP) vs el tiempo o sino graficar la relación gas-petróleo (RGP) vs el tiempo. Una vez realizada estas graficas se podrán analizar el comportamiento de conificación ya sea de gas o agua, invasión atreves de los estratos de elevada permeabilidad o canalización alrededor del pozo.(Chan, 1995)

Según Las gráficas podemos tener los siguientes comportamientos:

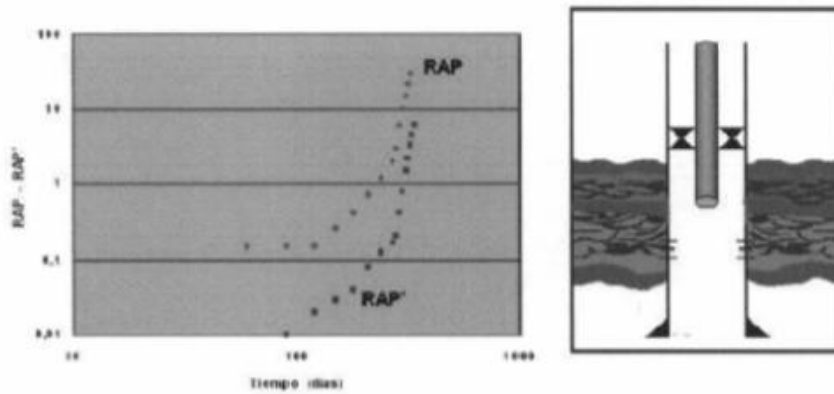
1.- Si la derivada (RAP) decrece en el tiempo, se puede deducir que el yacimiento tiene una conificación, como se muestra en el siguiente gráfico:



**Ilustración 1.21** Grafica RAP vs t de producción [conificación]

**Fuente:** (Chan, 1995)

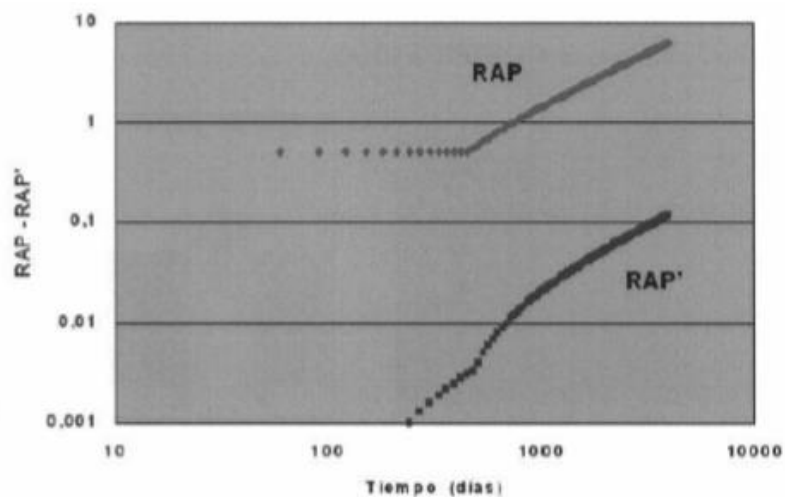
2.- Si la derivada de RAP y la curva RAP tiende a aumentar de manera rápida, significa que pueden haber inconvenientes de comunicación mecánica debido a fluidos en la cercanía del pozo, como se muestra en la siguiente figura:



**Ilustración 1.22** Grafica RAP vs t de producción [Problemas de comunicación mecánica]

**Fuente:** (Chan, 1995)

3.- Por último la siguiente figura nos muestra cuando existe un barrido normal por parte del yacimiento por acción de un acuífero. [Corte de agua >60%]:



**Ilustración 1.23** Grafica RAP vs t de producción [Barrido normal]

**Fuente:** (Chan, 1995)

# CAPITULO 2

## 2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se muestra el proceso usado para la estimación del petróleo original in situ de las arena U del campo Pucuna, localizado en el Oriente Ecuatoriano.

Para llevar a cabo el cumplimiento de nuestros objetivos, nosotros usaremos la información proporcionada por Petroamazonas, donde dicha información engloba: Propiedades PVT de los fluidos de las arena U, Historiales de presión de todos los pozos del campo Pucuna, Historial de producción del campo Pucuna e información adicional como mapas isópacos-estructurales del campo, donde toda esta información deberá estar en formato Access para ingresarlo al Software OFM.

Una vez obtenida la data, se procederá a usar los siguientes programas:

**Crystalball:** Programa perteneciente a Decisionengenering Inc., dicho software es usado para discretizar decisiones, ya que efectúa un análisis de riesgos de las variables inmersas en el estudio, donde usa un tipo de distribución probabilística de Montecarlo para pronosticar los diferentes eventos que puedan presentarse, dando a conocer niveles de confianza de dichos eventos. Para nuestro caso, usaremos el software para estimar el POES probabilístico usando la ecuación del método volumétrico.

*Fuente:*<http://www.oracle.com/technetwork/es/middleware/crystalball/downloads/index.html>

**Mbal:** Programa perteneciente a Petroleum Experts, dicho software es usado para establecer modelos sintéticos PVT usando la ecuación de balance de materiales, usa la distribución probabilística de Monte Carlo, realiza el análisis mediante las curvas de declinación, hace modelado en 1 dimensión, entre otras aplicaciones.

Para nuestro caso lo usaremos para calcular el POES usando la ecuación de balance de materiales, donde se creara un modelo sintético PVT que se ajuste a las condiciones de cada arena en estudio, para poder efectuar un análisis de cómo las presiones van cambiando en el tiempo, donde se

desechara las presiones que no muestren la declinación real de las arenas para un modelado tipo tanque.

*Fuente:*<http://www.petex.com/products/?ssi=4>

**OFM:** Programa perteneciente a Schlumberger, dicho software es usado para realizar análisis de las curvas de declinación, realizar graficas de producción y efectuar predicciones.

Para nuestro caso nos ayudaran para discriminar el comportamiento de las presiones mediante la realización de mapas de burbujas en el software, adicional se analizara el comportamiento de los fluidos en cada arena para conocer donde son las regiones más drenadas. Finalmente nos ayudara a ingresar la data del historial de producción de los pozos para efectuar la extrapolación de las mismas para predecir las reservas a futuro.

*Fuente:*<https://www.software.slb.com/products/ofm?tab=Overview>

## 2.1 Métodos para el cálculo del POES

Las técnicas que se usaran para el cálculo del POES en el presente proyecto van a ser: método volumétrico, método de balance de materiales y método probabilístico.

### 2.1.1 Método Volumétrico

Para el cálculo del volumen neto petrolífero (POES) se va a utilizar la siguiente

$$POES = \frac{7758 * \phi * A * H * (1 - Swc)}{Boi} (2.1)$$

Donde:

POES o N: petróleo original in situ [BN]

$\phi$ : Porosidad [adimensional]

A: Área.[Acres]

H: Espesor neto petrolífero. [ft]

Swc: Saturación de agua connata. [Adimensional]

Boi: Factor volumétrico del petróleo. [BY/BN]

### **2.1.2 Método Probabilístico**

Par realizar este método se usará el software Crystall Ball, en donde se correrán simulaciones para representar las variables de porosidad, espesor y saturación de agua mediante distribuciones estadística.

Para realizar las simulaciones el software necesitará 15 datos mínimo para el ajuste de las variables hacia distribuciones estadísticas, dichos datos deberán ser de pozos que se encuentran perforados y que no hayan sido influenciados por problemas de drenaje durante el análisis petrofísico.

Finalmente cuando se obtenga las distribuciones estadísticas, el software calculará el POES probabilístico y se escogerá el valor al 50% de la distribución de frecuencia, el cual viene representando el POES más próximo al real.

### **2.1.3 Método de balance de materiales**

Para realizar este método es necesario hacer primeramente un análisis convencional de la arena U en estudio, donde debemos observar el comportamiento de las presiones y de la producción en función del tiempo, para poder así aproximar el mecanismo de producción más representativo de la arena y con esto calcular un POES con menor incertidumbre.

#### **2.1.3.1 Análisis del historial de presión**

Para el correcto análisis primero debemos hacer un gráfico de presión vs tiempo, donde debemos observar como la presión declina desde que la arena comenzó a producirse hasta la actualidad, de donde podemos tener dos casos: el primero es que existe una caída de presión alta, de donde podemos concluir que el yacimiento declina naturalmente y no existe un agente externo que este aportando energía al yacimiento y segundo es que existan caídas de presión pequeñas, de donde podríamos concluir que puede existir la presencia de algún mecanismo de producción natural dentro del yacimiento.

Adicionalmente las presiones que vayamos a graficar deben estar llevadas al datum para efectuar un correcto análisis, debido a que si vemos presiones que disminuyen y luego aumentan podemos suponer que aquellas presiones

fueron tomadas de otros pozos y que estas nos fueron llevadas al valor del datum y todo nuestro análisis habrá sido erróneo.

Si queremos hacer un análisis más profundo y conocer las zonas donde ha habido un mayor vaciamiento de las arenas, podemos utilizar mapas de burbujas, donde se puede ver la localización de los pozos donde se registraron las pruebas de presión respectivamente y así poder analizar correctamente las caídas de presión.

### **2.1.3.2 Análisis del historial de producción**

Para este análisis debemos ver cómo se comporta la producción de petróleo, la producción de agua, la relación gas-petróleo vs el tiempo, con este análisis podemos suponer que existe algún mecanismo de empuje que ayuda al yacimiento a producir y podemos establecer que tipos de yacimientos son los estudiados.

### **2.1.3.3 Generación del PVT sintético, corrida en el MBAL, la calibración de la data y análisis de sensibilidad de la data**

Para generar el PVT sintético debemos tener cierta data, como por ejemplo: relación gas-petróleo, gravedad específica del petróleo y gas, salinidad, porcentajes de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>, presión de burbuja y temperatura del yacimiento, adicional esta data debe ser validada por diversas pruebas, tales como: Función Y, densidad, desigualdad y balance de masas.

Luego que se han ingresado los rangos de datos, se procede a su calibración, donde debemos ingresar los parámetros reales del PVT del yacimiento: Pb, GOR, Bo y Uo, con esta data el simulador procederá a ajustar los datos a diversas correlaciones y se presentaran la desviación estándar para cada variable, de donde debemos seleccionar la que posea una menor desviación estándar.

Entre las correlaciones que el programa posee, tenemos:

- Glaso
- Standing
- Lasater
- Vazquez-Beggs
- Petrosky

- Al-Marhoun

Una vez calibrada la data y seleccionada la correlación, se debe proceder a registrar los datos petrofísicos dentro del programa para un modelo tipo tanque, parámetros del acuífero: espesor del reservorio, radio del reservorio, permeabilidad del acuífero, compresibilidad de la roca, permeabilidades relativas y el historial de producción y presión en formato OFM.

Si no se posee el dato de compresibilidad de la formación, el software puede estimarlo por default usando la opción 'FromCorrelation'

**Tabla 2.4** Correlación para  $C_f$ , (Petroleum Experts, 2005)

Compresibilidad de la formación	
$\emptyset > 0.3$	$C_f = 2.6e^{-6}$
$\emptyset < 0.3$	$C_f = 2.6e^{-6} + (0.3 - \emptyset)^{2.415} * 7.8e^{-5}$

Luego para realizar la calibración, la variable a tomar en cuenta es la compresibilidad de la formación, dato que si tuvimos y con eso procedemos hacer un análisis de sensibilidad y con eso calibramos la gráfica de presión simulada con la gráfica de presión real.

## 2.2 Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas.

### 2.2.1. Criterios para Determinar el tipo de declinación.

Para poder predecir la declinación del yacimiento es necesario escoger una cantidad de pozos, los cuales deben satisfacer las siguientes condiciones:

- Los pozos deben estar dentro del marco que conforma todo el yacimiento, para verificar esto debemos revisar los topes y bases de cada pozo para verificar si pertenecen al yacimiento en estudio.
- Los pozos seleccionados no deben ser influenciados por algún pozo que se desconozca, para verificar esto se procederá a hacer una gráfica de dispersión con los datos de presión de los pozos vs fecha y con esto se escogerá aquellos pozos que sigan la mejor tendencia y los que no serán desechados.

Luego de haber escogido los pozos candidatos se procederá a calcular las reservas desarrolladas por yacimiento, mediante los siguientes análisis:

- Análisis de producción.

- Análisis del origen del agua.
- Análisis del sistema de levantamiento.

### **2.2.2. Análisis de la producción**

Para realizar este análisis se debe ver que los pozos seleccionados de las arena U respectivamente, su tasa de agua debe ir incrementando y la tasa de petróleo debe ir decreciendo, ya que esto ocurre cuando existe el aporte de energía natural de un acuífero al yacimiento.

### **2.2.3. Análisis del origen del agua.**

Como nuestra arena no posee un acuífero cercano a la formación, no se procederá hacer el análisis del origen del agua ya que esto se realiza cuando existe un acuífero fuerte en la arena.

### **2.2.4. Análisis del sistema de levantamiento.**

Para realizar este análisis se debe verificar los datos de operación, como lo son: presión de inyección y presión de fondo, donde dichos datos se deben mantener casi constantes durante el lapso de tiempo para el caso de estudio.

### **2.2.5. Pronóstico mediante el modelo de declinación.**

Para realizar el pronóstico de las reservas desarrolladas, se escogerán los pozos que actualmente están en producción y adicional con la ayuda de OFM se realizará un reporte que muestre las tasas de fluido más actuales de cada pozo, para así definir la tasa límite económica de los yacimientos, mediante la sumatoria de cada una de las tasa económicas de los pozos en estudio.

Este parámetro de la tasa económica de cada uno de los pozos viene ligado al % de agua y sedimentos, los cuales indican la rentabilidad de producir un pozo, por lo cual mediante OFM se verificara este porcentaje de agua y sedimentos de los pozos para proceder a calcular un promedio de dicho dato.



## 2.3. Cálculo de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas.

### 2.3.1 Reservas recuperables

$$Re_{rec} = Fr * POES \quad (3.1)$$

Dónde:

Fr: Factor de recobro [fracción]

POES: Petróleo original en sitio [MMBLS]

### 2.3.2 Reservas no recuperables

$$Re_{Nrec} = POES - Re_{rec} \quad (3.2)$$

### 2.3.3 Reservas remanentes

$$Re_{re} = Re_{rec} - N_p \quad (3.3)$$

Dónde:

N<sub>p</sub>: Producción acumulada [MMBLS]

### 2.3.4 Reservas no desarrolladas

$$Re_{Nd} = Re_{re} - Re_d \quad (3.4)$$

Re<sub>d</sub>: Reservas desarrolladas [MMBLS]

# CAPITULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

### 3.1.- POES volumétrico.

**Tabla 3. 5** Parámetros petrofísicos de la arena U superior. (Petroamazonas EP)

Parámetros	valor	unidades
Porosidad ( $\emptyset$ )	18	%
Área (A)	1062	Acres
Espesor (h)	4,9	Pies
Saturación de agua connata ( $S_o$ )	24	%
Factor volumétrico inicial.(Boi)	1,229	BN/BY

**Fuente:** Petroamazonas EP.

**Tabla 3. 6** Parámetros petrofísicos de la arena U inferior. (Petroamazonas EP)

Parámetros	valor	unidades
Porosidad ( $\emptyset$ )	15	%
Área (A)	1897	Acres
Espesor (h)	12,7	Pies
Saturación de agua connata ( $S_o$ )	25	%
Factor volumétrico inicial.(Boi)	1,229	BN/BY

**Fuente:** Petroamazonas EP.

$$POES = \frac{7758 * \emptyset * A * H * (1 - Swc)}{Boi}$$

$$POES Usup = \frac{7758 * 0.18 * 1062 * 4.9 * (1 - 0.24)}{1.229}$$

$$POES Usup = 4493705.288 \text{ BN}$$

$$POES Uinf = \frac{7758 * 0.15 * 1897 * 12.7 * (1 - 0.25)}{1.229}$$

$$POES Uinf = 17108875.53 \text{ BN}$$

$$POES arena U = POES Usup + POES Uinf$$

$$POES arena U = 4493705.288 \text{ BN} + 17108875.53 \text{ BN}$$

$$POES arena U = 21602580.81 \text{ BN}$$

### 3.2 POES probabilístico

Debido a que el software Crystall ball requiere mínimo 15 datos por cada variable para realizar la gráfica de distribución probabilística de Montecarlo, se procederá a asignar datos arbitrarios de cada variable para completar la data que falta, donde dichos datos estarán entre el rango mínimo y máximo de los valores reales de cada variable.

**Arena U superior:**

**Tabla 3.7** Data petrofísica por pozo arena U superior.(Agila, 2012)

Pozo	PCN-001	PCN-002	PCN-03	PCN-004
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	1.5	2	15,5	2,5
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.11	0.139	0.164	0.122
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.403	0.269	0.171	0.187

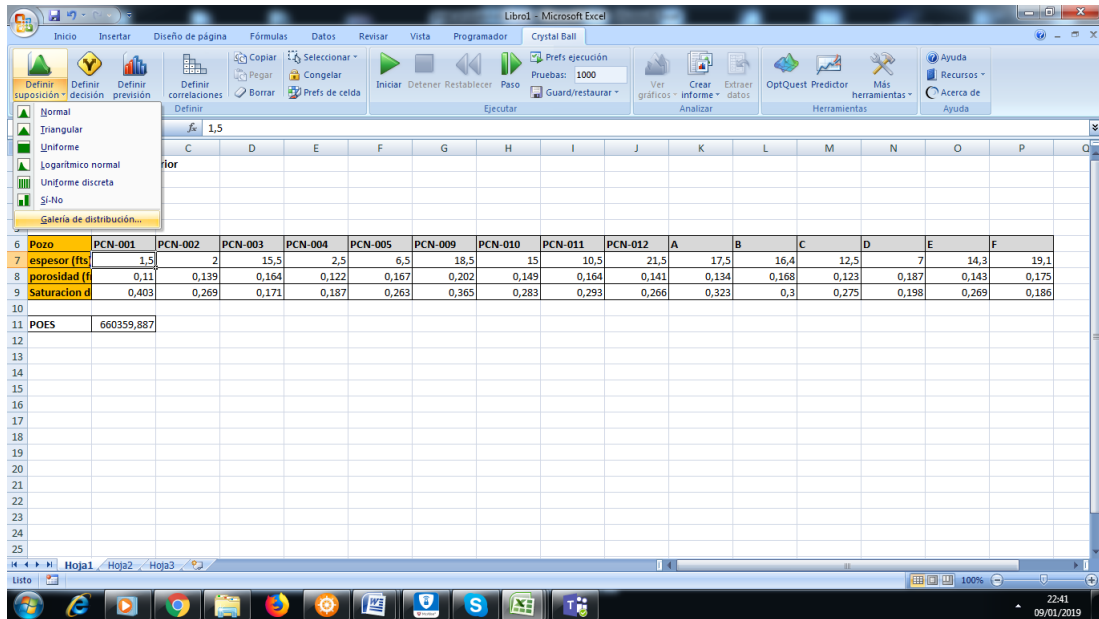
Pozo	PCN-005	PCN-009	PCN-010	PCN-011
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	6.5	18.5	15	10.5
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.167	0.202	0.149	0.164
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.263	0.365	0.283	0.293
Pozo	PCN-012	A	B	C
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	21.5	17.5	16.4	12.5
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.141	0.134	0.168	0.123
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.266	0.323	0.3	0.275
Pozo	D	E	F	-
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	7	14.3	19.1	-
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.187	0.143	0.175	-
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.198	0.269	0.186	-

**Arena U inferior:**

**Tabla 3.8** Data petrofísica por pozo arena U inferior,(Agila, 2012)

Pozo	PCN-001	PCN-002	PCN-03	PCN-004
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	8.5	13.5	30.5	3
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.137	0.193	0.167	0.142
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.413	0.151	0.121	0.42

<b>Pozo</b>	<b>PCN-005</b>	<b>PCN-006</b>	<b>PCN-008</b>	<b>PCN-009</b>
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	14	16.5	8.5	27.5
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.181	0.13.3	0.121	0.214
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.259	0.241	0.225	0.35
<b>Pozo</b>	<b>PCN-010</b>	<b>PCN-012</b>	<b>PCN-013</b>	<b>A</b>
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	16	21.5	9	10
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.159	0.171	0.134	0.152
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.403	0.452	0.351	0.151
<b>Pozo</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	-
<b>Espesor Neto Petrolífero (Fts)</b>	11.4	13.2	14.2	-
<b>Porosidad (Fracción)</b>	0.146	0.131	0.161	-
<b>Saturación de Agua (Fracción)</b>	0.203	0.256	0.287	-



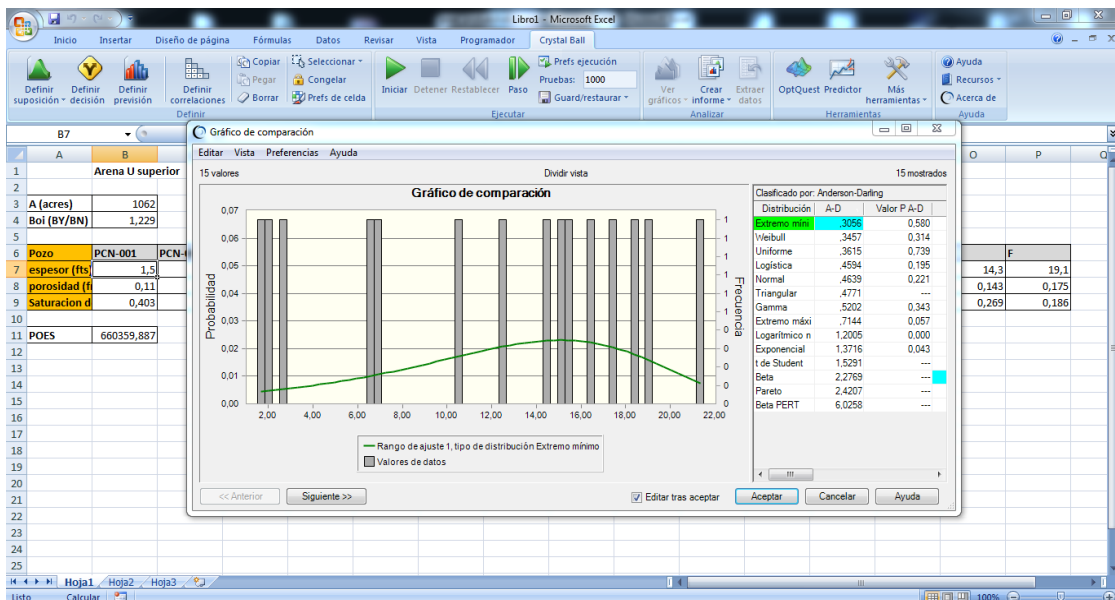
**Ilustración 3.24.** Ajuste por lote de cada variable de la arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

De acuerdo al software la variable **espesor** se ajusta a un modelo de distribución “Extremo Mínimo” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

**Más probable 15.08**

**Escala 5.22**



**Ilustración 3.25.** Ajuste por lote de la variable **espesor** de la arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

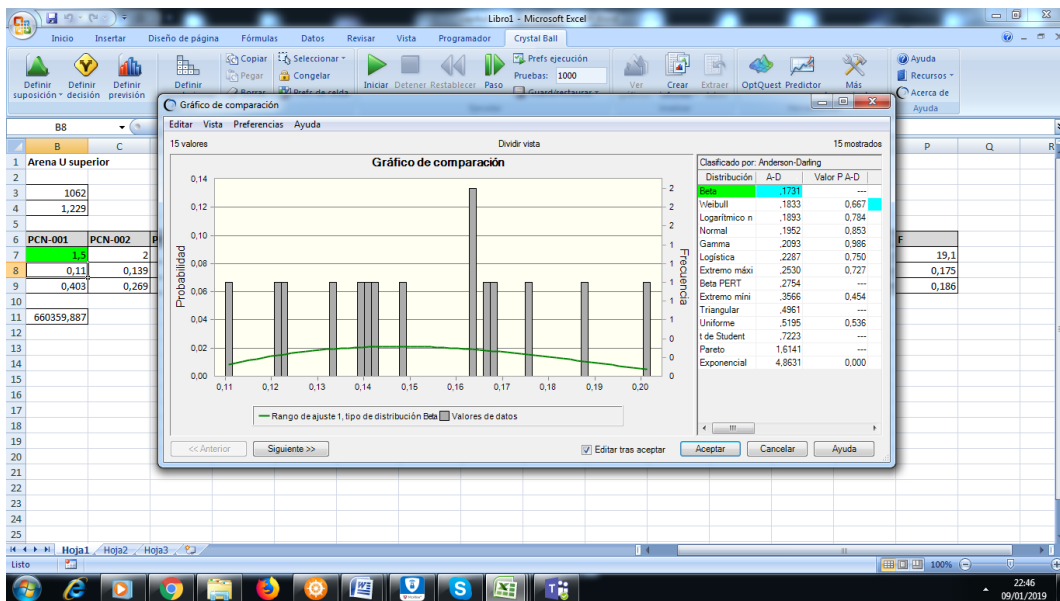
De acuerdo al software la variable porosidad se ajusta a un modelo de distribución “Beta” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

**Mínimo:** 0.10

**Máximo:** 0.22

**Alfa:** 2.0813

**Beta:** 2.669



**Ilustración 3. 26.** Ajuste por lote de la variable porosidad de la arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

De acuerdo al software la variable saturación de agua se ajusta a un modelo de distribución “T de student” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

**Punto medio:** 0.27

**Escala:** 0.03

**Grado de libertad:** 1

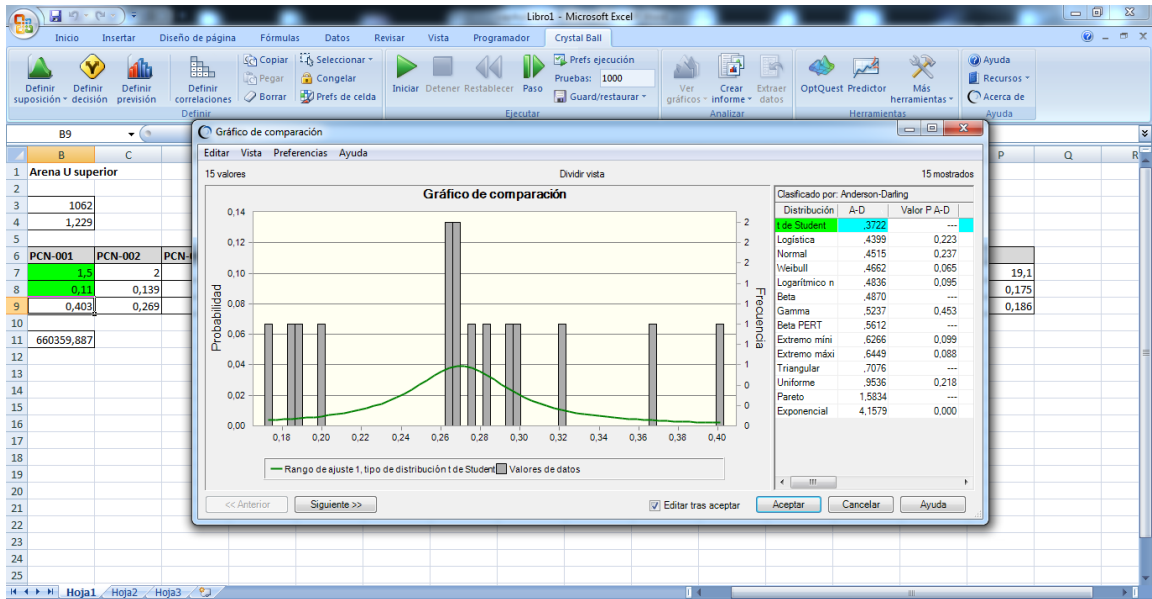


Ilustración 3. 27. Ajuste por lote de la variable saturación de agua de la arena U superior.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2014.

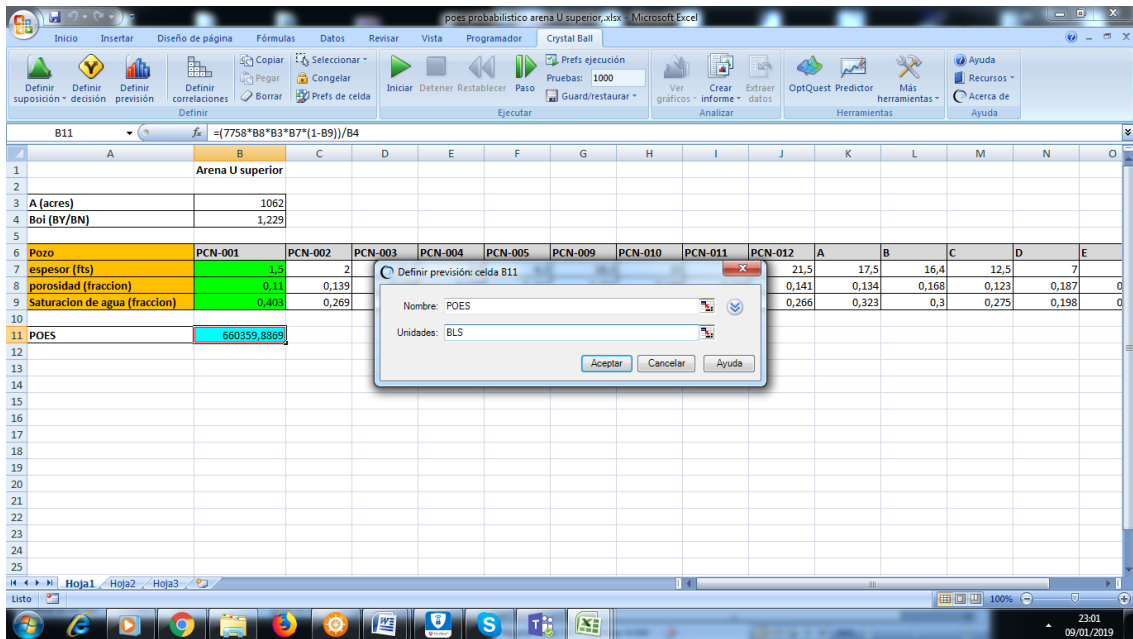
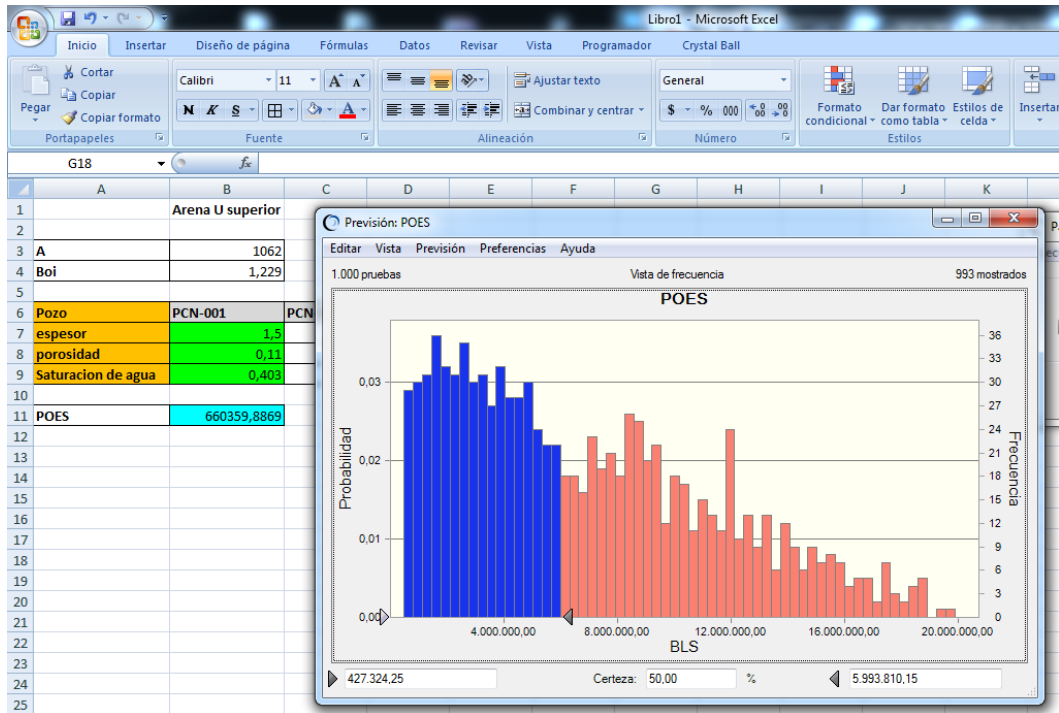


Ilustración 3. 28. Definición de previsión arena U superior.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2014.

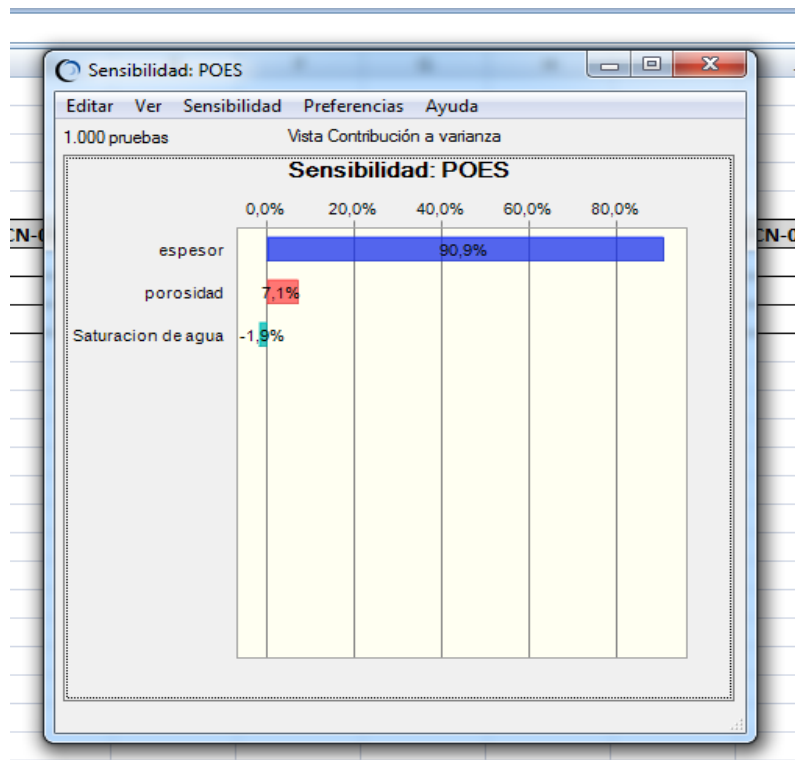




**Ilustración 3.29.** Simulación de MonteCarlo de la arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

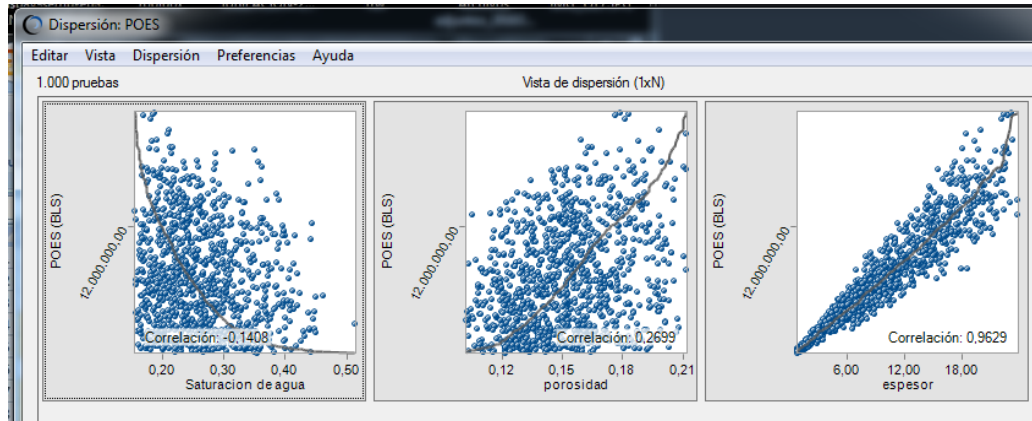
**POES Usuperior= 5993810,15 BN**



**Ilustración 3.30** Análisis de sensibilidad del POES Arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

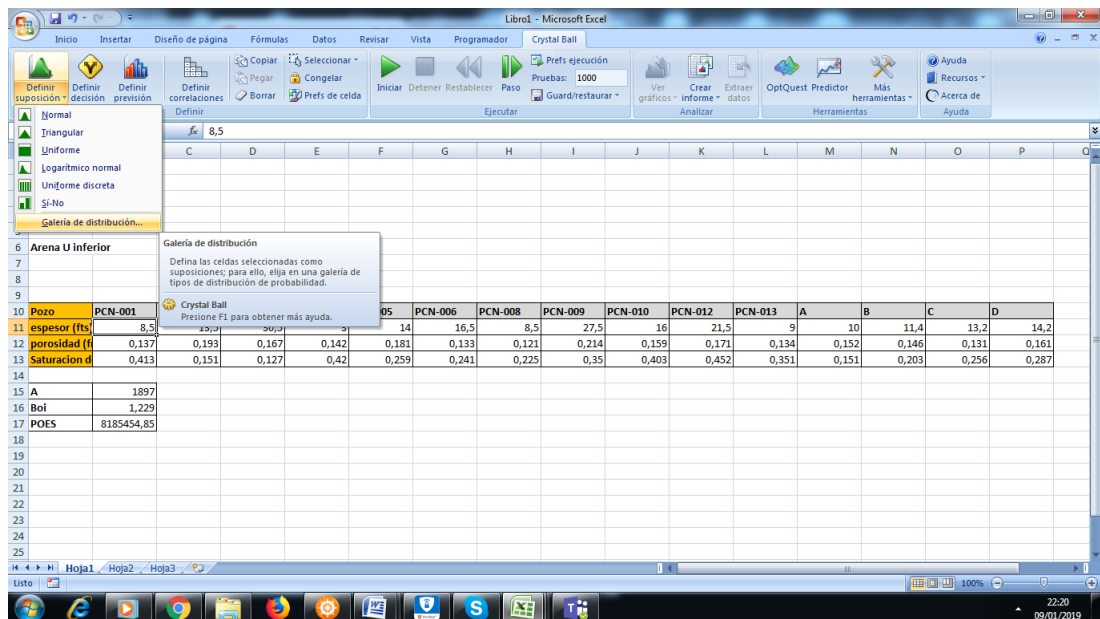
Según el análisis de sensibilidad podemos ver que la variable que más afecta al POES es la variable de saturación con un 91% aproximado y que la porosidad y saturación de agua no afecta mucho al valor del POES.



**Ilustración 3.31** Correlación de dispersión de cada variable de la arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

Según el análisis de dispersión podemos ver que la variable espesor tiene una correlación cercana a 1, esto quiere decir que a medida que aumenta el espesor, las variaciones del POES disminuyen, en cambio en las otras dos graficas las correlaciones son muy bajas, esto quiere decir que a medida que mantengamos constantes dichas variables, las variaciones del POES van a ser muchas, debido a que la variable espesor es la que más afecta al valor del POES y no las otras.



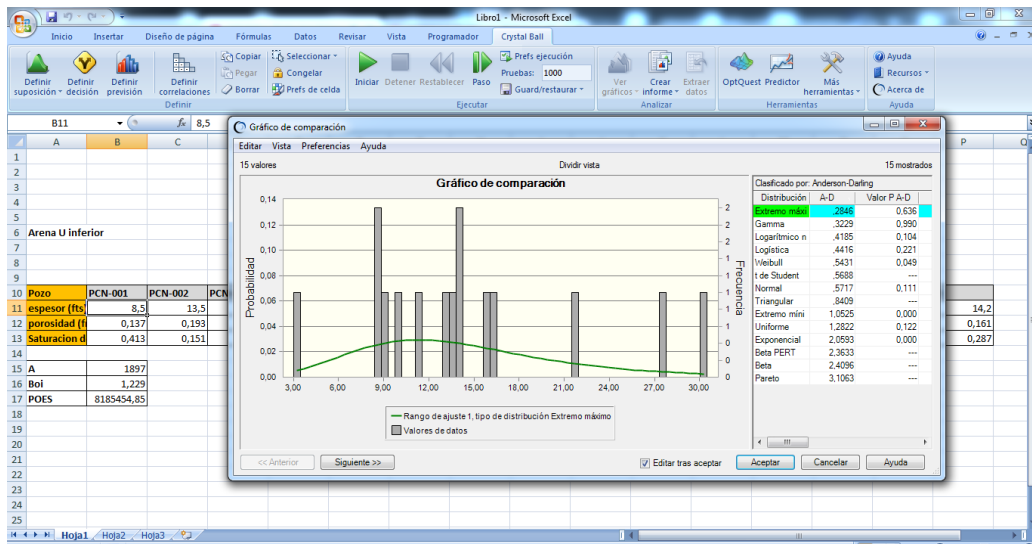
**Ilustración 3.32** Ajuste por lote de cada variable de la arena U inferior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

De acuerdo al software la variable espesor se ajusta a un modelo de distribución “Extremo Máximo” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

**Más probable:** 11.27

**Escala:** 5.63



**Ilustración 3.33** Ajuste por lote de la variable espesor de la arena U inferior.

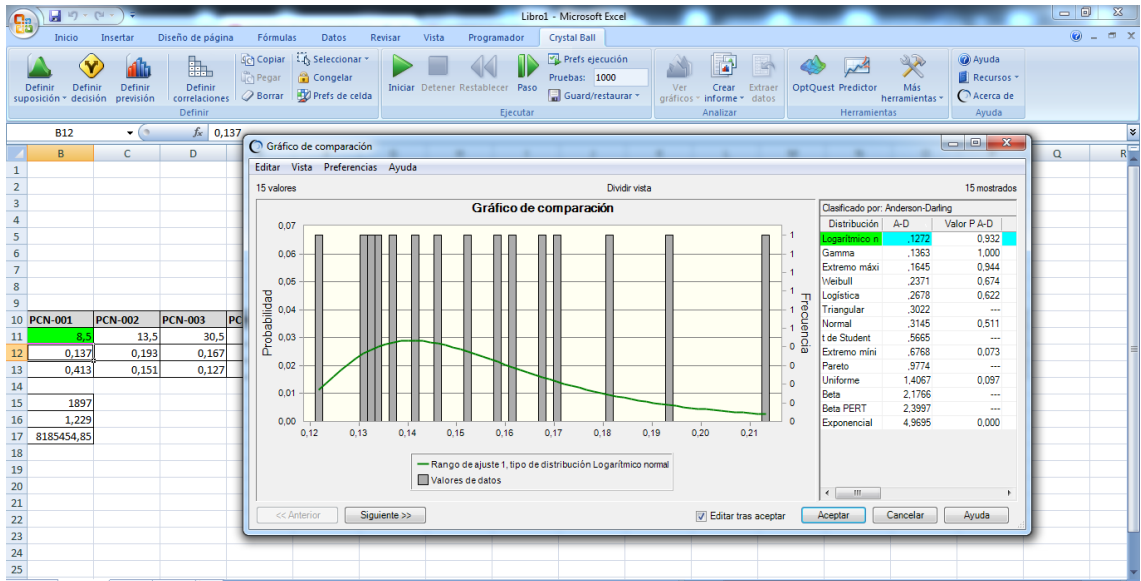
**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

De acuerdo al software la variable porosidad se ajusta a un modelo de distribución “Logaritmo n” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

**Ubicación:** 0.10

**Media:** 0.16

**Desviación estándar:** 0.03



**Ilustración 3.34** Ajuste por lote de la variable porosidad de la arena U inferior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

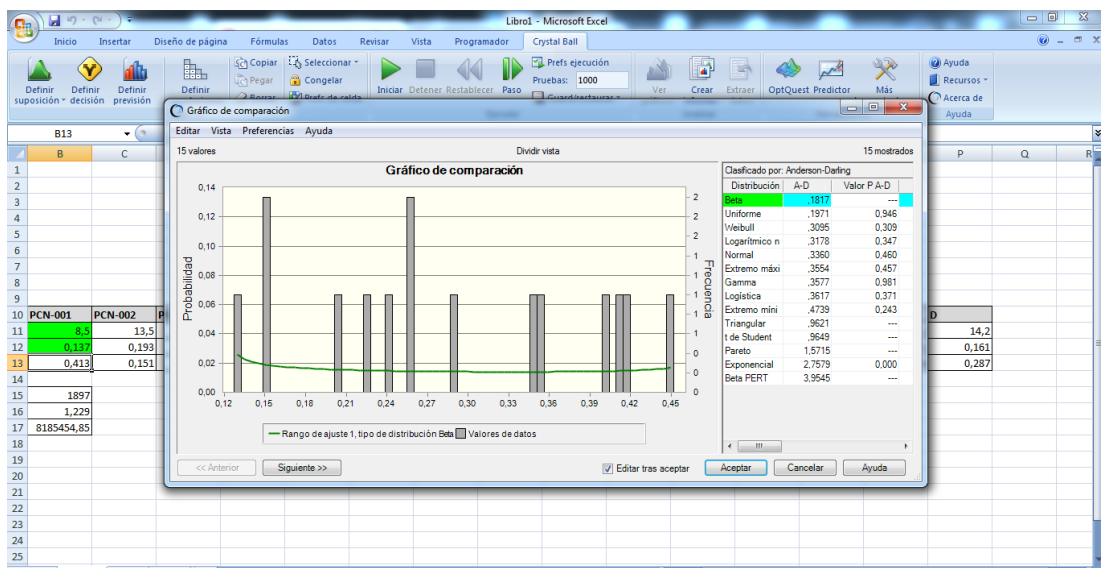
De acuerdo al software la variable saturación de agua se ajusta a un modelo de distribución “Beta” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

**Mínimo:** 0.12

**Máximo:** 0.46

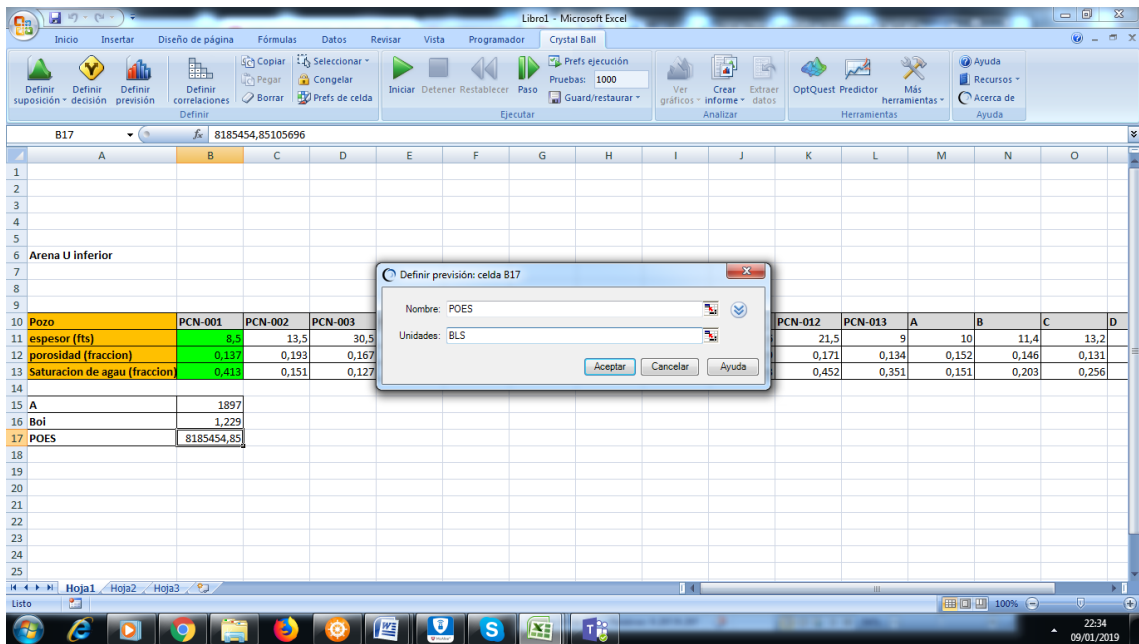
**Alfa:** 0.8047

**Beta:** 0.8807



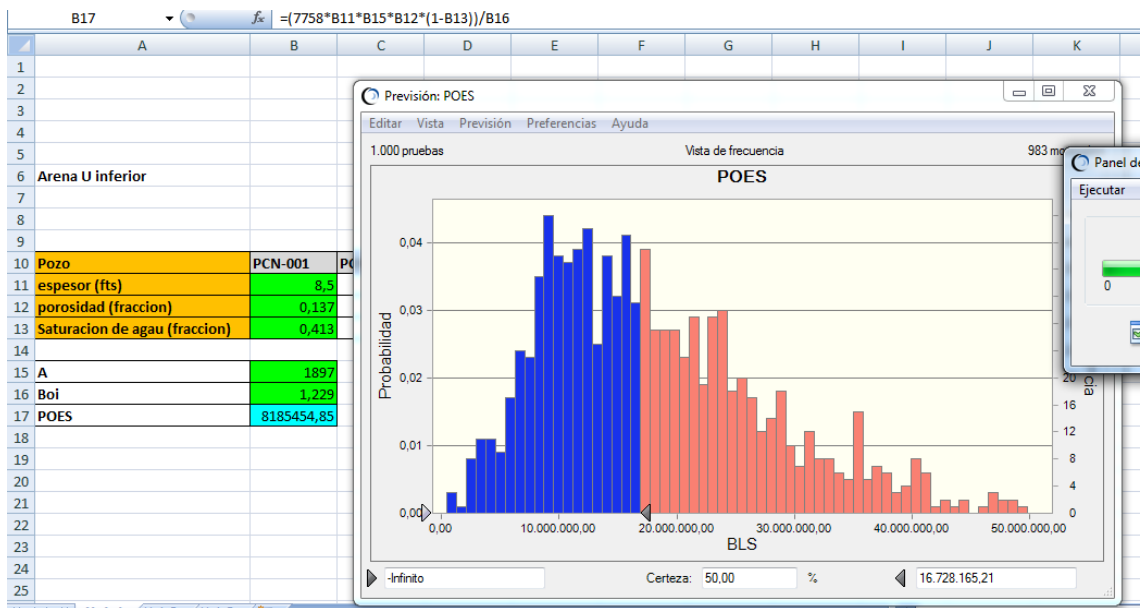
**Ilustración 3.35** Ajuste por lote de la variable saturación de agua de la arena U inferior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.



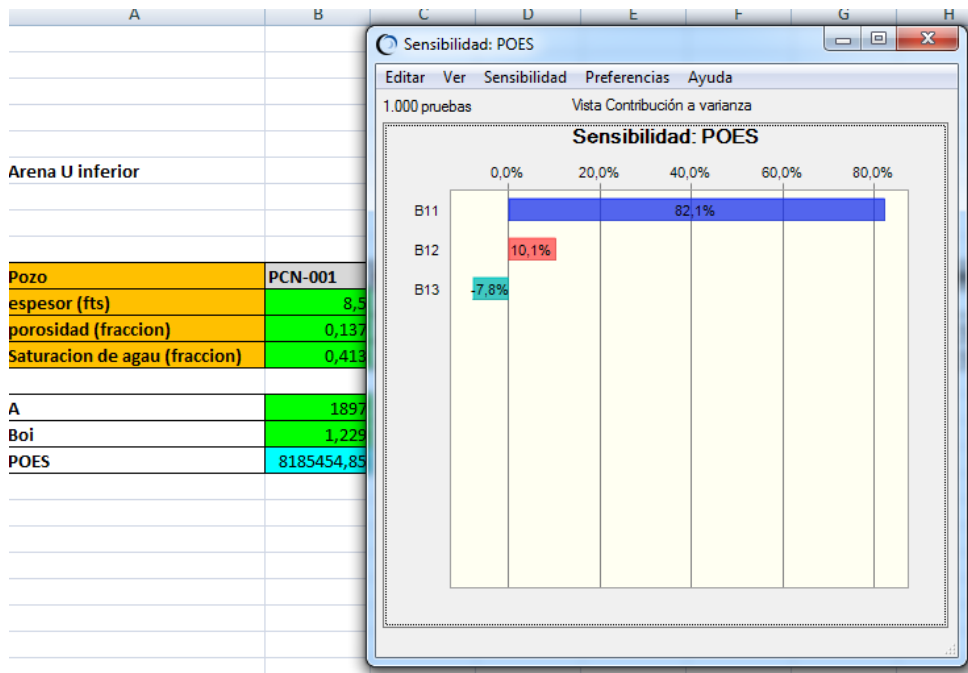
**Ilustración 3.36** Definición de previsión arena U inferior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.



**Ilustración 3.37** Simulación de MonteCarlo Arena U inferior.

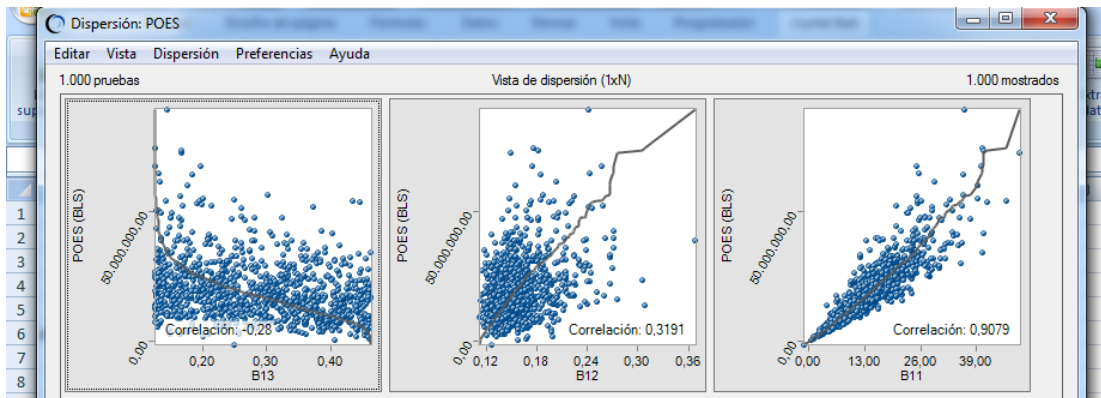
**POES Uinferior= 16 728 165,21 BN**



**Ilustración 3.38** Análisis de sensibilidad del POES Arena U inferior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

Según el análisis de sensibilidad podemos ver que la variable que más afecta al POES es la variable de saturación con un 82,1% aproximado y que la porosidad y saturación de agua no afecta mucho al valor del POES.



**Ilustración 3.39** Correlación de dispersión de cada variable de la arena U superior.

**Fuente:** Oracle Crystal Ball, 2014.

Según el análisis de dispersión podemos ver que la variable espesor (B11) tiene una correlación cercana a 1, esto quiere decir que a medida que aumenta el espesor, las variaciones del POES disminuyen, en cambio en las otras dos graficas las correlaciones son muy bajas, esto quieren decir que a medida que mantengamos constantes dichas variables, las variaciones del

POES van a ser muchas, debido a que la variable espesor es la que más afecta al valor del POES y no las otras.

**Resumen:**

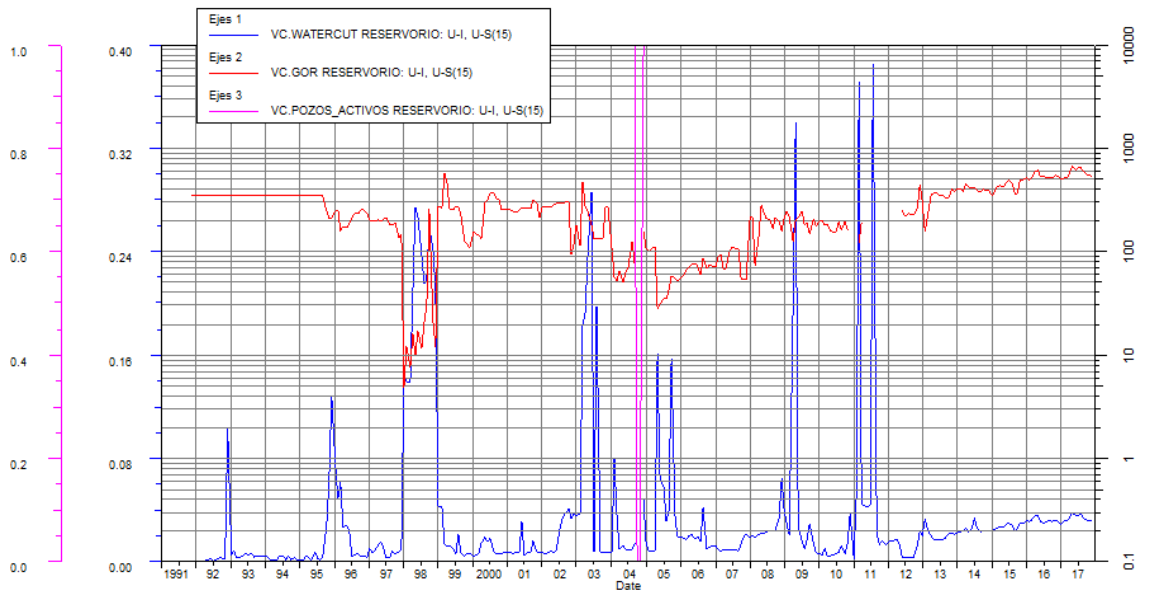
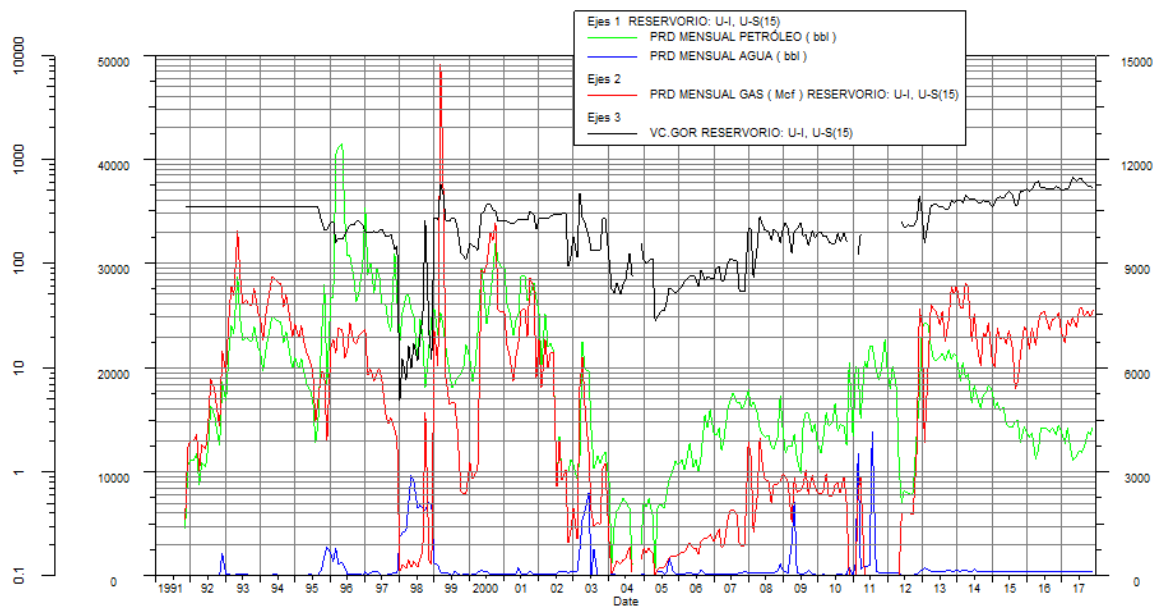
**Tabla 3.9** Resumen POES- Método Probabilístico.

<b>POES Arena U superior.</b>	5 993 810,15 BN
<b>POES Arena U inferior.</b>	16 728 165,21 BN
<b>Total POES Arena U</b>	23 645 257,37

**3.3 POES por Balance de Materiales**

**3.3.1. Análisis de la producción en función del tiempo.**

En la ilustración 3.17 se puede ver como la producción mensual de petróleo empieza a declinar aproximadamente desde el año 1996 hasta el 2005, pero luego del 2005 aumento la producción de petróleo debido a que se activó un pozo entre el 2004 y el 2005, aparte la producción mensual de agua aumenta en ciertos periodos mensuales, pero luego decae y se mantiene constante, lo cual nos puede llevar a concluir que no existe la presencia de un acuífero fuerte que aporte energía al yacimiento y que probablemente el tipo de empuje principal sea generado por la expansión roca-fluidos. Además si vemos el RGP permanece casi constante en toda la vida productiva del yacimiento, lo que nos lleva a concluir que es un yacimiento subsaturado.



**Ilustración 3.40** Análisis del comportamiento histórico de producción.

Fuente: OFM v2.0,2014

**Tabla 3.10** Data arena U superior para PVT sintético (Petroamazonas EP).

YACIMIENTO U superior.	
Pi (psi)	3850
Pb (psia)	1000
Swc (fracción)	0.24



<b>H (pies)</b>	4.9
<b>Temperatura promedio (°F)</b>	216
<b>Ø (fracción)</b>	0.18
<b>Área (acres)</b>	1062
<b>Sólidos totales (ppm)</b>	12000
<b>GOR (scf/STB)</b>	272.4
<b>Gravedad específica del gas</b>	0.902852
<b>POES oficial (MMBLS)</b>	4.504040
<b>°API</b>	30.4
<b>Permeabilidad del acuífero (md)</b>	30

**Tabla 3.11** Data arena U inferior para PVT sintético (Petroamazonas Ep).

<b>YACIMIENTO U inferior.</b>	
<b>Pi (psi)</b>	3850
<b>Pb (psia)</b>	1000
<b>Swc (fracción)</b>	0.28
<b>H (pies)</b>	12.7
<b>Temperatura promedio (°F)</b>	216
<b>Ø (fracción)</b>	0.15
<b>Área (acres)</b>	1897
<b>Sólidos totales (ppm)</b>	12000
<b>GOR (scf/STB)</b>	272.4
<b>Gravedad específica del gas</b>	0.902852

<b>POES oficial (MMBLS)</b>	18.006611
<b>°API</b>	30.4
<b>Permeabilidad del acuífero (md)</b>	50

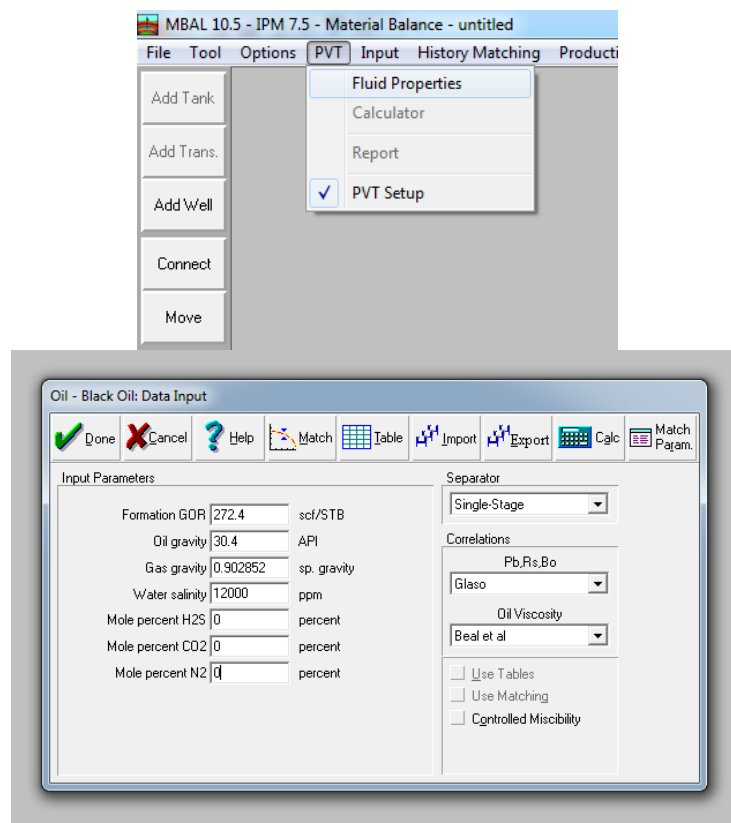
Debido a que no se tenía el valor de la gravedad específica del gas, se utilizó la siguiente correlación para aproximarla:

Correlación Hernández y Pishon (petrolera., 2009):

$$\delta g = 0.4657 + 0.01438 \text{ Api}$$

### Arena U superior:

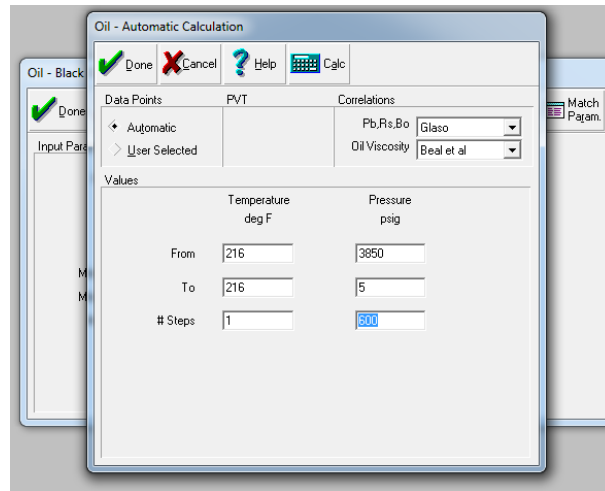
Primero realizamos el procedimiento para la arena U superior, donde primero ingresamos los datos de los fluidos:



**Ilustración 3.41** Datos insertados del yacimiento- arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Como no tenemos mucha cantidad de información, no calibraremos el PVT a los datos reales y procedemos hacer clic en calcular.



**Ilustración 3.42** Datos de temperatura de yacimiento y presión inicial del yacimiento-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

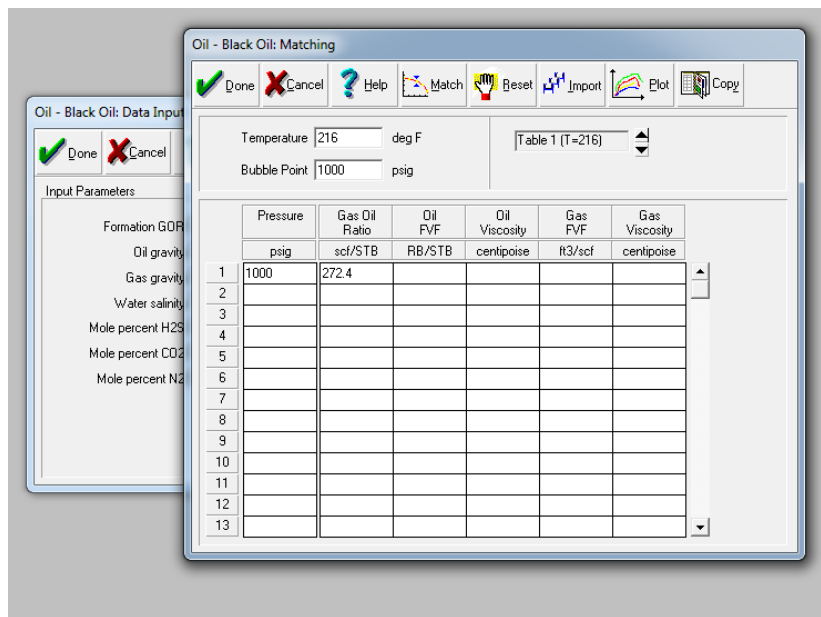
Hacemos clic en calcular, usando la correlación de Glasso y obtenemos el PVT sintético creado:

Temperature deg F	Pressure psig	Bubble Point psig	Gas Oil Ratio scf/STB	Oil FVF RB/STB	Oil Viscosity centipoise	Z Factor	Gas FVF ft <sup>3</sup> /scf	Gas Viscosity centipoise	Oil Density lb/ft <sup>3</sup>	Gas Density lb/ft <sup>3</sup>	Water FVF RB/STB	Water Viscosity centipoise
216	5	1435.26	8.77471	1.05173	1.7673	0.997007	0.967959	0.0126215	51.9825	0.0712629	1.04363	0.297424
216	11.4083	1435.26	10.5416	1.05242	1.75972	0.996034	0.729622	0.0126246	51.969	0.0945415	1.0436	0.297424
216	17.8167	1435.26	12.1951	1.05307	1.75267	0.995061	0.585239	0.0126281	51.9562	0.117866	1.04358	0.297424
216	24.225	1435.26	13.7675	1.05369	1.74601	0.994088	0.488402	0.0126318	51.944	0.141235	1.04356	0.297424
216	30.6333	1435.26	15.2786	1.05429	1.73965	0.993115	0.418945	0.0126357	51.9322	0.164651	1.04354	0.297424
216	37.0417	1435.26	16.741	1.05487	1.73354	0.992142	0.366694	0.0126399	51.9207	0.188112	1.04352	0.297424
216	43.45	1435.26	18.1639	1.05543	1.72763	0.991169	0.32596	0.0126443	51.9094	0.21162	1.0435	0.297424
216	49.8583	1435.26	19.5539	1.05599	1.72188	0.990197	0.293314	0.0126488	51.8983	0.235173	1.04348	0.297424
216	56.2667	1435.26	20.9159	1.05653	1.71629	0.989225	0.266564	0.0126535	51.8874	0.258773	1.04346	0.297424
216	62.675	1435.26	22.254	1.05707	1.71082	0.988253	0.244245	0.0126584	51.8766	0.282419	1.04343	0.297424
216	69.0833	1435.26	23.5712	1.0576	1.70547	0.987281	0.225341	0.0126635	51.8659	0.306112	1.04341	0.297424
216	75.4917	1435.26	24.87	1.05812	1.70023	0.986309	0.209123	0.0126687	51.8553	0.329851	1.04339	0.297424
216	81.9	1435.26	26.1527	1.05864	1.69507	0.985338	0.195057	0.0126741	51.8448	0.353637	1.04337	0.297424
216	88.3083	1435.26	27.4209	1.05916	1.69	0.984367	0.182742	0.0126796	51.8343	0.37747	1.04335	0.297424
216	94.7167	1435.26	28.6761	1.05967	1.68501	0.983396	0.171869	0.0126852	51.8239	0.40135	1.04333	0.297424
216	101.125	1435.26	29.9197	1.06017	1.68009	0.982425	0.162199	0.012691	51.8136	0.425277	1.04331	0.297424
216	107.533	1435.26	31.1526	1.06068	1.67524	0.981455	0.153543	0.0126969	51.8033	0.449251	1.04329	0.297424
216	113.942	1435.26	32.376	1.06118	1.67044	0.980485	0.14575	0.0127029	51.793	0.473272	1.04326	0.297424
216	120.35	1435.26	33.5905	1.06168	1.66571	0.979515	0.138697	0.0127091	51.7828	0.497341	1.04324	0.297424
216	126.758	1435.26	34.797	1.06217	1.66103	0.978545	0.132282	0.0127153	51.7726	0.521458	1.04322	0.297424
216	133.167	1435.26	35.9962	1.06267	1.6564	0.977576	0.126424	0.0127217	51.7624	0.545622	1.0432	0.297424
216	139.575	1435.26	37.1885	1.06316	1.65182	0.976607	0.121052	0.0127283	51.7522	0.569834	1.04318	0.297424
216	145.983	1435.26	38.3746	1.06365	1.64728	0.975639	0.116109	0.0127349	51.742	0.594094	1.04316	0.297424
216	152.392	1435.26	39.5549	1.06414	1.64279	0.97467	0.111545	0.0127416	51.7318	0.618402	1.04314	0.297424
216	158.8	1435.26	40.7298	1.06463	1.63834	0.973702	0.107318	0.0127485	51.7217	0.642758	1.04312	0.297424

**Ilustración 3.43** PVT sintético-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

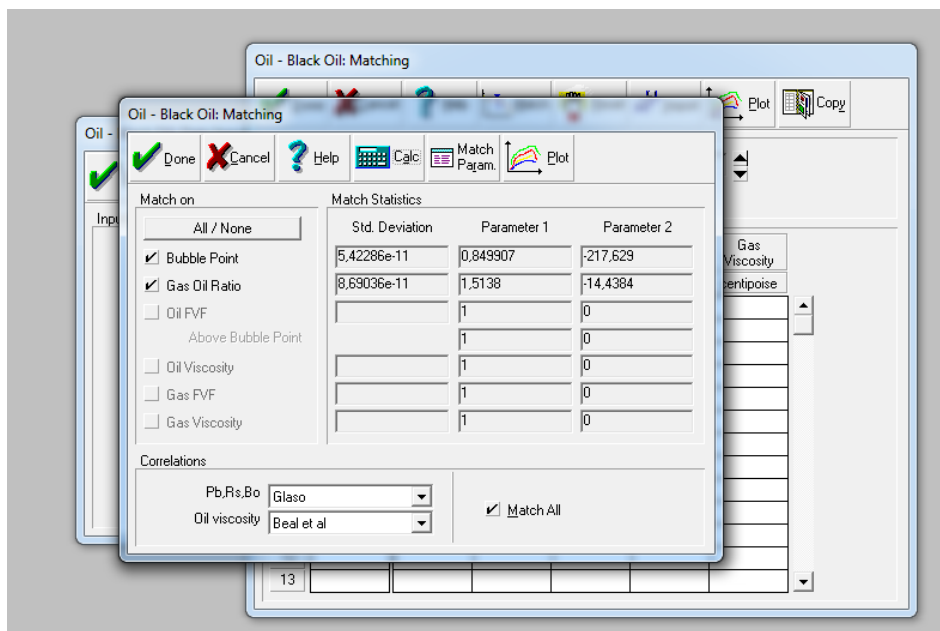
Calibramos este PVT sintético, ya que la presión de burbuja no es la real de 1000 psi y hacemos dos veces clic en done y luego en match:



**Ilustración 3.44** Ingreso de datos para el matching con la data real del yacimiento-arena u superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Luego hacemos clic nuevamente en match y luego en calcular:



**Ilustración 3.45** Parámetros recalculados con el matching-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Luego hacemos dos veces clic en done y luego dos veces en calcular y cuando salga la tabla de PVT hacemos clic nuevamente en calcular y obtenemos el PVT sintético calibrado:

PVT Input History Matching Production Prediction View Units Help

PVT Calculations

Done Cancel Help Report Layout Plot Calc

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Z Factor	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Gas Density	Water FVF	Water Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	RB/STB	centipoise		ft <sup>3</sup> /scf	centipoise	lb/ft <sup>3</sup>	lb/ft <sup>3</sup>	RB/STB	centipoise
216	5	1000	0	1.04833	1.80586	0.997007	0.967959	0.0126215	52.0479	0.0712629	1.04363	0.297424
216	11.4083	1000	1.51953	1.04892	1.79907	0.996034	0.729622	0.0126246	52.0368	0.0945415	1.0436	0.297424
216	17.8167	1000	4.02256	1.04988	1.788	0.995061	0.585239	0.0126281	52.0183	0.117866	1.04358	0.297424
216	24.225	1000	6.40298	1.0508	1.77758	0.994088	0.488402	0.0126318	52.0005	0.141235	1.04356	0.297424
216	30.6333	1000	8.69036	1.0517	1.76767	0.993115	0.418945	0.0126357	51.9831	0.164651	1.04354	0.297424
216	37.0417	1000	10.9042	1.05256	1.75817	0.992142	0.366694	0.0126399	51.9662	0.188112	1.04352	0.297424
216	43.45	1000	13.0582	1.05341	1.74901	0.991169	0.32596	0.0126443	51.9495	0.21162	1.0435	0.297424
216	49.8583	1000	15.1623	1.05424	1.74014	0.990197	0.293314	0.0126488	51.9331	0.235173	1.04348	0.297424
216	56.2667	1000	17.2242	1.05506	1.73153	0.989225	0.266564	0.0126535	51.9168	0.258773	1.04346	0.297424
216	62.675	1000	19.2498	1.05587	1.72314	0.988253	0.244245	0.0126584	51.9007	0.282419	1.04343	0.297424
216	69.0833	1000	21.2437	1.05666	1.71495	0.987281	0.225341	0.0126635	51.8847	0.306112	1.04341	0.297424
216	75.4917	1000	23.21	1.05745	1.70694	0.986309	0.209123	0.0126687	51.8688	0.329851	1.04339	0.297424
216	81.9	1000	25.1517	1.05824	1.69909	0.985338	0.195057	0.0126741	51.853	0.353637	1.04337	0.297424
216	88.3083	1000	27.0715	1.05901	1.6914	0.984367	0.182742	0.0126796	51.8372	0.37747	1.04335	0.297424
216	94.7167	1000	28.9717	1.05979	1.68384	0.983396	0.171869	0.0126852	51.8215	0.40135	1.04333	0.297424
216	101.125	1000	30.8541	1.06055	1.67641	0.982425	0.162199	0.012691	51.8058	0.425277	1.04331	0.297424
216	107.533	1000	32.7206	1.06132	1.6691	0.981455	0.153543	0.0126969	51.7901	0.449251	1.04329	0.297424
216	113.942	1000	34.5725	1.06208	1.6619	0.980485	0.14575	0.0127029	51.7745	0.473272	1.04326	0.297424
216	120.35	1000	36.4111	1.06284	1.6548	0.979515	0.138697	0.0127091	51.7588	0.497341	1.04324	0.297424
216	126.758	1000	38.2375	1.06359	1.64781	0.978545	0.132282	0.0127153	51.7432	0.521458	1.04322	0.297424
216	133.167	1000	40.0527	1.06434	1.6409	0.977576	0.126424	0.0127217	51.7275	0.545622	1.0432	0.297424
216	139.575	1000	41.8577	1.0651	1.63409	0.976607	0.121052	0.0127283	51.7119	0.569834	1.04318	0.297424
216	145.983	1000	43.6532	1.06585	1.62736	0.975639	0.116109	0.0127349	51.6962	0.594094	1.04316	0.297424
216	152.392	1000	45.4399	1.06659	1.62071	0.97467	0.111545	0.0127416	51.6806	0.618402	1.04314	0.297424
216	158.8	1000	47.2186	1.06734	1.61413	0.973702	0.107318	0.0127485	51.6649	0.642758	1.04312	0.297424

Ilustración 3.46 Verificación de PVT sintético calibrado- arena U superior.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

Tank Parameters

Tank Type: Oil

Name: Arena U super

Temperature: 216 deg F

Initial Pressure: 3850 psig

Porosity: 0.18 fraction

Connate Water Saturation: 0.24 fraction

Water Compressibility: Use Corr 1/psi

Initial Gas Cap: 0

Original Oil In Place: 4504.040 MSTB

Start of Production: 01/10/1995 date d/m/y

Monitor Contacts

Gas Coning

Water Coning

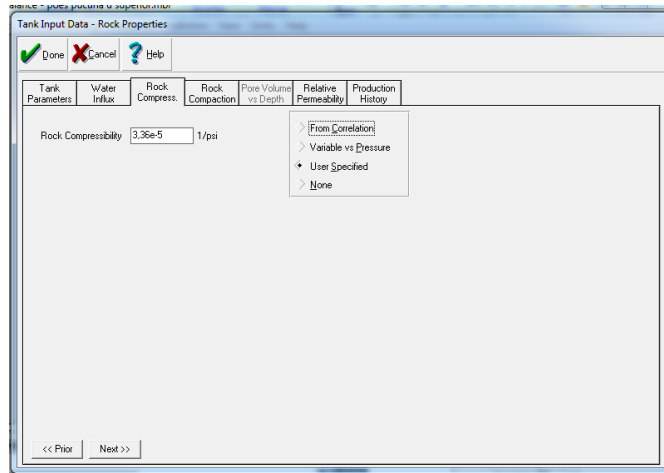
Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)

Calculate Pb...

<< Prior Next >> Validate

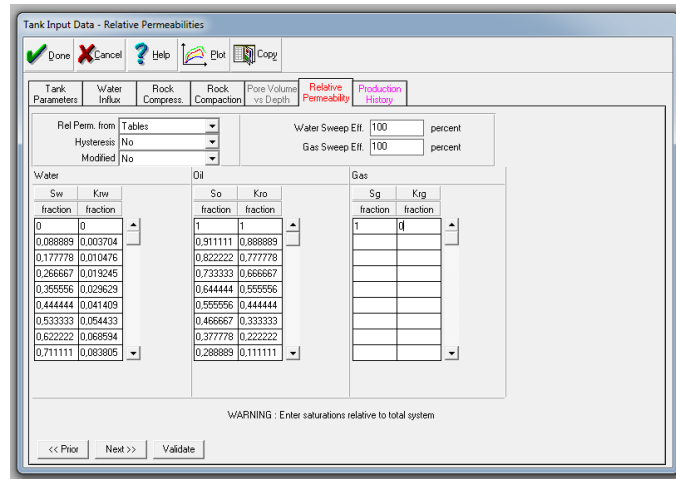
Ilustración 3.47 Ingreso de parámetros del tanque-arena U superior.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.48** Ingreso manual de la compresibilidad de la roca-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.49** Ingreso de datos de permeabilidad relativa-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Production History

Done Cancel Help Import Plot Reprgt Copy Layout

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History		Regression Weighting	Comment
Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment	
date d/m/y	psig	MSTB	Mscf	MSTB	MMscf	MMSTB			
1	01/10/1995	3850	7	0	1		Medium	Edit.	
2	01/11/1995		18	0	2		Medium	Edit.	
3	01/12/1995		25	0	5		Medium	Edit.	
4	01/01/1996		33	0	7		Medium	Edit.	
5	01/02/1996		38	0	8		Medium	Edit.	
6	01/03/1996		44	0	9		Medium	Edit.	
7	01/04/1996		50	0	10		Medium	Edit.	
8	01/05/1996		56	0	11		Medium	Edit.	
9	01/06/1996		60	0	12		Medium	Edit.	
10	01/01/1997		61	0	12		Medium	Edit.	
11	01/02/1997		61	0	12		Medium	Edit.	
12	01/03/1997		61	0	12		Medium	Edit.	
13	01/04/1997		62	0	12		Medium	Edit.	
14	01/05/1997		62	0	12		Medium	Edit.	
15	01/06/1997		64	0	12		Medium	Edit.	
16	01/07/1997		64	0	12		Medium	Edit.	

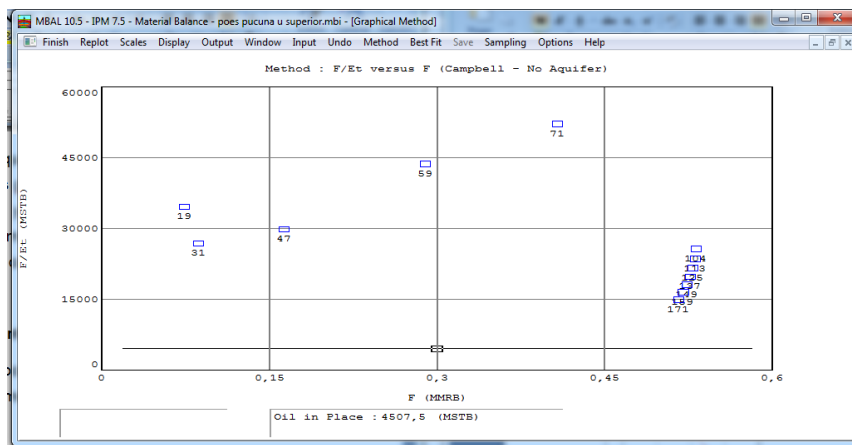
Work with GOR

<< Prior Next >>

**Ilustración 3.50** Ingreso del historial de producción- arena U superior.

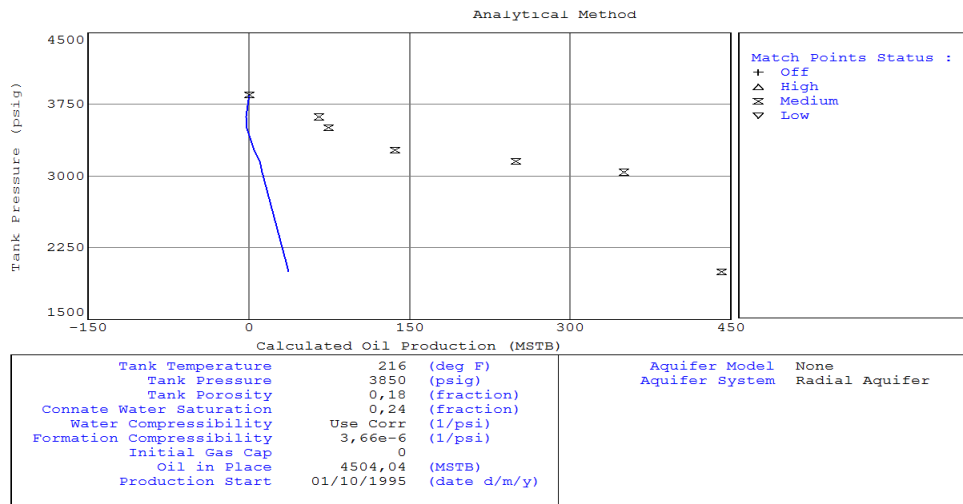
**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Una vez que sean ingresados los datos, se corre la simulación para obtener los siguientes gráficos: mecanismo de empuje, el comportamiento de las presiones reales del yacimiento, F/Et vs F (no hay acuífero), donde esta grafica nos dará el POES mediante balance de materiales, cuyo valor es de 4.507500MMSTB, el cual es casi parecido al oficial de 4.504040MMSTB.



**Ilustración 3.51** Corrida de simulación-arena U superior.

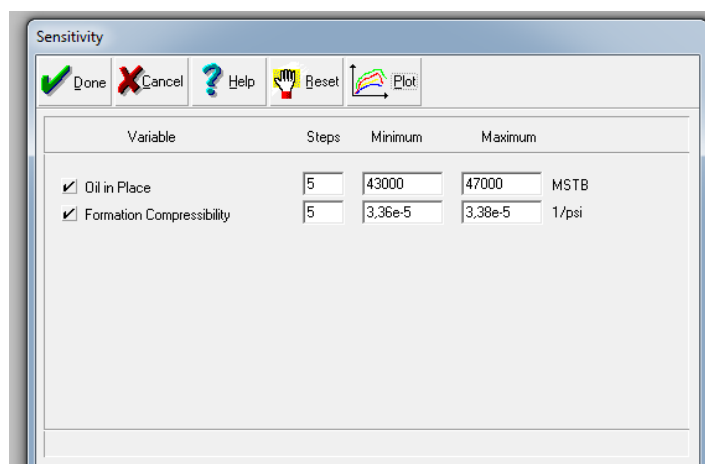
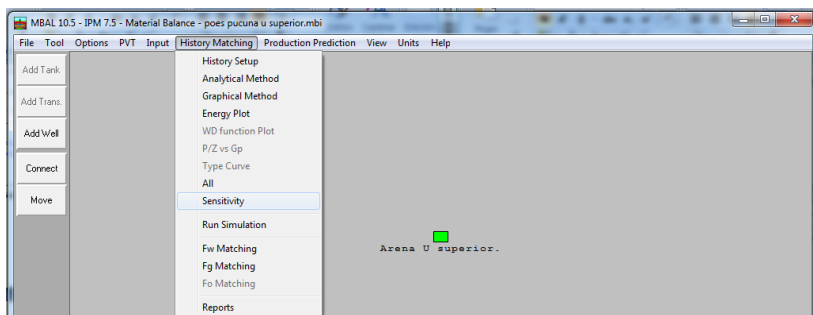
**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.52** Primera simulación de presiones-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

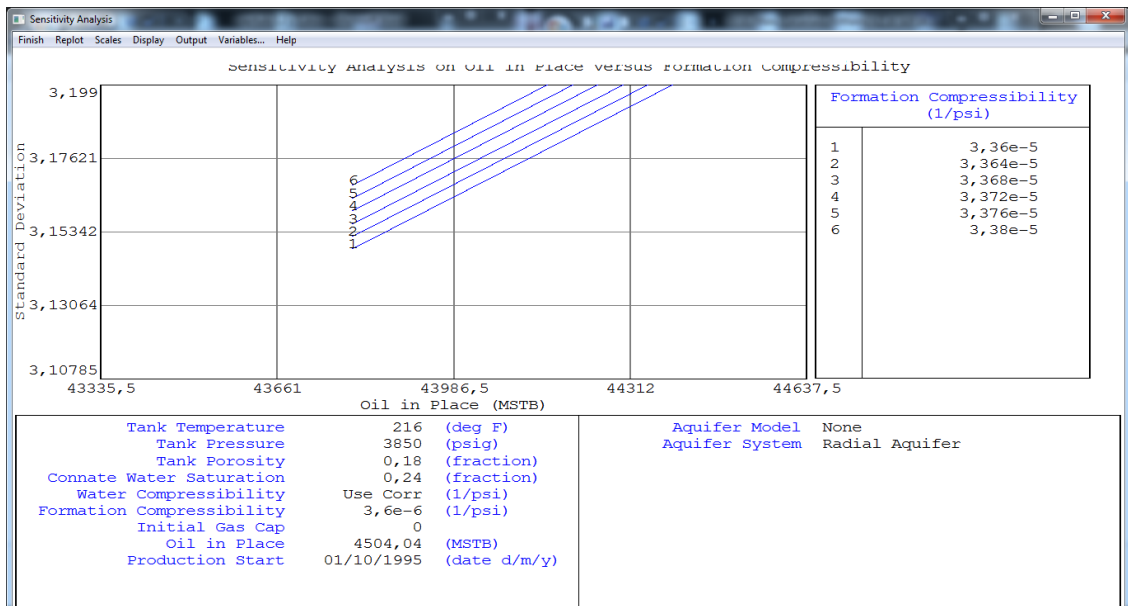
Ahora realizamos un análisis de sensibilidad para obtener un cotejo histórico de presión aceptable, para esto utilizaremos la única variable que fue asumida en el estudio que es la compresibilidad de la roca.



**Ilustración 3.53** Cálculo de sensibilidad para la compresibilidad de la roca-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

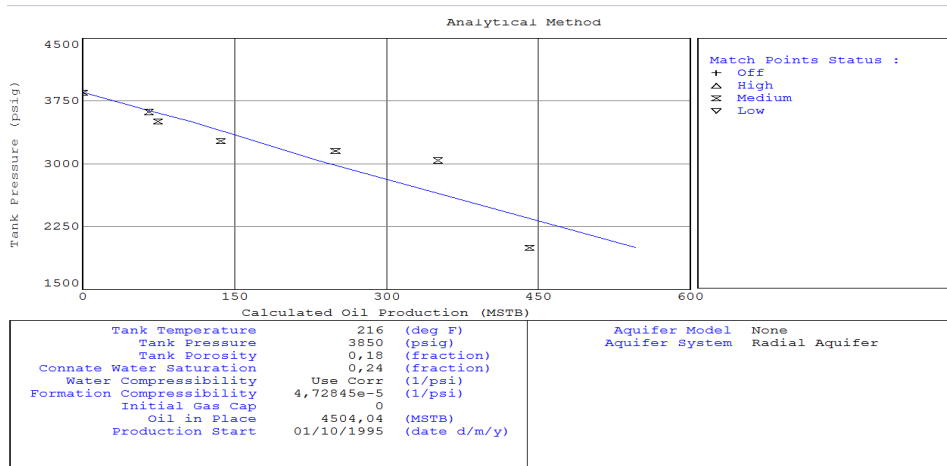




**Ilustración 3.54** Selección de la mejor compresibilidad de roca-arena U superior.

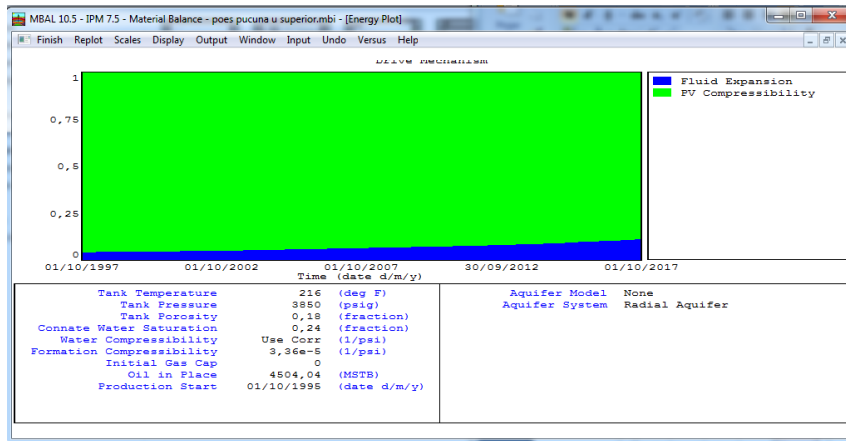
**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Observamos que la menor desviación la tiene la recta 1 con una compresibilidad de 3.36 E-5, y si utilizamos este valor vemos como el comportamiento histórico de presión se ajusta lo más próximo al real.



**Ilustración 3.55** Cotejo de presiones simuladas con presiones reales-arena U superior.

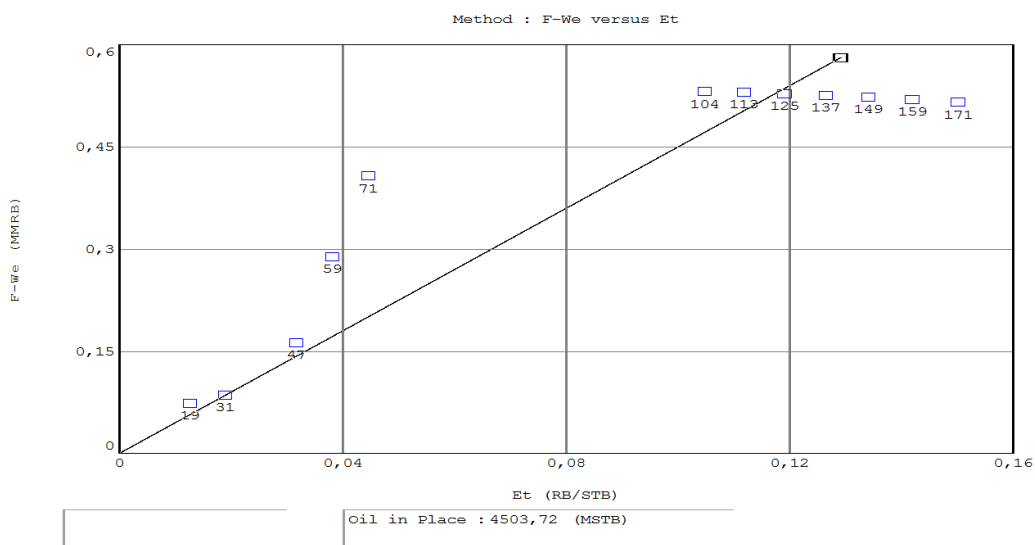
**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.56** Mecanismo de empuje-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Según en la ilustración 3.34 podemos notar que el mecanismo de empuje que aporta mayor energía al yacimiento es el de la compresibilidad de la roca y fluidos.



**Ilustración 3.57** POES calculado-arena U superior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010

**POES= 4.504MMSTB**

### **Arena U inferior:**

Ahora procedemos hacer el mismo procedimiento para la arena U inferior, donde primero creamos el PVT sintético y calibrándolo, donde obtuvimos:

PVT Calculations

Done Cancel Help Report Layout Plot Calc

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Z Factor	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Gas Density	Water FVF	Water Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	RB/STB	centipoise		ft <sup>3</sup> /scf	centipoise	lb/ft <sup>3</sup>	lb/ft <sup>3</sup>	RB/STB	centipoise
216	5	1000	0	1.04833	1.80986	0.997007	0.967999	0.0126215	52.0479	0.0712629	1.04363	0.356457
216	11.4083	1000	1.51953	1.04892	1.79907	0.996034	0.729622	0.0126246	52.0368	0.0945415	1.0436	0.356457
216	17.8167	1000	4.02256	1.04988	1.788	0.995061	0.585239	0.0126281	52.0183	0.117866	1.04358	0.356457
216	24.225	1000	6.40298	1.0508	1.77758	0.994088	0.488402	0.0126318	52.0005	0.141235	1.04356	0.356457
216	30.6333	1000	8.69036	1.0517	1.76767	0.993115	0.418945	0.0126357	51.9831	0.164651	1.04354	0.356457
216	37.0417	1000	10.9042	1.05256	1.75817	0.992142	0.366694	0.0126399	51.9662	0.188112	1.04352	0.356457
216	43.45	1000	13.0582	1.05341	1.74901	0.991169	0.32596	0.0126443	51.9495	0.21162	1.0435	0.356457
216	49.8583	1000	15.1623	1.05424	1.74014	0.990197	0.293314	0.0126488	51.9331	0.235173	1.04348	0.356457
216	56.2667	1000	17.2242	1.05506	1.73153	0.989225	0.268564	0.0126535	51.9168	0.258773	1.04346	0.356457
216	62.675	1000	19.2498	1.05587	1.72314	0.988253	0.244245	0.0126584	51.9007	0.282419	1.04343	0.356457
216	69.0833	1000	21.2437	1.05666	1.71495	0.987281	0.225341	0.0126635	51.8847	0.306112	1.04341	0.356457
216	75.4917	1000	23.21	1.05745	1.70694	0.986309	0.209123	0.0126687	51.8688	0.329851	1.04339	0.356457
216	81.9	1000	25.1517	1.05824	1.69909	0.985338	0.195057	0.0126741	51.853	0.353637	1.04337	0.356457
216	88.3083	1000	27.0715	1.05901	1.6914	0.984367	0.182742	0.0126796	51.8372	0.37747	1.04335	0.356457
216	94.7167	1000	28.9717	1.05979	1.68384	0.983396	0.171869	0.0126852	51.8215	0.40135	1.04333	0.356457
216	101.125	1000	30.8541	1.06055	1.67641	0.982425	0.162199	0.012691	51.8058	0.425277	1.04331	0.356457
216	107.533	1000	32.7206	1.06132	1.6691	0.981455	0.153543	0.0126969	51.7901	0.449251	1.04329	0.356457
216	113.942	1000	34.5725	1.06208	1.6619	0.980485	0.14575	0.0127029	51.7745	0.473272	1.04326	0.356457
216	120.35	1000	36.4111	1.06284	1.6548	0.979515	0.138697	0.0127091	51.7588	0.497341	1.04324	0.356457
216	126.758	1000	38.2375	1.06359	1.64781	0.978545	0.132282	0.0127153	51.7432	0.521458	1.04322	0.356457
216	133.167	1000	40.0527	1.06434	1.6409	0.977576	0.126424	0.0127217	51.7275	0.545622	1.0432	0.356457
216	139.575	1000	41.8577	1.0651	1.63409	0.976607	0.121052	0.0127283	51.7119	0.569834	1.04318	0.356457
216	145.983	1000	43.6532	1.06585	1.62736	0.975639	0.116109	0.0127349	51.6962	0.594094	1.04316	0.356457
216	152.392	1000	45.4399	1.06659	1.62071	0.97467	0.111545	0.0127416	51.6806	0.618402	1.04314	0.356457
216	158.8	1000	47.2186	1.06734	1.61413	0.973702	0.107318	0.0127485	51.6649	0.642758	1.04312	0.356457

**Ilustración 3.58** Verificación de PVT sintético calibrado- arena U inferior.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

Tank Parameters Water Influx Rock Compress. Rock Compaction Pore Volume vs Depth Relative Permeability Production History

Tank Type: Oil

Name: Arena U inferior

Temperature: 216 deg F

Initial Pressure: 3850 psig

Porosity: 0.15 fraction

Connate Water Saturation: 0.28 fraction

Water Compressibility: Use Corr 1/psi

Initial Gas Cap: 0

Original Oil In Place: 18006.611 MSTB

Start of Production: 01/11/1991 date d/m/y

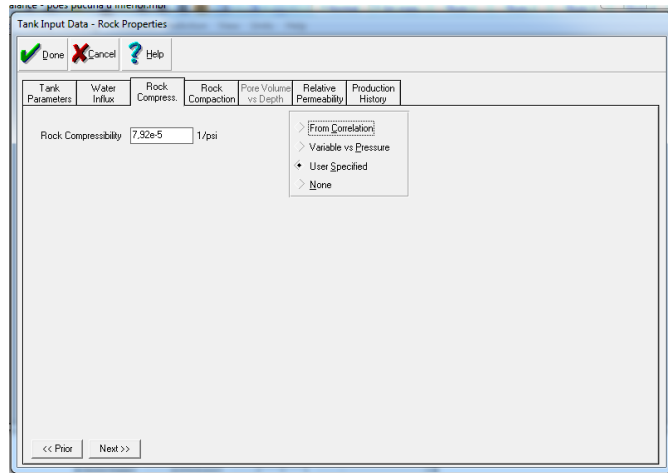
Monitor Contacts:  Gas Coning  Water Coning  Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)

Calculate Pb...

<< Prior Next >> Validate

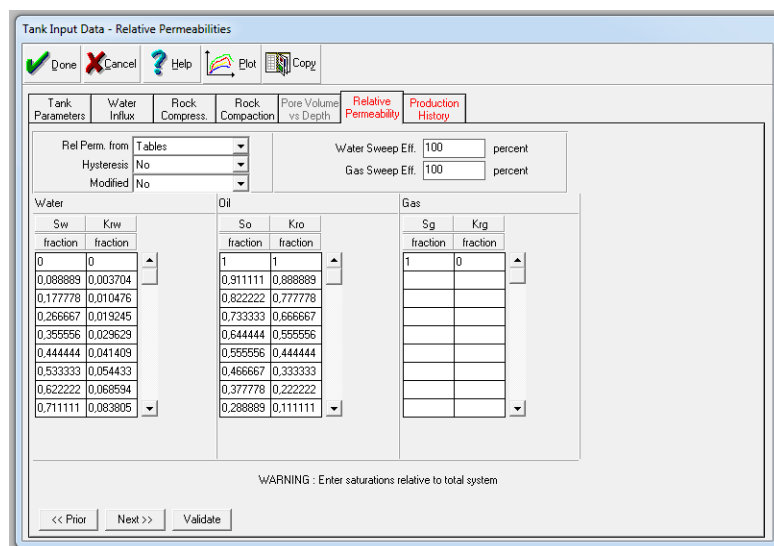
**Ilustración 3.59** Ingreso de parámetros del tanque-arena U inferior.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.60** Ingreso manual de la compresibilidad de la roca-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.61** Ingreso de datos de permeabilidad relativa-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Production History

Done Cancel Help Import Plot Report Copy Layout

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History		
Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment
date d/m/y	psig	MSTB	Mscf	MSTB	MMscf	MMSTB		
1	01/11/1991	3850	5	1620	0		Medium	Edit.
2	01/12/1991		15	5290	0		Medium	Edit.
3	01/01/1992		26	9180	0		Medium	Edit.
4	01/02/1992		37	13086	0		Medium	Edit.
5	01/03/1992		49	17182	0		Medium	Edit.
6	01/04/1992		58	20238	0		Medium	Edit.
7	01/05/1992		69	24008	0		Medium	Edit.
8	01/06/1992		79	27647	0		Medium	Edit.
9	01/07/1992		92	31933	0		Medium	Edit.
10	01/08/1992		108	37587	0		Medium	Edit.
11	01/09/1992		123	42966	0		Medium	Edit.
12	01/10/1992		137	47760	0		Medium	Edit.
13	01/11/1992	3751.92	150	52078	0		Medium	Edit.
14	01/12/1992		168	58563	2		Medium	Edit.
15	01/01/1993		185	64405	2		Medium	Edit.
16	01/02/1993		206	71719	3		Medium	Edit.

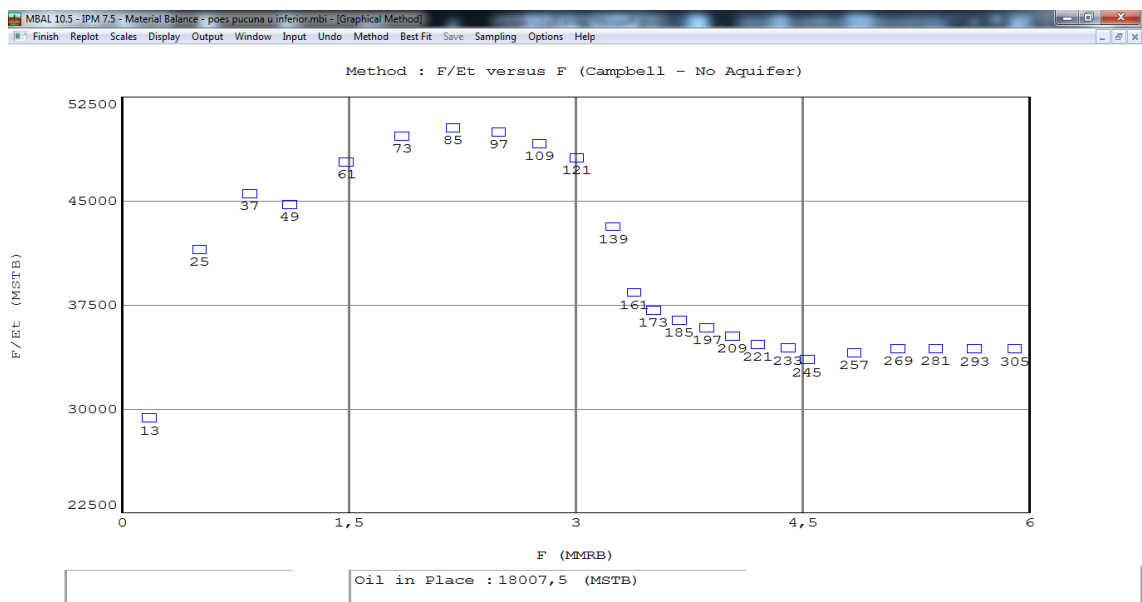
Work with GOR

<< Prior Next >>

**Ilustración 3.62** Ingreso del historial de producción-arena U inferior.

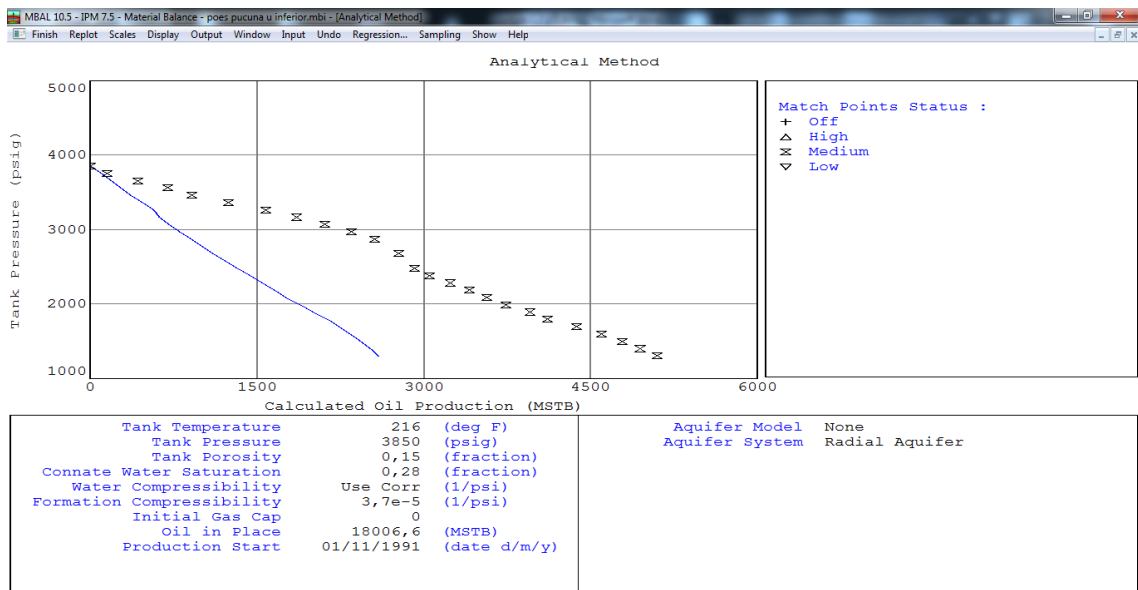
**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Una vez que sean ingresados los datos, se corre la simulación para obtener los siguientes gráficos: mecanismo de empuje, el comportamiento de las presiones reales del yacimiento, F/Et vs F (no hay acuífero), donde esta grafica nos dará el POES mediante balance de materiales, cuyo valor es de 18.007500MMSTB, el cual es casi parecido al oficial de 18.006611MMSTB.



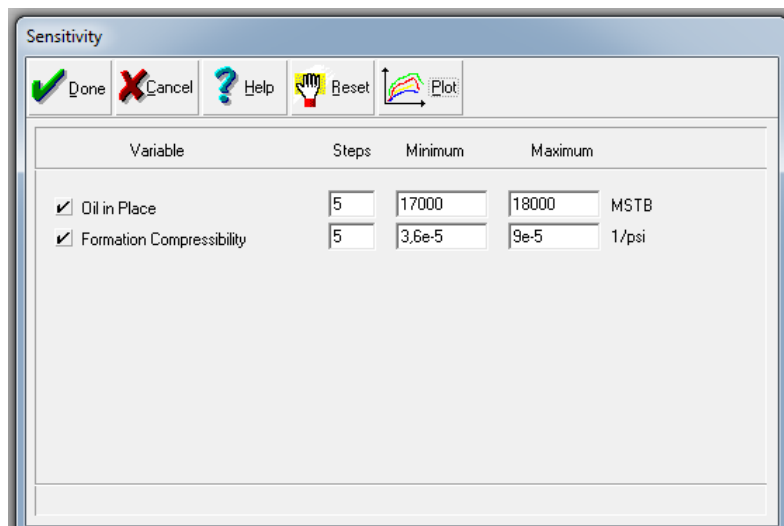
**Ilustración 3.63** Corrida de simulación-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



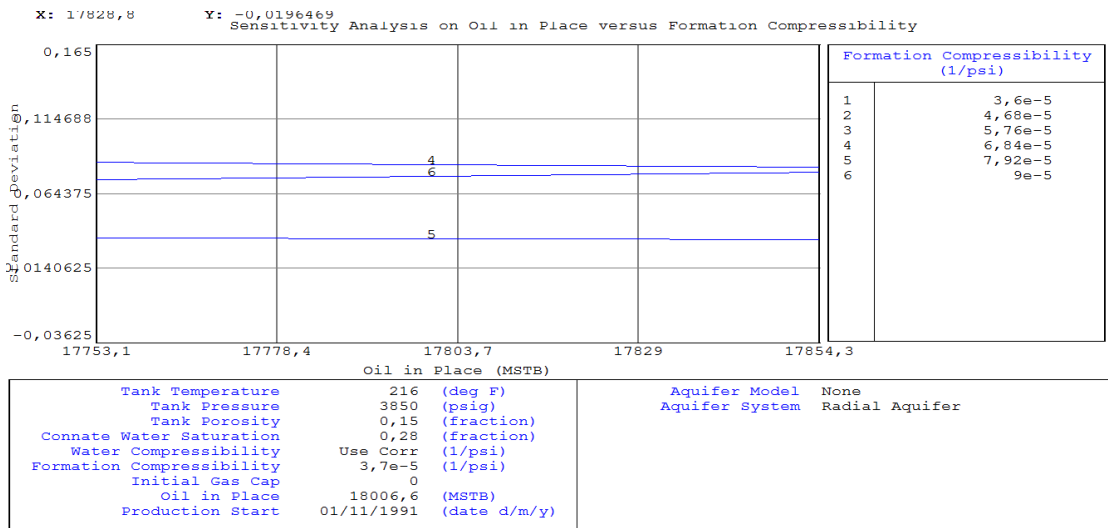
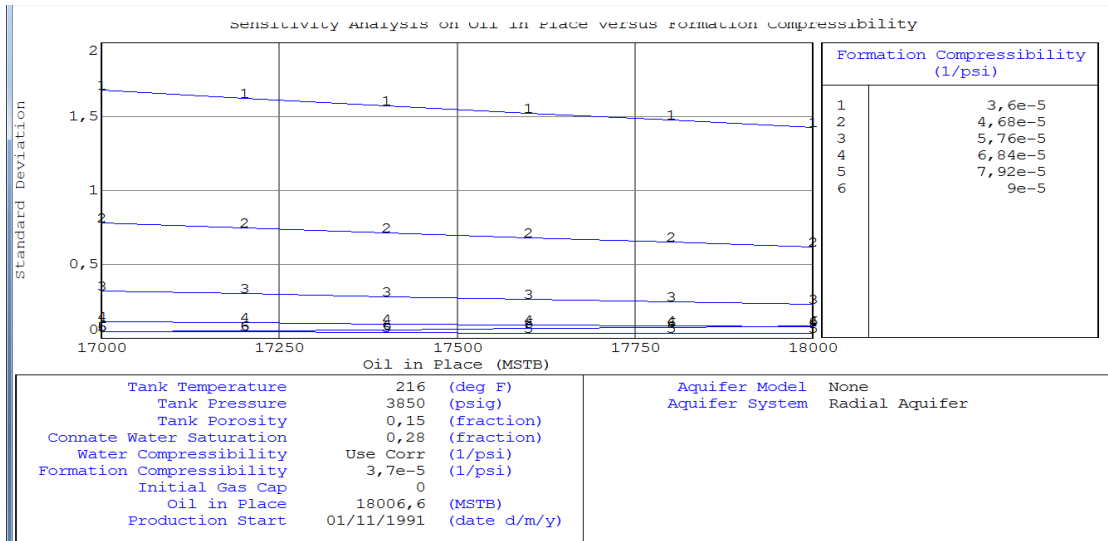
**Ilustración 3.64** Primera simulación de presiones-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



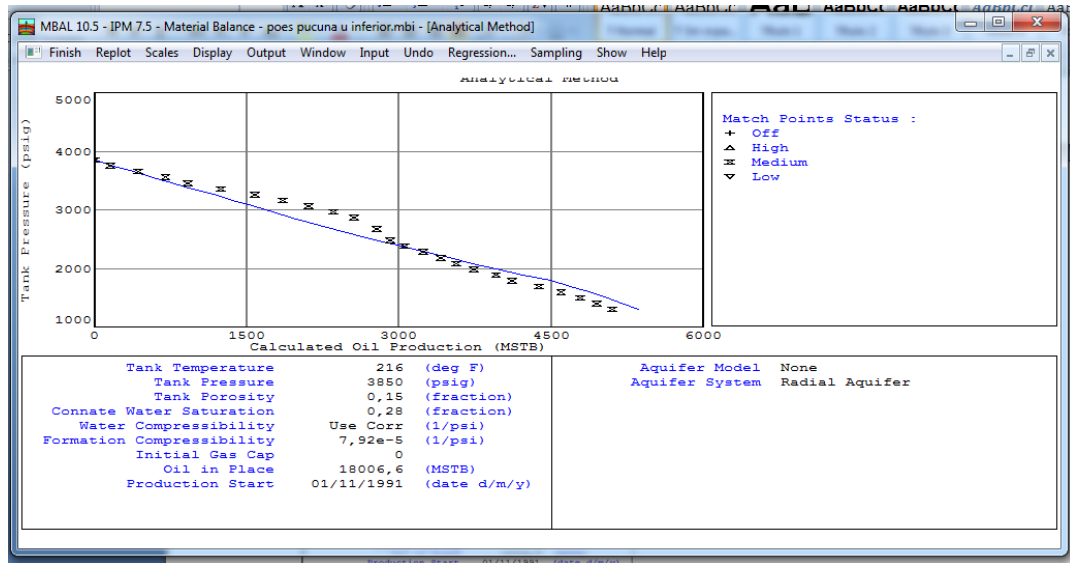
**Ilustración 3.65** Cálculo de sensibilidad para la compresibilidad de la roca-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



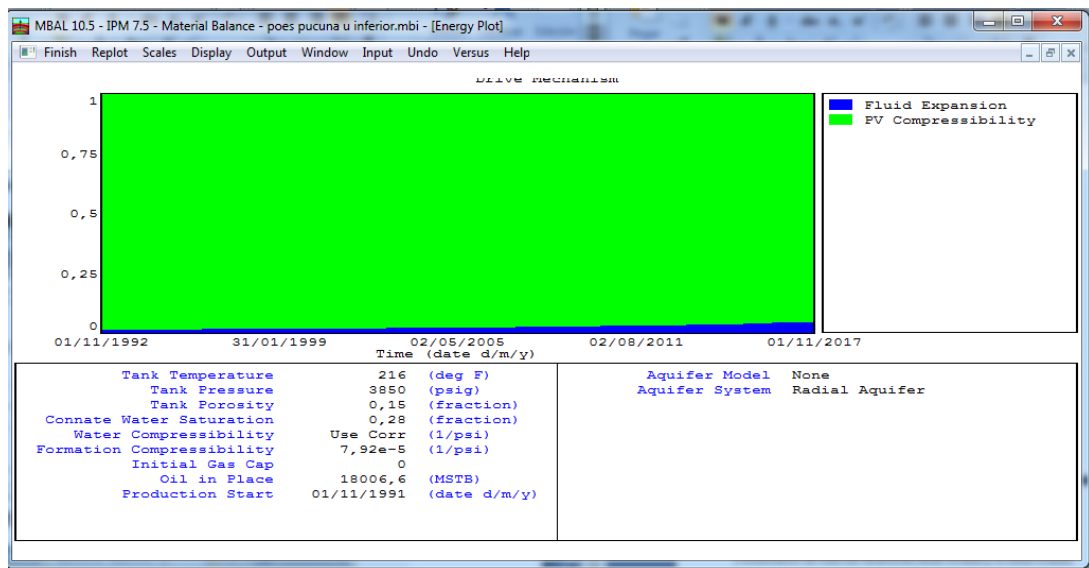
**Ilustración 3.66** Selección de la mejor compresibilidad de roca-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.



**Ilustración 3.67** Cotejo de presiones simuladas con presiones reales-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

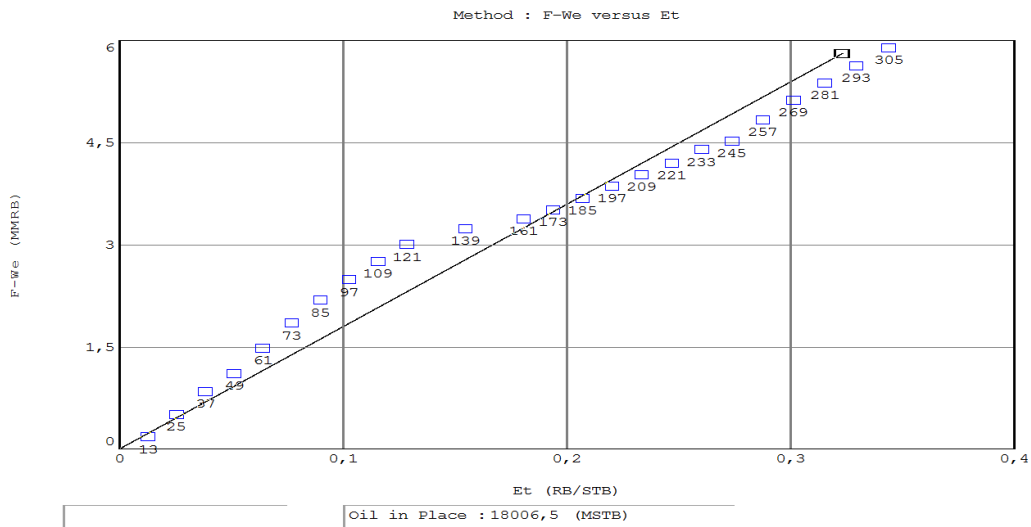


**Ilustración 3.68** Mecanismo de empuje-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010.

Según en la ilustración 3.45 podemos notar que el mecanismo de empuje que aporta mayor energía al yacimiento es el de la compresibilidad de la roca y fluidos.





**Ilustración 3.69** POES calculado-arena U inferior.

**Fuente:** Mbal v10.5, 2010

**POES=18006MSTB**

**Resumen:**

**Tabla 3.12** Resumen POES. Método balance de materiales.

<b>POES Arena U superior.</b>	4 504 000 BN
<b>POES Arena U inferior.</b>	18 006 000 BN
<b>Total POES Arena U</b>	22 510 000 BN

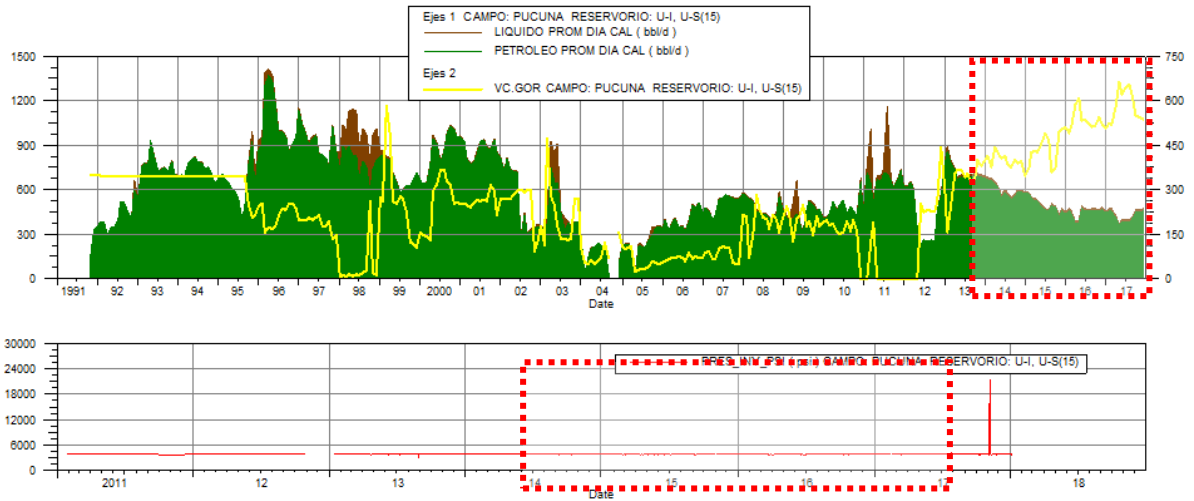
**3.3.2 Estimación de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas**

**Procedimiento**

Para la estimación de reservas se ha seleccionado el periodo más representativo para un tipo de declinación natural, donde previamente se ha comprobado que para dicho periodo, los pozos que se encuentran activos también presentan dicha declinación natural y luego se procedió a analizar el yacimiento en general.

Cabe recalcar para que se produzca dicha declinación natural, debe ocurrir lo siguiente: disminución de la tasa líquida, disminución de la tasa de petróleo, incremento de la relación gas-petróleo y presión de inyección relativamente estable.

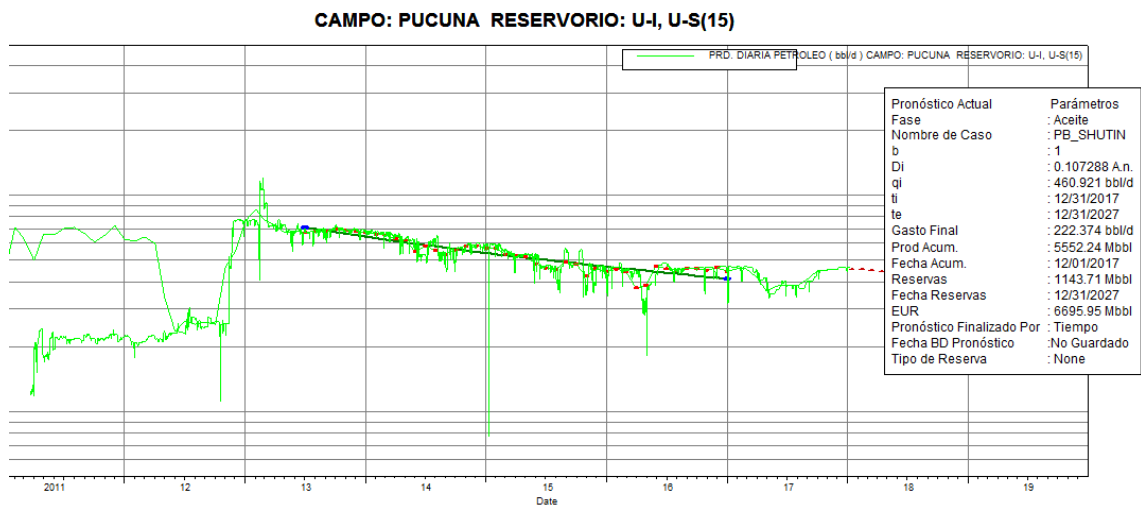
Periodo seleccionado: 2013/07/01-2017/01/01



**Ilustración 3.70** Comportamiento histórico de producción para una declinación natural. Selección del periodo más representativo de la arena U.

Fuente: OFM v2.0, 2014.

Periodo seleccionado: 2013/07/01-2017/01/01



**Ilustración 3.71** PUCUNA Arena U: Modelo armónico  $b=1$  y  $Di=0.107288$  A.n.

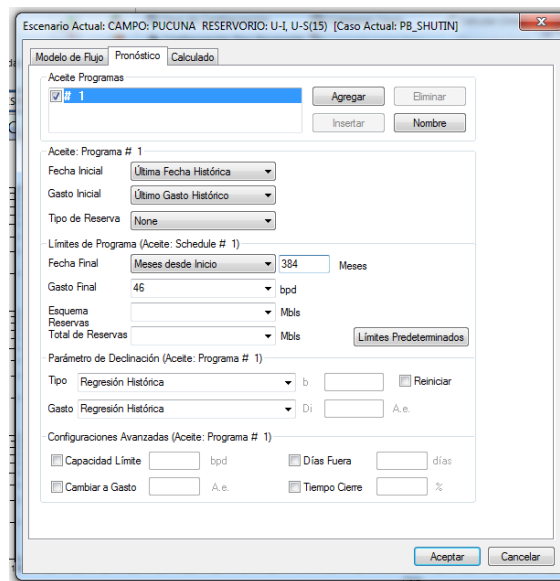
Fuente: OFM v2.0, 2014.

Con esto concluimos que el tipo de declinación de la arena U es el siguiente:

**Tabla 3.13** Tipo de declinación y Di de la arena U Campo Pucuna(OFM v2.0, 2014).

<b>Tipo de declinación</b>	Armónico.
<b>Di</b>	0.0976697 A.e

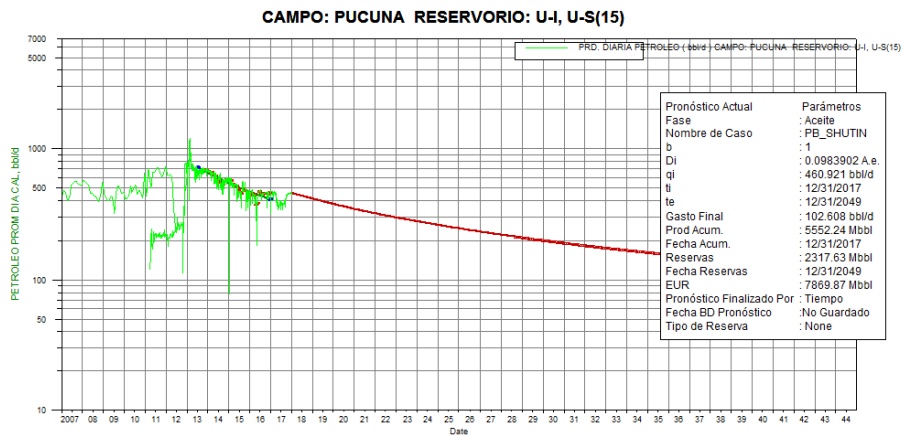
Ahora para el pronóstico de reservas se va a establecer una tasa de límite económica de 46 bbb/día, dándonos la siguiente grafica:



**Ilustración 3. 72** Ingreso del modelo de declinación en OFM para estimación de reservas desarrolladas.

**Fuente:** OFM v2.0, 2014.

**Caso optimista:**



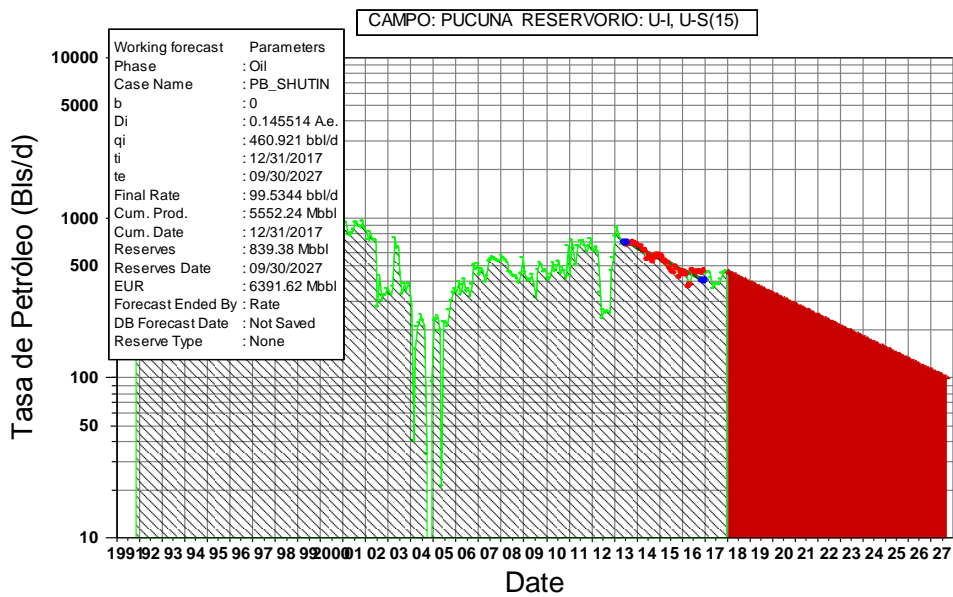
Historical Regression	
<b>PB_SHUTIN: CAMPO: PUCUNA RESERVORIO: U-I, U-S(15)</b>	
Historical Fit Equation (Auto Match: R <sup>2</sup> = 0.859467 )	
q(t) =	qi [ 1 + Di * t ]
t - Months from	2013/06/30
qi =	723.472
Di =	0.0178833 M.n.

**Ilustración 3.73** Estimación de reservas desarrolladas hasta 2049.

Modelo armónico b=1 y Di=0.0976697 A.e.

**Fuente:** OFM v2.0, 2014.

Como parte adicional del análisis también se presenta el caso menos optimista para el pronóstico de reservas, donde se establecerá una declinación de tipo exponencial y se verificará la cantidad de reservas remanentes que posee hacia cierto periodo de año. De este análisis obtuvimos la siguiente gráfica:



Historical Regression	
PB_SHUTIN: CAMPO: PUCUNA RESERVORIO: U-I, U-S(15)	
Historical Fit Equation (Auto Match: R <sup>2</sup> = 0.842913 )	
q(t) =	qi * exp[ -Di * t ]
t -	Months from 2013/06/30
qi =	701.405
Di =	0.0131046 M.n.

**Ilustración 3.74** Estimación de reservas desarrolladas hasta 2027.

Modelo exponencial b=0 y Di=0. A.e.

**Fuente:** OFM v2.0, 2014.

### 3.3.3 Resultados finales del POES y porcentaje de error con respecto al oficial.

Al final se obtuvieron los siguientes valores de POES calculados mediante las metodologías usadas con un error por debajo del 6% con un valor de POES oficial de 22.510651 MMBBL hecho por el método geoestadístico.(Aillon., 2014)

**Tabla 3.14** Comparación del POES calculados mediante las tres metodologías.

Método Volumétrico		
	Valor	Unidades
<b>POES</b>	21.602580	MMBLS
<b>Error</b>	4	%

<b>Método Probabilístico</b>		
	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>POES</b>	23.645257	MMBLS
<b>Error</b>	5	%
<b>Método de balance de materiales</b>		
	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>POES</b>	22.510000	MMBLS
<b>Error</b>	0	%

Fuente: González W., Proaño J., 2019.

### 3.3.4 Discretización de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas.

Datos:

$N_p$  (hasta 2017)= 5 552 000bbbl.

POES= 22 510 000bbbl

$$Fr_{total} = \frac{1 - Swc - Soirre}{1 - Swc} = \frac{1 - 0.241 - 0.2}{1 - 0.241}$$

$$Fr_{total} = 73.6\%$$

#### 3.3.4.1.- Reservas recuperables

$$Re_{rec} = Fr * POES$$

$$Re_{rec} = 0.736 * 22510000$$

$$Re_{rec} = 16.567360 \text{ MMBLS}$$

#### 3.3.4.2.- Reservas no recuperables

$$Re_{Nrec} = POES - Re_{rec}$$

$$Re_{Nrec} = 22510000 - 16567360$$

$$Re_{Nrec} = 5.942640 \text{ MMBLS}$$

### 3.3.4.3.- Reservas remanentes

$$Re_{re} = Re_{rec} - N_p$$

$$Re_{re} = 16567360 - 5552000$$

$$Re_{re} = 11.015360 \text{ MMBBLS}$$

$$Fr_{actual} = \frac{N_p}{N}$$

$$Fr_{actual} = \frac{5552000}{22510000}$$

$$Fr_{actual} = 24.6\%$$

$$Fa_{actual} = \frac{N_p}{N * Fr_{total}}$$

$$Fa_{actual} = \frac{5552000}{22510000 * 0.736}$$

$$Fa_{actual} = 33.5\%$$

### 3.3.4.4.- Reservas remanentes desarrolladas (hasta 2049):

$$Re_d = 2.317630 \text{ MMBBLS}$$

### 3.3.4.5.- Reservas remanentes no desarrolladas (hasta 2049):

$$Re_{Nd} = Re_{re} - Re_d$$

$$Re_{Nd} = 11.015360 - 2.317630$$

$$Re_{Nd} = 8.697730 \text{ MMBBLS.}$$

$$Fr_{futuro} = \frac{N_p + Re_d}{N}$$

$$Fr_{futuro} = \frac{5552000 + 2317630}{22510000}$$

$$Fr_{futuro} = 35\%$$

$$Fa_{futuro} = \frac{N_p + Re_d}{Re_{rec}}$$

$$Fa_{futuro} = \frac{5552000 + 2317630}{16567360}$$

$$Fa_{futuro} = 47.5\%$$

**Caso menos optimista:**

$$Fr_{futuro} = \frac{Np + Re_d}{N}$$

$$Fr_{futuro} = \frac{5552000 + 839380}{22510000}$$

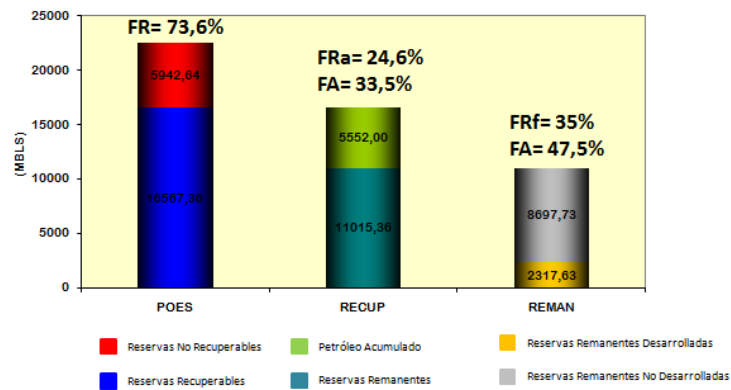
$$Fr_{futuro} = 28\%$$

$$Fa_{futuro} = \frac{Np + Re_d}{Re_{rec}}$$

$$Fa_{futuro} = \frac{5552000 + 839380}{16567360}$$

$$Fa_{futuro} = 38\%$$

**Tiempo de Vida Productivo Remanente: 33 años**  
**Escenario de Explotación: 4 Pozos Activos**  
**Tasa Límite Económica 46 BPPD**

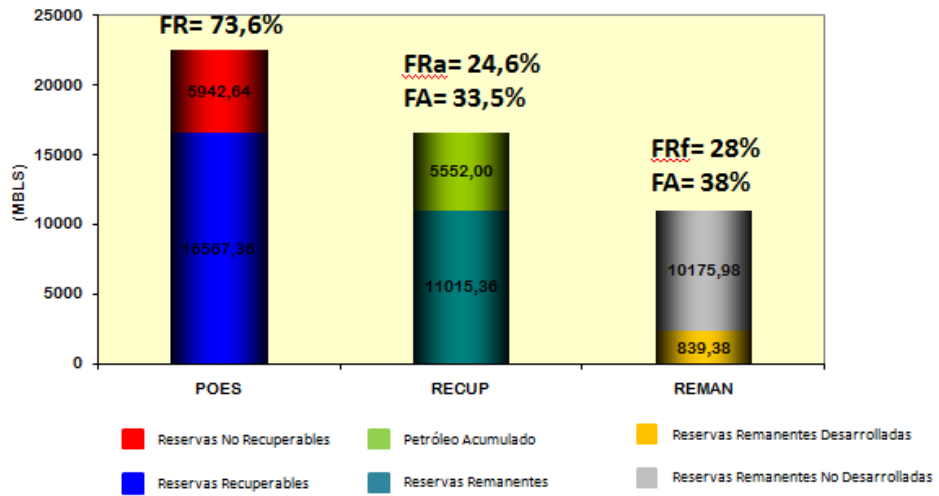


**Ilustración 3.75** Discretización de reservas Arena U-Campo Pucuna. Caso optimista.

**Fuente:**González W., Proaño J. ,2019.



**Tiempo de Vida Productivo Remanente: 10 años**  
**Escenario de Explotación: 4 Pozos Activos**  
**Tasa Límite Económica por Pozo 25 BPPD**



**Ilustración 3.76.**Discretización de reservas Arena U-Campo Pucuna. Caso menos optimista.

**Fuente:** González W., Proaño J. ,2019.

## CAPITULO 4

### 4. Conclusiones y recomendaciones.

#### 4.1 Conclusiones

- Mediante el análisis de producción de la ilustración 3.17 se puede ver que el GOR permanecía casi constante durante toda la vida productiva del yacimiento, donde podemos concluir que aún no se ha desprendido gas del yacimiento y es un yacimiento subsaturado.
- Cuando no se realiza una calibración de un PVT sintético se pueden generar valores erróneos en el cálculo del POES mediante el análisis de balance de materiales en el software MBALL.
- El mecanismo de producción más representativo tanto para la arena U superior (ilustración 3.33) e U inferior (ilustración 3.45) es el de expansión roca fluido, debido a que representa casi el 98% de incidencia para la producción de hidrocarburos.
- Los POES calculados mediante los tres métodos: volumétrico (21.602580 MMBBLS), probabilístico (23.645257MMBBS) y balance de materiales (22.510000 MMBBLS) son muy cercanos al POES oficial (22.510651 MMBBL) con % de error menor al 5%, donde podemos concluir que son valores aceptables y acorde al POES oficial.
- Las reservas recuperables son 16.567360 MMBBLS, de las cuales se han extraído 5.942640 MMBBLS, quedando 11.015360 MMBBLS de reservas remanentes.
- El tipo de declinación para la arena U es de tipo armónico ( $b=1$ ), con una tasa de declinación anual nominal de 0.107288 y coeficiente de determinación de  $R^2=0.8594$ .
- Al momento de hacer la predicción de la producción de los pozos activos, considerando una tasa de límite económica de 46 bbl/día, se obtuvo un valor de reservas remanentes desarrolladas de 2.317630 MMBLS para el año 2049.

- Como reservas remanentes no desarrolladas aún se tienen 8.697730 MMBLS del campo Pucuna de la arena U, cantidad la cual debe ser tomada en cuenta para desarrollar futuros planes estratégicos del campo Pucuna.

#### **4.2 Recomendaciones**

- Cuando se vaya a realizar el cálculo del POES mediante el método probabilístico, considerar una mayor cantidad de datos de la que fue usada en este proyecto, ya que aunque el crystal ball solo requiera de 15 datos, dicha cantidad de datos puede resultar en un mayor error cuando se lo compara con el POES oficial.
- Cuando se vaya a realizar el cálculo del POES mediante balance de materiales, tratar de verificar que exista un buen cotejo de las presiones generadas por el simulador con las presiones del histórico de presión, con esto se podrá obtener un valor de POES más cercano al POES oficial y así reducir el error.
- Para determinar el tipo de declinación del yacimiento se recomienda analizar cada pozo del yacimiento, con el fin de garantizar un solo tipo de declinación del yacimiento y a su vez evaluar los parámetros operacionales y de producción de cada pozo, para ver si la declinación ocurre de manera natural.
- Debido a que las reservas remanentes no desarrolladas son de 8.697730 MMBLS, con un precio de crudo WTI promedio de \$54 al mes de enero del 2019, se estarían en juego \$ 469.7 MM para financiamiento económico del país, por lo cual se recomienda realizar nuevos reacondicionamientos, nuevas perforaciones, etc.

## Bibliografía

1. Agila, C. (2012, Febrero). *Escuela Politecnica Nacional de Quito*. Retrieved Octubre 24, 2018, from <https://www.epn.edu.ec/>
2. Ahmed, T. (1989). *Hydrocarbon phase Behavior*. Houston, Texas.
3. Aillon, J. A. (2014, Septiembre). *Escuela Politecnica Nacional*. Retrieved Octubre 23, 2018, from <http://bibdigital.epn.edu.ec>
4. Aillon., J. A. (2014, Septiembre). *Escuela Politecnica Nacional*. Retrieved Enero 02, 2019, from <http://bibdigital.epn.edu.ec/>
5. Chan. (1995). *Water Control Diagnosis Control*. Huston. SPE.
6. Dake. (2001). *The Practice of Reservoir Engineering*.
7. Escobar, F. (2002). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Neiva-Huila-Colombia: Universidad Surcolombiana.
8. Ferrer, M. d. (2009). *Fundamentos de ingenieria de yacimientos*. Maracaibo Venezuela.
9. Lopez. (2017, Julio 11). <http://saber.ucv.ve>. Retrieved Octubre 22, 2018, from <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/16243/1/T.E.G.%20Braulimar%20L%C3%B3pez.pdf>.
10. Macias., C. (2017). *Escuela Superior Politecnica del Litoral*. Retrieved Octubre 24, 2018, from <http://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/128055/D-CD70266.pdf>
11. MACUALO, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Colombia : Universidad Surcolombia.
12. McCain, W. (1990). *Petroleum Fluids*. Oklahoma.
13. Mier, D. I. (2015). *Universidad Tecnologica Equinoccial*. Retrieved Octubre 23, 2018, from <https://app.ute.edu.ec>
14. petrolera., C. (2009, mayo 23). <https://www.lacomunidadpetrolera.com>. Retrieved enero 1, 2019, from <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/correlaciones-para-sistemas-de-gas.html>
15. Petroleum Experts. (2005, Diciembre). *MBAL Reservoir Engineering toolkit*. Retrieved from [http://www.fanarco.net/books/reservoir/MBAL\\_Complete.pdf](http://www.fanarco.net/books/reservoir/MBAL_Complete.pdf)
16. Rivera, J. (2004). *Practicas de Ingenieria de Yacimientos*. Venezuela.

## Anexos



PCN-006



PCN-007



PCNB-011



PCNA-017