

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO BERMEJO EN EL
ORIENTE ECUATORIANO

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

STEVEN SANTIAGO AYO CEDEÑO
DIEGO ALEXANDER CEPEDA CAIZAGUANO

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mis padres, Doris y Juan, quienes han estado durante toda mi vida apoyándome de manera incondicional, son la razón de mi esfuerzo y mis ganas de superación.

A mi hermano Aníbal por estar siempre para mí, ayudándome en cada momento que lo he necesitado y facilitando mi vida, sin él esto no fuera posible.

A mis tíos, primos y abuelos quienes siempre han estado pendiente de mí aconsejándome cuando lo he necesitado.

A todas las personas que confiaron en mí y con las que compartí experiencias inolvidables.

Steven Santiago Ayo Cedeño

DEDICATORIA

A mis padres Agustín Cepeda y Salomé Caizaguano quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

Sobre todo, a ese ser de luz que hace que mis días sean maravillosos, mi princesa Ayleen quien ha sido la inspiración para no desfallecer en los momentos difíciles.

A mis hermanos Edison, Jonathan por su cariño y apoyo incondicional. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Diego Alexander Cepeda Caizaguano

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por acogernos y brindarnos una educación de calidad para formarnos como profesionales.

A todos nuestros profesores por compartirnos sus conocimientos que han hecho posible la realización de este trabajo, en especial a nuestro tutor MSc. Andrés Guzmán por el tiempo dedicado al análisis y corrección del proyecto.

Steven Santiago Ayo Cedeño

Diego Alexander Cepeda Caizaguano

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Steven Ayo, Diego Cepeda, 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”

Steven Santiago Ayo
Cedeño

Diego Alexander Cepeda
Caizaguano

EVALUADORES

.....
MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
MSc. Andrés Guzmán

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo entrega una metodología para estimar y a su vez actualizar las reservas de hidrocarburo de un campo petrolero del oriente ecuatoriano llamado “campo Bermejo” por medio de la utilización de softwares de simulación, datos petrofísicos, propiedades de acuífero y de fluidos de yacimiento. Con la finalidad de establecer la cantidad de hidrocarburo que todavía puede ser extraído.

Se utilizó historiales de producción, propiedades PVT de los fluidos, historiales de presión e información petrofísica pertenecientes al campo a estudiar. Para el desarrollo del proyecto se hizo uso de los siguientes softwares: MBAL, Crystal ball y OFM. El software MBAL se utilizó para llevar a cabo el análisis de balance de materiales para determinar POES, Crystal ball fue utilizado para realizar el método de Monte Carlo y finalmente el con el OFM se realizó el análisis de curvas de declinación.

El POES obtenido mediante el método de balance de materiales en MBAL presentó un error del 0.13% con respecto al POES oficial. Por otro lado, el POES obtenido por el método probabilístico en Crystal Ball presentó un error del 4.90%. El POES obtenido por el método volumétrico presentó un error de 0.002%.

Finalmente, se estimaron reservas desarrolladas de 6'058,110 bbl y no desarrolladas de 3'291,950. Las reservas recuperables finales (EUR) se estiman en 68'653,590 bbl y las reservas no recuperables equivalen a 188'932,550 bbl.

Palabras Clave: Reservas, POES, análisis de declinación, balance de materiales

ABSTRACT

The present work proposes a methodology to estimate and update the hydrocarbon reserves or also known as POES (original oil on site), of an oil field in eastern Ecuador called "Bermejo field" by means of the use of simulation software , petrophysical, aquifer and reservoir fluid data. To establish the amount of hydrocarbon that can still be exploited and once to indicate whether the oil field continues to be profitable for the operating company in this case PETROAMAZONAS.

Production histories, PVT properties of the fluids, pressure histories and petrophysical information pertaining to the field to be studied were used. For the development of the project, the following software's were used: MBAL, Crystal ball and OFM. The MBAL software was used to carry out the material balance analysis to determine POES, Crystal ball was used to perform the Monte Carlo method and finally the declination curve analysis was performed with the OFM.

The SOP obtained by the material balance method in MBAL presented an error of 0.13% with respect to the official SOP. On the other hand, the SOP obtained by the probabilistic method in Crystal Ball presented an error of 4.90%. The POES obtained by the volumetric method presented an error of 0.002%.

Finally, developed reserves of 6'058,110 bbl and undeveloped 3'291,950 were estimated. Final recoverable reserves (EUR) are estimated at 68'653,590 bbl and non-recoverable reserves equal 188'932,550 bbl.

Keywords: reserves, OIIP, decline analysis, material balance

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|------|
| RESUMEN..... | I |
| ABSTRACT..... | II |
| ÍNDICE GENERAL..... | III |
| ABREVIATURAS | V |
| SIMBOLOGÍA | VI |
| ÍNDICE DE FIGURAS | VIII |
| ÍNDICE DE TABLAS | X |
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| 1. Introducción..... | 1 |
| 1.1 Descripción del problema..... | 1 |
| 1.2 Justificación del problema | 3 |
| 1.3 Objetivos | 4 |
| 1.3.1 Objetivo General..... | 4 |
| 1.3.2 Objetivos Específicos | 4 |
| 1.4 Marco teórico | 4 |
| 1.4.1 Definición y clasificación de reservas | 4 |
| 1.4.2 Métodos para el cálculo de POES | 4 |
| 1.4.3 Caracterización de la Ecuación de Balance de Materiales de acuerdo con el tipo de empuje | 7 |
| 1.4.4 Estimación de reservas mediante curvas de declinación | 7 |
| 1.4.5 Software | 9 |
| 1.4.6 Revisión bibliográfica..... | 10 |
| CAPÍTULO 2..... | 12 |
| 2. Metodología | 12 |

| | | |
|-------------------|---|----|
| 2.1 | Cálculo de POES por método volumétrico | 12 |
| 2.2 | Cálculo de POES por método de Monte Carlo | 12 |
| 2.3 | Cálculo de POES por balance de materiales..... | 20 |
| 2.3.1 | Análisis del historial de producción | 20 |
| 2.3.2 | Establecimiento de parámetros para la simulación en MBAL..... | 22 |
| 2.3.3 | Simulación para obtención de POES..... | 29 |
| 2.4 | Estimación de reservas | 31 |
| 2.4.1 | Modelo de yacimiento..... | 32 |
| CAPÍTULO 3..... | | 36 |
| 3. | Resultados Y ANÁLISIS | 36 |
| 3.1 | Resultados de POES | 36 |
| 3.2 | Determinación de factor de recobro y reservas recuperables máximas..... | 37 |
| 3.3 | Estimación de reservas remanentes desarrolladas | 38 |
| 3.3.1 | Bermejo Sur..... | 38 |
| 3.3.2 | Bermejo Norte | 41 |
| 3.3.3 | El Rayo..... | 44 |
| 3.3.4 | Bermejo | 46 |
| 3.4 | Síntesis de resultados de reservas remanentes y recuperables..... | 49 |
| 3.5 | Reservas desarrolladas y no desarrolladas..... | 50 |
| 3.6 | Reservas no recuperables | 52 |
| CAPÍTULO 4..... | | 53 |
| 4. | Conclusiones Y Recomendaciones | 53 |
| 4.1 | Conclusiones | 53 |
| 4.2 | Recomendaciones | 53 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 55 |

ABREVIATURAS

| | |
|--------|--|
| P | Presión |
| Pi | Presión inicial de yacimiento |
| EBM | Ecuación de balance de materiales |
| Eo | Expansión del petróleo y del gas originalmente en solución |
| Eg | Expansión de la capa de gas |
| Efw | Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso |
| Rerec | Reservas Recuperables |
| ReNrec | Reservas no Recuperables |
| Fra | Factor de recobro actual |
| Fr | Factor de recobro |
| Frmax | Factor de recobro máximo |
| Fa | Factor de agotamiento |
| %AyS | Porcentaje de agua y sedimentos |
| W. O | Work over |
| ESPOL | Escuela Superior Politécnica del Litoral |
| PIB | Producto interno bruto |
| POES | Petróleo original en sitio |
| PVT | datos de presión, volumen, temperatura |
| BSW | Porcentaje de agua y sedimento |
| PAM | Petroamazonas EP |
| API | American Petroleum Institute |
| EUR | Recuperación final de petróleo |
| OFM | Oilfield Manager, Software de Schlumberger |
| Mbal | Material Balance, software de Petroleum Experts |

SIMBOLOGÍA

| | |
|-------------|--|
| Vb | Volumen del yacimiento |
| h | Espesor de la arena |
| A | Área del yacimiento |
| \emptyset | Porosidad |
| PV | Volumen poroso |
| Δp | Variación en la presión |
| N | Petróleo original en sitio 'POES' |
| Rp | Relación acumulada de gas-petróleo |
| Np | Producción acumulada de petróleo |
| Gp | Producción acumulada de gas |
| Wp | Producción acumulada de agua |
| G | Capa de gas inicial |
| Gor | Relación instantánea gas-petróleo |
| Pb | Presión al punto de burbuja |
| q | Tasa de petróleo |
| bbbl | Barriles de petróleo |
| bbbl/d | Barriles de petróleo por día |
| Mbls | Miles de barriles de petróleo |
| BPPD | Barriles de petróleo por día |
| D | Tasa de declinación |
| t | Tiempo |
| qi | Caudal inicial de petróleo |
| Rs | Solubilidad de gas |
| Rsi | Solubilidad de gas inicial |
| Bo | Factor volumétrico de petróleo |
| Boi | Factor volumétrico de petróleo inicial |
| Bg | Factor de volumétrico de gas |
| Bgi | Factor volumétrico de gas inicial |
| WE | Influjo de Agua |

| | |
|-----|--|
| m | Relación entre el volumen inicial de la capa de gas del yacimiento y el volumen inicial de petróleo en el yacimiento |
| Cf | Compresibilidad de la formación |
| Cw | Compresibilidad del agua de formación |
| Swi | Saturación de agua inicial |
| b | Coefficiente de declinación de Arps |
| BY | Barriles en yacimiento |
| BN | Barriles en superficie |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 Ingreso de datos por pozo de la arena Basal Tena, Bermejo Sur..... | 14 |
| Figura 2.2 Ajuste de la variable espesor neto de la arena Basal Tena, Bermejo Sur | 15 |
| Figura 2.3 Ajuste de la variable porosidad de la arena Basal Tena, Bermejo Sur | 16 |
| Figura 2.4 Ajuste de la variable saturación de agua de la arena Basal Tena, Bermejo Sur..... | 17 |
| Figura 2.5 Definición de previsión arena Basal Tena, Bermejo Sur | 17 |
| Figura 2.6 Simulaciones corridas para el POES, Bermejo Sur arena Basal Tena | 18 |
| Figura 2.7 Simulación de Monte Carlo, arena Basal Tena – Bermejo Sur..... | 19 |
| Figura 2.8 Sensibilidad de variables POES Bermejo Sur, arena Basal Tena..... | 20 |
| Figura 2.9 Producción diaria de petróleo y líquido total, corte de agua y relación gas-petróleo | 21 |
| Figura 2.10 Producción mensual de petróleo, agua y gas | 22 |
| Figura 2.11 Datos ingresados de la arena Hollín Principal, Bermejo Sur | 23 |
| Figura 2.12 Datos de presión y temperatura inicial | 23 |
| Figura 2.13 PVT sintético arena Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 24 |
| Figura 2.14 Data de presión de burbuja | 25 |
| Figura 2.15 Parámetros recalculados | 25 |
| Figura 2.16 PVT sintético recalibrado arena Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 26 |
| Figura 2.17 Ingreso de parámetros de tanque-Hollín Principal, Bermejo Sur. | 27 |
| Figura 2.18 Datos de entrada del acuífero-Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 27 |
| Figura 2.19 Compresibilidad determinada por correlación-Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 28 |
| Figura 2.20 Datos de permeabilidad relativa-Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 28 |
| Figura 2.21 Ingreso de historial de producción arena Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 29 |
| Figura 2.22 POES estimado por la simulación en la arena Hollín Principal, Bermejo Sur..... | 30 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.23 Mecanismos de empujes presentes en Hollín Principal, Bermejo Sur | 30 |
| Figura 2.24 Selección del periodo de declinación más representativo | 31 |
| Figura 2.25 Condiciones del escenario | 32 |
| Figura 2.26 Parámetros del escenario, estimación de reservas a 10 años en el futuro | 33 |
| Figura 2.27 Resultados de la simulación realizada, campo Bermejo | 34 |
| Figura 2.28 Parámetros de escenario con tasa límite | 35 |
| Figura 2.29 Estimación de reservas por tasa límite de 220 bbl/d | 35 |
| Figura 3.1 Reservas de la arena Hollín Principal en Bermejo Sur al año 2039 | 39 |
| Figura 3.2 Reservas de la arena Basal Tena en Bermejo Sur al año 2039 | 40 |
| Figura 3.3 Reservas de la arena Hollín Superior en Bermejo Sur al año 2039 | 41 |
| Figura 3.4 Reservas de la arena Hollín Principal en Bermejo Norte al año 2034 | 42 |
| Figura 3.5 Reservas de la arena Basal Tena en Bermejo Norte al año 2039 | 43 |
| Figura 3.6 Reservas de la arena Caliza A en Bermejo Norte al año 2021 | 44 |
| Figura 3.7 Reservas de la arena Basal Tena en El Rayo al año 2039 | 45 |
| Figura 3.8 Reservas de la arena Caliza B en El Rayo al año 2026 | 46 |
| Figura 3.9 Reservas del campo Bermejo al año 2039, caso más probable (declinación hiperbólica) | 47 |
| Figura 3.10 Reservas del campo Bermejo al año 2039, caso optimista (declinación armónica) | 48 |
| Figura 3.11 Reservas del campo Bermejo al año 2039, caso pesimista (declinación exponencial) | 49 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----------|
| Tabla 1.1 Estado de los pozos en el Campo Bermejo | 3 |
| Tabla 2.1 Propiedades petrofísicas de Bermejo | 12 |
| Tabla 2.2 Data petrofísica Bermejo Sur, arena Basal Tena | 13 |
| Tabla 2.3 Parámetros de bondad de ajuste de espesor neto | 14 |
| Tabla 2.4 Parámetros de bondad de ajuste de porosidad | 15 |
| Tabla 2.5 Parámetros de bondad de ajuste | 16 |
| Tabla 3.1 Estimación de POES para el campo Bermejo | 36 |
| Tabla 3.2 Factor de recobro y reservas recuperables máximas | 37 |
| Tabla 3.3 Parámetros de declinación..... | 38 |
| Tabla 3.4 Parámetros de declinación..... | 39 |
| Tabla 3.5 Parámetros de declinación..... | 40 |
| Tabla 3.6 Parámetros de declinación..... | 41 |
| Tabla 3.7 Parámetros de declinación..... | 42 |
| Tabla 3.8 Parámetros de declinación..... | 43 |
| Tabla 3.9 Parámetros de declinación..... | 44 |
| Tabla 3.10 Parámetros de declinación..... | 45 |
| Tabla 3.11 Parámetros de declinación..... | 46 |
| Tabla 3.12 Reservas desarrolladas estimadas del campo Bermejo por arena | 49 |
| Tabla 3.13 Reservas estimadas analizando todo el campo | 50 |
| Tabla 3.14 Reservas totales a drenar..... | 51 |
| Tabla 3.15 Reservas desarrolladas y no desarrolladas..... | 51 |
| Tabla 3.16 Reservas recuperables y no recuperables..... | 52 |

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Las energías fósiles son la principal fuente de energía primaria del mundo representando en 2018 un 79% de la oferta energética total (AIE, 2019). En el Ecuador la producción, refinación y comercialización del petróleo es un factor económico fundamental ya que las ganancias del sector hidrocarburífero para el año 2017 represento el 4,8% del PIB (Ecuador, 2019).

La mayor parte de la producción de hidrocarburos del país proviene de la región amazónica del Ecuador. Para el presente proyecto se desarrolla un estudio en el campo Bermejo perteneciente a la región del Amazonas del Ecuador.

La realización de un plan de desarrollo de un campo hidrocarburífero requiere de la correcta estimación de los volúmenes iniciales de hidrocarburos en el yacimiento. La actualización de las reservas de hidrocarburos es fundamental para continuar con la producción del campo de manera rentable ya que nos permite conocer los recursos que aún es posible extraer. Además, la estimación de reservas actualizadas ayuda a la correcta toma de decisiones en la gerencia del campo.

1.1 Descripción del problema

No es fácil determinar las dimensiones de un yacimiento y tampoco su contenido, bajo esta condición solo es posible obtener una estimación de los volúmenes de líquido y gas presentes en el yacimiento.

Un estimado de reservas de petróleo es fundamental para que los gobiernos y las industrias establezcan un plan de desarrollo que maximice la recuperación de petróleo, además de la planificación de futuros proyectos. Con el pasar del tiempo y el avance

tecnológico se ha logrado obtener datos con mayor precisión la cual tenía un grado de complejidad en el pasado. Sin embargo, no es posible determinar con seguridad absoluta las reservas existentes, salvo el comportamiento futuro del yacimiento.

Con la finalidad de mantener una explotación favorable del campo puesto en desarrollo es de suma importancia realizar la actualización de las reservas, asegurando de esta manera el balance costo-beneficio que este ocasiona. Dado que se dispone de información de análisis de núcleos, registros eléctricos, data PVT de los fluidos e historiales de producción de los pozos se puede caracterizar de mejor manera al yacimiento con métodos prácticos y eficientes tales como el método de balance de materiales, método volumétrico, método de Monte Carlo y el análisis de curvas de declinación.

El campo Bermejo es operado desde julio de 2019 por la empresa estatal de recursos hidrocarburíferos Petroamazonas E.P, se ubica en la zona norte central del Ecuador en la región del Amazonas cerca de la frontera con Colombia, comprende un área de 61100 Has y se encuentra en el cantón Cáscales, provincia de Sucumbíos.

El campo Bermejo se encuentra compuesto por 4 estructuras con propiedades petrofísicas diferentes por lo cual deberán tratarse por separado, estas son Bermejo Sur, Bermejo Norte, Bermejo Este y Rayo. Los principales yacimientos productores del campo son Hollín Principal y Basal Tena, con pozos de profundidad promedio de 4500'.

De acuerdo con los datos de la empresa Petroamazonas E.P en marzo de 2020, la producción del Campo Bermejo es de 1577.85 BPPD, con un promedio de BSW de 94.63%. El crudo producido es de buena calidad al poseer una gravedad promedio de 31.0° API.

Para el mes de marzo de 2020, el Campo Bermejo cuenta con 65 pozos distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 1.1 Estado de los pozos en el Campo Bermejo

| Estado de pozos | Número de pozos |
|------------------------|------------------------|
| Produciendo | 34 |
| Cerrado, E.W.O | 17 |
| Abandono definitivo | 5 |
| Reinyector | 6 |
| Inyector | 1 |
| Inyector off | 2 |
| Total de pozos | 65 |

Fuente: Petroamazonas E.P, 2020

1.2 Justificación del problema

El presente trabajo se va a realizar porque varios campos del Ecuador han sido catalogados como campos maduros ya que se encuentran en una etapa de declinación natural e incremento del corte de agua. Dado que el campo Bermejo es un campo maduro, es importante llevar a cabo una estimación actualizada de las reservas recuperables y una nueva cuantificación de las reservas remanentes, ya que esto permitirá la planificación y evaluación de viabilidad del desarrollo de proyectos futuros a realizarse en el campo.

Al contar con suficiente información geológica, historiales de producción y propiedades PVT de los fluidos es posible realizar una estimación de reservas por varias metodologías. Considerando que el método determinístico volumétrico es básico y utilizado en etapas iniciales de explotación de campos petrolíferos al no requerir de data de producción, el presente proyecto se enfocará con mayor énfasis en la estimación del petróleo original in situ (POES) mediante el método probabilístico de Monte Carlo y el método de balance de materiales, a su vez por medio del análisis de las curvas de declinación de la producción se podrá estimar las reservas remanentes del yacimiento y mediante la extrapolación de las mismas será posible estimar reservas esperadas a futuro.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Actualizar las reservas de petróleo del campo Bermejo mediante la aplicación de métodos determinísticos y probabilísticos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estimar el petróleo original en sitio (POES) por medio de la ecuación de balance de materiales usando el software MBAL.
- Estimar el petróleo original en sitio (POES) por medio del método probabilístico de Monte Carlo haciendo uso del software Crystal Ball.
- Determinar el modelo y tasa de declinación representativa de las arenas productoras del campo.
- Estimar el factor de recobro de cada arena productora.
- Estimar las reservas remanentes recuperables, desarrolladas y no desarrolladas.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Definición y clasificación de reservas

Se conoce como reservas de hidrocarburo a la cantidad de petróleo, condensado y gas natural, que pueden ser recuperables económicamente mediante la aplicación de algún método de explotación.

Las reservas hidrocarburíferas se pueden clasificar de acuerdo con el grado de certeza como probadas, probables o posibles, también es posible clasificar las reservas por el grado de desarrollo como reservas desarrolladas y no desarrolladas.

1.4.2 Métodos para el cálculo de POES

En la industria petrolera es fundamental conocer la cantidad de hidrocarburo existente en la arena productora. Los métodos que más se destacan para el cálculo del POES son: método volumétrico, ecuación de balance de materiales y el método estadístico.

1.4.2.1 **Método volumétrico**

Para el cálculo del petróleo original en sitio (POES), con este método es fundamental contar con información petrofísica del yacimiento y propiedades del fluido. La ecuación para utilizar el método volumétrico se presenta a continuación:

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

Donde:

POES: Petróleo original en sitio, [BN]

V_b: Volumen del yacimiento, [acre – ft]

∅: Porosidad del yacimiento, [adimensional]

S_{wi}: Saturación inicial del yacimiento.

β_{oi}: Factor volumétrico inicial de petróleo, [$\frac{BY}{BN}$]

1.4.2.2 **Método estadístico o probabilístico: Método de Monte Carlo**

Un método estadístico o probabilístico consiste en utilizar los parámetros variables de la ecuación volumétrica en un rango de valores, para representarlos por medio de una distribución estadística, entre ellas podemos tener: normal, triangular, poisson, log normal, uniforme y exponencial.

El método de Monte Carlo es utilizado en varios campos de estudios como economía, informática, ingeniería, etc., en este caso se aplicará a un análisis de yacimientos. Su metodología consiste en hacer uso de muestras de la distribución de probabilidad de cada variable y reemplazarlas en la ecuación del método volumétrico para conseguir un resultado de petróleo original en sitio. Este proceso se debe repetir un número significativo de veces (1000 o más veces), se ordena cada valor obtenido de N en orden creciente asignando un valor de frecuencia acumulada para posteriormente graficar la frecuencia acumulada vs POES, obteniendo la función de distribución de N como resultado. (Rivera, 2009)

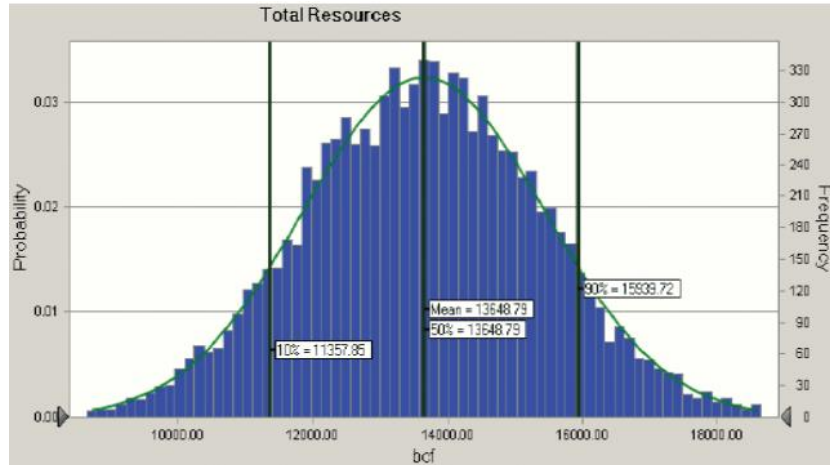


Figura 1.1 Gráfica de frecuencia acumulada de POES

Fuente: Rivera, 2009

1.4.2.3 Ecuación de balance de materiales

La ecuación de balance de materiales aplicada correctamente sirve para:

- Estimar volúmenes iniciales de hidrocarburos en sitio (POES y GOES).
- Estimar el tamaño de la capa de gas.
- Estimar la presencia, tipo y tamaño de un acuífero.
- Predecir el comportamiento futuro de los yacimientos.

La ecuación de balance de materiales puede escribirse de la siguiente manera: Volumen de fluidos producidos (vaciamiento) = expansión de petróleo + gas disuelto original + expansión de la capa de gas + contracción del VP debido a la expansión de fluido y roca. (Paris de Ferrer, 2009)

Agregando términos que representen la intrusión de agua desde un acuífero y la inyección de fluidos al yacimiento se obtiene la ecuación de balance de materiales en su forma generalizada:

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + mNB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_{oi}N(1 + m)\left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}}\right)\Delta p + (W_e - W_p B_w) + G_{iny}B_{giny} + W_{iny}B_{winy} \quad (1.2)$$

Despejando el petróleo original in situ N, se obtiene:

$$N = \frac{N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{iny}B_{giny} - W_{iny}B_{winy}}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_{oi}(1 + m)\left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}}\right)\Delta p} \quad (1.3)$$

1.4.3 Caracterización de la Ecuación de Balance de Materiales de acuerdo con el tipo de empuje

En yacimientos con empuje combinado donde existen de manera simultánea varios tipos de empuje es conveniente identificar el aporte relativo de cada mecanismo y su aporte individual a la producción de petróleo. En la ecuación de balance de materiales se distinguen cuatro índices de empujes los cuales son: el índice de empuje por agotamiento (DDI), el índice de empuje por segregación por capa de gas (SDI), el índice de empuje hidráulico (WDI) y el índice de empuje por expansión de la roca y los fluidos (EDI).

1.4.4 Estimación de reservas mediante curvas de declinación

1.4.4.1 *Introducción a curvas de declinación*

Las curvas de declinación es el análisis de graficar el comportamiento histórico de producción con respecto al tiempo, estas curvas son graficadas en una hoja semi-log. (Paris de Ferrer, 2009)

Adicional existen diferentes tipos de graficas que de igual manera nos ayudan en el análisis del comportamiento de la producción a futuro, entre las cuales tenemos:

- Caudal de producción de petróleo vs producción de petróleo
- Producción de agua vs producción de petróleo
- Relación gas-petróleo vs producción de petróleo

Los objetivos de predecir las tasas de producción a futuro del yacimiento son: pronosticar reservas remanentes, planear intervenciones a futuro y pronosticar algunas propiedades del reservorio. (Paris de Ferrer, 2009)

1.4.4.2 *Tipos de curvas de declinación*

Arps (1945), expuso que la curvatura de la tasa de producción en función del tiempo puede ser expresada matemáticamente mediante ecuaciones. Los tipos de curvatura propuesto por Arps se describen a continuación:

- Declinación exponencial
- Declinación armónica
- Declinación hiperbólica

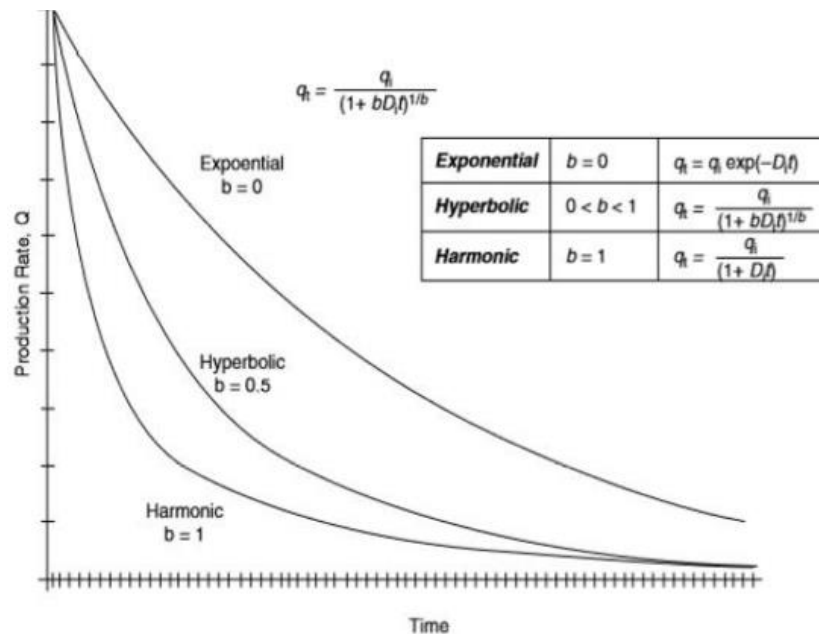


Figura 1.2 Tasa de producción vs tiempo (efectos de diferentes valores de b)

Fuente: Tarek, 2006

1.4.4.3 Análisis de curvas tipo

El análisis de curvas tipo fue introducido en la industria del petróleo en 1968 por Slider como una herramienta valiosa cuando se la utiliza en conjunto a graficas logarítmicas. Una curva tipo es una representación gráfica de las soluciones teóricas para ecuaciones de flujo. El análisis de curvas tipo consiste en encontrar la curva tipo teórica que coincide con el comportamiento real de un pozo, esta coincidencia se puede encontrar mediante la superposición física de un gráfico con datos de prueba reales y la curva tipo que proporcione la mejor coincidencia (“match”). Debido a que las curvas tipo son soluciones teóricas generalmente se presentan en términos de variables adimensionales tales como: presión adimensional (p_D), tiempo adimensional (t_D) y radio adimensional (r_D) en lugar de utilizar variables reales como tiempo, presión y radio.

1.4.4.4 Curva tipo de Fetkovich

Los datos base necesarios para usar esta metodología son el historial de producción y el tiempo de producción. Se procede a graficar la producción del pozo en términos del gasto adimensional y tiempo dimensional en escala logarítmica ($\log t_D$ vs $\log q_D$) y se ajusta una de las curvas tipo al comportamiento para predecir la producción futura.

Además, las curvas tipo permiten calcular el hidrocarburo original en sitio, las reservas a condiciones de abandono y también las características de flujo de un pozo individual (Rivera, 2009).

Esta curva tipo posee la ventaja que puede ser utilizada durante toda la vida productiva del pozo, en cambio las curvas de declinación de Arps solo pueden modelar yacimientos cuando están en el régimen pseudo-estacionario.

La familia de funciones en las que se debe sobreponer la curva graficada y posteriormente ser ajustada a la curva que mejor se relacione se presenta a continuación:

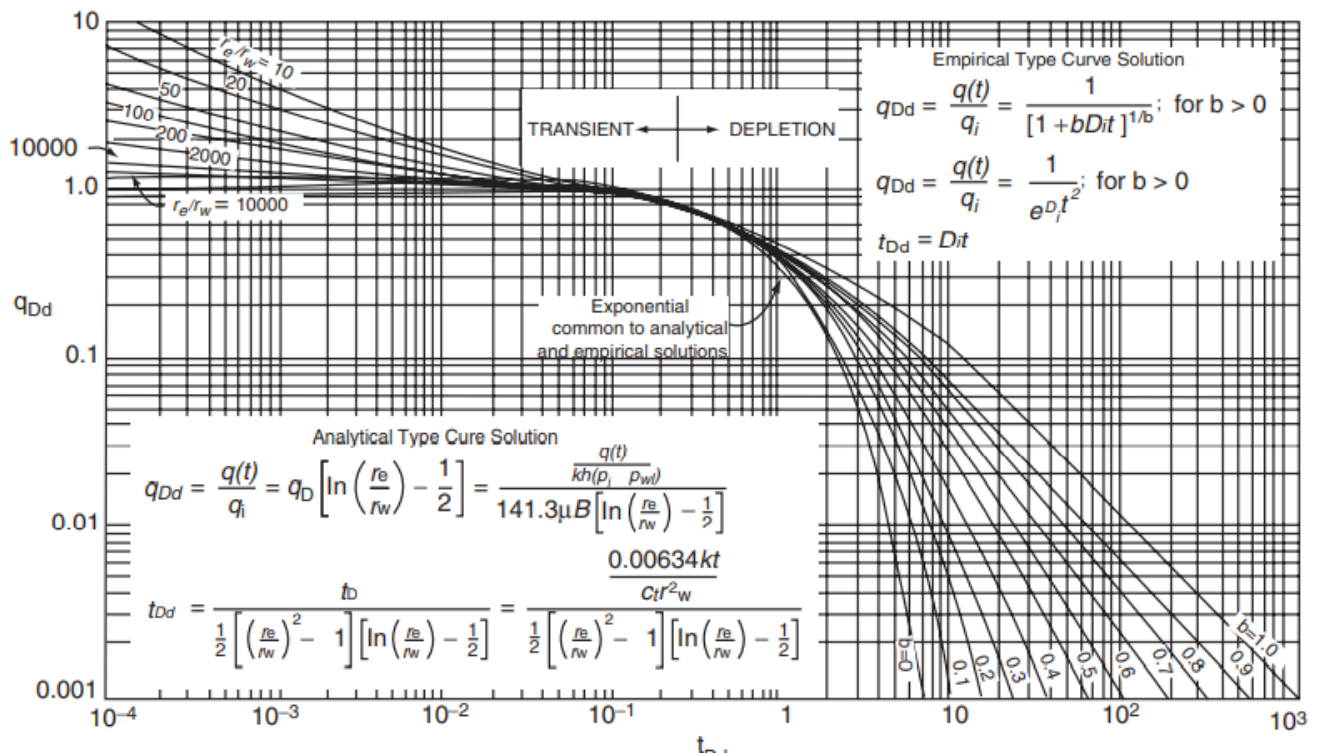


Figura 1.3 Curva tipo de Fetkovich

Fuente: Fetkovich, 1980

1.4.5 Software

1.4.5.1 MBAL

El software MBAL es una herramienta fundamental en la realización de este documento, debido a que nos permitirá calcular el POES mediante un análisis de balance de materiales, MBAL usa un modelo conceptual del reservorio para tener una predicción

del comportamiento del yacimiento basado en la producción de fluidos y la inyección de agua y gas.

1.4.5.2 Oracle Crystal Ball

Este software es un conjunto de programas aplicados a modelos de predicción, previsión, simulación y optimización. El software permite correr la simulación de Monte Carlo, generando un modelo a partir de datos de entrada.

1.4.5.3 Oil Field Manager (OFM)

El OFM posee variedad de funciones entre las cuales se puede mencionar las siguientes:

- Elaborar filtros para el rápido manejo de información.
- Permite conectarse a diferentes fuentes de datos externas (base de datos Oracle, SQL server, Excel)
- Permite la generación de gráficos y reportes.
- Análisis de curvas de declinación.
- Incorporación de información de registros Eléctricos.
- Diagrama de completación de pozos.

1.4.6 Revisión bibliográfica

Se ha realizado una revisión bibliográfica de 14 artículos sobre cálculo de reservas de hidrocarburos, los cuales datan del año 2004 hasta el 2019. Todos los estudios coinciden que la mejor manera de calcular reservas es mediante la utilización de un método geoestadístico, pero la complejidad e información necesaria para llevarlo a cabo a corto plazo lo vuelve menos viable que los otros métodos.

En 2019 José Proaño y Wilson González actualizaron las reservas de la arena U en el campo Pacuna, calculando el POES mediante el método volumétrico, el probabilístico y la ecuación de balance de materiales. Concluyeron que al utilizar el método de balance de materiales se obtiene un POES con un porcentaje de error menor a los otros dos métodos con respecto al POES oficial obtenido por un método geoestadístico. De igual manera, en 2016 Claudio Flores y Christian Ramírez concluyeron que el método de balance de materiales es el mejor a aplicar cuando se desea obtener el POES.

Finalmente, en 2007 Alfredo Obando al realizar un estudio de las reservas del campo Parahuacu determinó que la utilización del método volumétrico para obtener POES y posteriormente utilizar el factor de recobro para calcular reservas tiene un alto porcentaje de error y recomienda la utilización de un análisis de curvas de declinación para calcular reservas. Este trabajo tiene como objetivo calcular las reservas del campo Bermejo mediante la aplicación de la ecuación de balance de materiales, el método de Monte Carlo y el análisis de curvas de declinación para tener las reservas del campo actualizadas y mejorar la toma de decisiones para proyectos futuros a desarrollarse en el campo Bermejo.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se muestra la metodología utilizada para determinar el petróleo original in-situ y la estimación de las reservas del campo Bermejo.

Para conseguir nuestros objetivos utilizamos información proporcionada por Petroamazonas EP, esta información consiste en: historiales de producción, propiedades PVT de los fluidos, historiales de presión e información petrofísica.

Para el desarrollo del proyecto se hizo uso de los siguientes softwares: MBAL, Crystal ball y OFM. El software MBAL se utilizó para llevar acabo el análisis de balance de materiales para determinar POES, Crystal ball fue utilizado para realizar el método de Monte Carlo y finalmente el con el OFM se realizó el análisis de curvas de declinación.

2.1 Cálculo de POES por método volumétrico

Para calcular el POES por el método volumétrico se hará uso de la ecuación 1.1. Los datos petrofísicos de las arenas se presentan a continuación:

Tabla 2.1 Propiedades petrofísicas de Bermejo

| CAMPO | YACIMIENTO | AREA (acres) | H (ft) | ϕ | Swi | Boi (BY/BN) |
|--------------------------|------------------|-----------------|--------|--------|-------|----------------|
| BERMEJO SUR | Basal Tena | 1749,487 | 12,186 | 0,18 | 0,200 | 1,200 |
| | Hollín Secun. | 887,099 | 28,000 | 0,13 | 0,200 | 1,288 |
| | Hollín Principal | 5643,105 | 60,195 | 0,12 | 0,320 | 1,375 |
| BERMEJO NORTE | Basal Tena | 1755,632 | 13,452 | 0,18 | 0,2 | 1,2 |
| | Caliza A | 148,262 | 53,333 | 0,07 | 0,24 | 1,1 |
| | Hollín Principal | 1.099,063 | 58,501 | 0,12 | 0,32 | 1,375 |
| EL RAYO | Basal Tena | 622,452 | 18,00 | 0,192 | 0,266 | 1,2 |
| | Caliza B | 79,073 | 52,00 | 0,050 | 0,23 | 1,2 |

2.2 Cálculo de POES por método de Monte Carlo

El software Crystal Ball requiere de un mínimo de 15 datos por cada variable para realizar la distribución de Monte Carlo, estos datos procederán de pozos perforados, al

existir arenas con menos de 15 pozos se completará los datos faltantes con valores comprendidos entre los límites máximos y mínimos reales de las variables en los pozos existentes. Las variables por utilizar de cada pozo son espesor neto petrolífero (ft), porosidad (fracción) y saturación de agua (fracción).

A continuación, se mostrará el procedimiento aplicado al campo Bermejo Sur, la metodología a aplicar en los campos Bermejo Norte y El Rayo es la misma. En Bermejo Sur se encuentran 3 yacimientos productores, de los cuales Basal Tena y Hollín Principal tienen varios pozos productores por lo que sí es posible aplicar la metodología, por otro lado, el yacimiento Hollín Secundario tiene únicamente un pozo productor por lo cual no es posible aplicar la metodología. La demostración de la metodología se realizará para la arena Basal Tena.

Tabla 2.2 Data petrofísica Bermejo Sur, arena Basal Tena

| | | | | |
|--------------------------------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| Pozo | BRS-04 | BRS-07 | BRS-14 | BRS-21 |
| Espesor neto petrolífero (ft) | 12,1 | 12,3 | 12,2 | 12,5 |
| Porosidad (fracción) | 0,18 | 0,17 | 0,19 | 0,18 |
| Saturación de agua (fracción) | 0,20 | 0,21 | 0,19 | 0,22 |
| Pozo | BRS-26 | BRS-101 | BRS-105 | BRS-22 |
| Espesor neto petrolífero (ft) | 11,8 | 13,1 | 11,1 | 12,1 |
| Porosidad (fracción) | 0,17 | 0,19 | 0,17 | 0,19 |
| Saturación de agua (fracción) | 0,24 | 0,18 | 0,18 | 0,20 |
| Pozo | A | B | C | D |
| Espesor neto petrolífero (ft) | 12,5 | 12,2 | 12,3 | 12,2 |
| Porosidad (fracción) | 0,18 | 0,17 | 0,18 | 0,19 |
| Saturación de agua (fracción) | 0,21 | 0,19 | 0,22 | 0,24 |
| Pozo | E | F | G | - |
| Espesor neto petrolífero (ft) | 11,8 | 11,9 | 12,1 | - |
| Porosidad (fracción) | 0,19 | 0,19 | 0,19 | - |
| Saturación de agua (fracción) | 0,18 | 0,18 | 0,19 | - |

En primer lugar, se procede a insertar la data petrofísica de cada arena a Excel utilizando el software Crystal Ball.

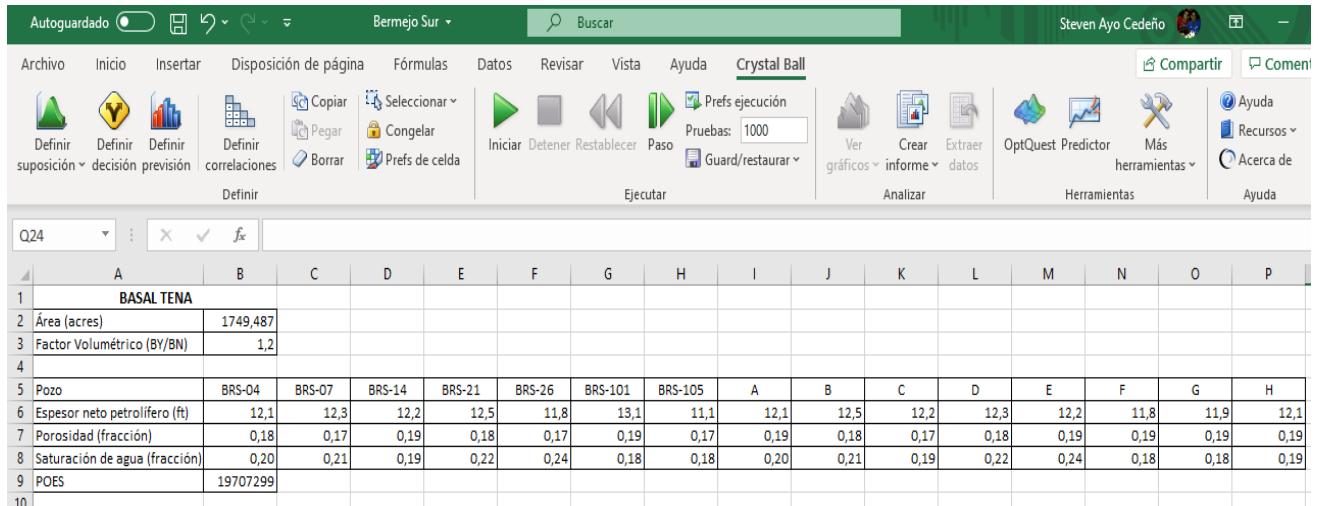


Figura 2.1 Ingreso de datos por pozo de la arena Basal Tena, Bermejo Sur

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

A continuación, se procede a ajustar cada variable a una distribución estadística mediante el comando “ajustar distribución a datos” que se encuentra en la opción “definir suposición”.

De acuerdo con el software la variable espesor neto se ajusta a un modelo de distribución logística para la arena Basal Tena, además presentan los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

Tabla 2.3 Parámetros de bondad de ajuste de espesor neto

| Basal Tena | |
|------------|-------|
| Media | 12,15 |
| Escala | 0,22 |

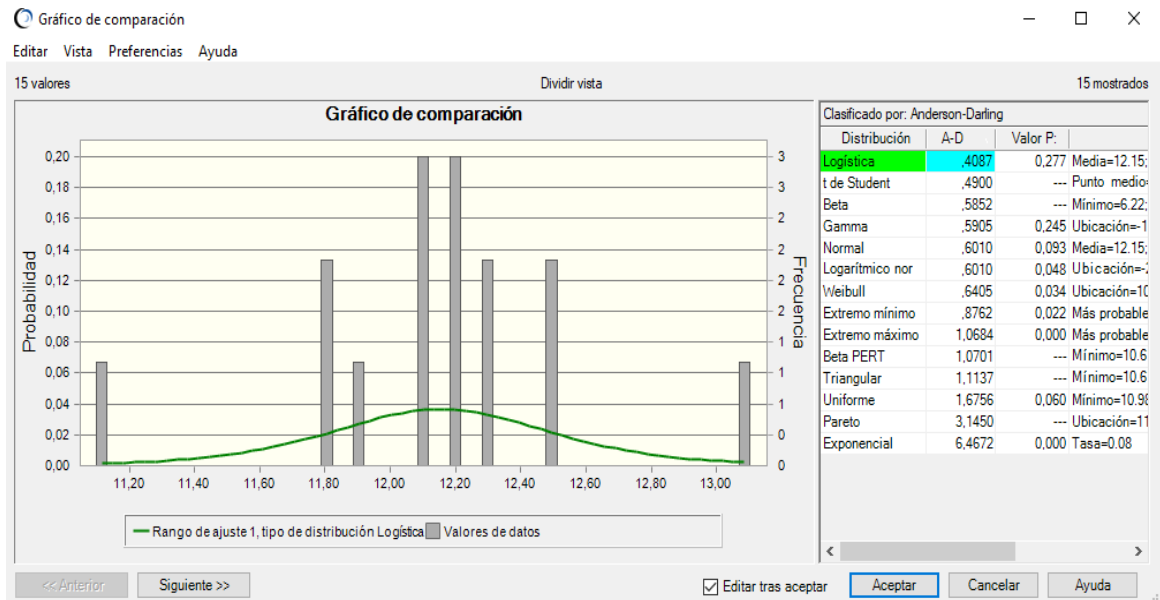


Figura 2.2 Ajuste de la variable espesor neto de la arena Basal Tena, Bermejo Sur

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

Por otro lado, los datos de porosidad se ajustan a una distribución tipo beta para la arena Basal Tena. Presentando los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

Tabla 2.4 Parámetros de bondad de ajuste de porosidad

| Basal Tena | |
|------------|--------|
| Mínimo | 0.17 |
| Máximo | 0.19 |
| Alfa | 0.4291 |
| Beta | 0.3 |

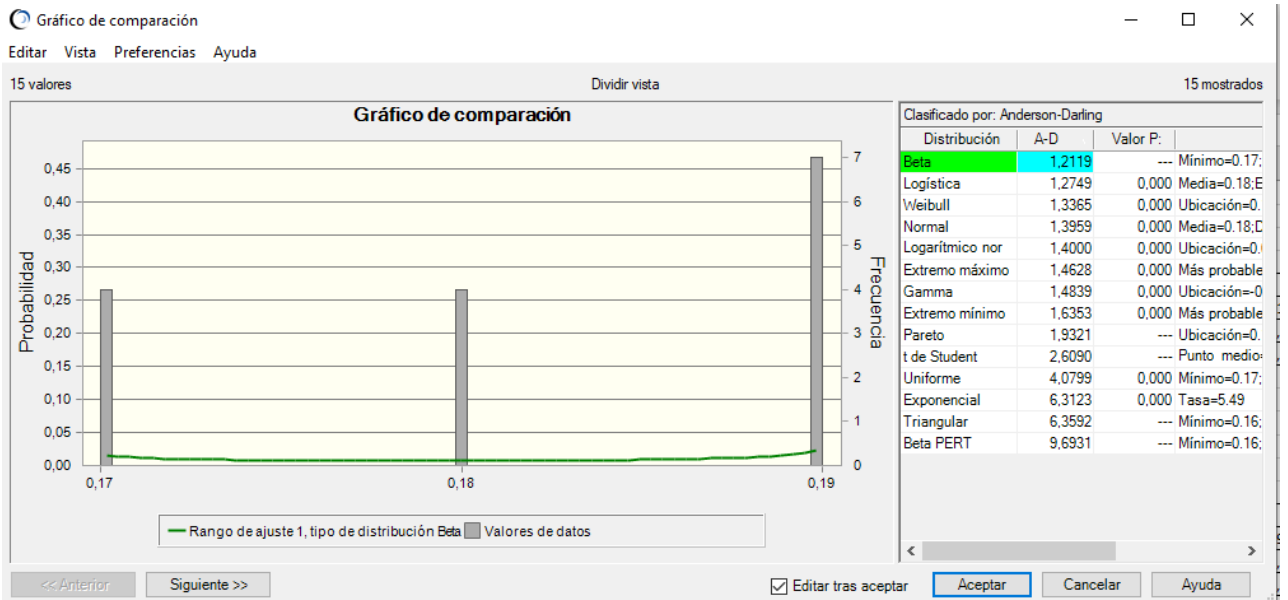


Figura 2.3 Ajuste de la variable porosidad de la arena Basal Tena, Bermejo Sur

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

Finalmente, la variable saturación de agua se ajusta a un modelo de distribución beta. Presentando los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

Tabla 2.5 Parámetros de bondad de ajuste

| Basal Tena | |
|------------|--------|
| Mínimo | 0.18 |
| Máximo | 0.25 |
| Alfa | 0,6194 |
| Beta | 1,233 |

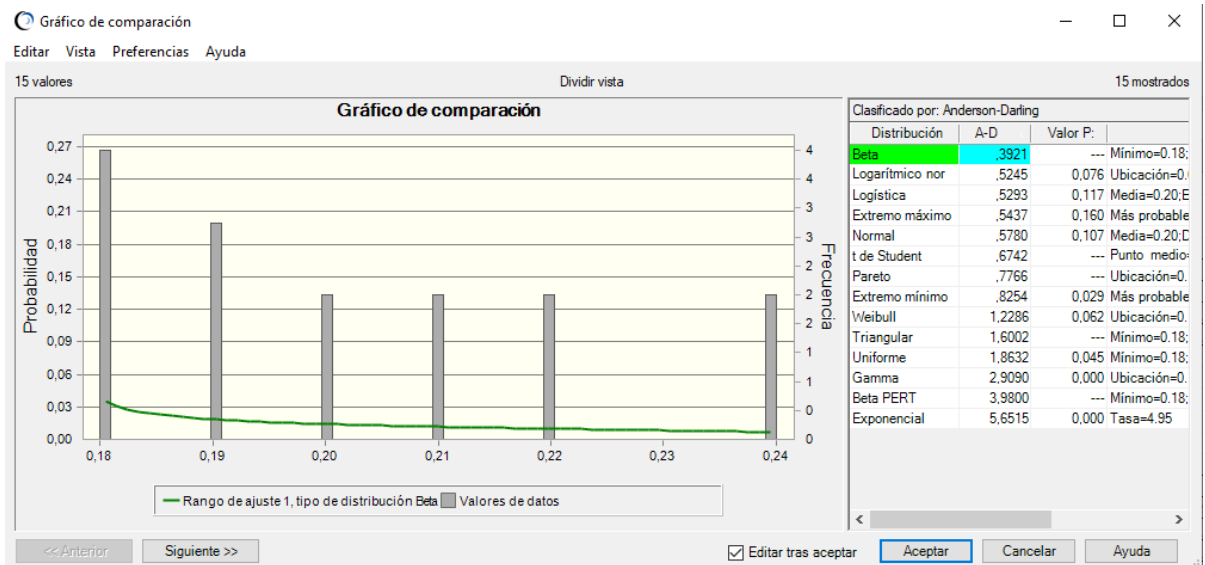


Figura 2.4 Ajuste de la variable saturación de agua de la arena Basal Tena, Bermejo Sur

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

Posterior a ajustar las 3 variables de datos a las distribuciones más apropiadas se procede a definir la previsión mediante el comando “definir previsión” que se encuentra en la ventana principal de Crystal Ball.

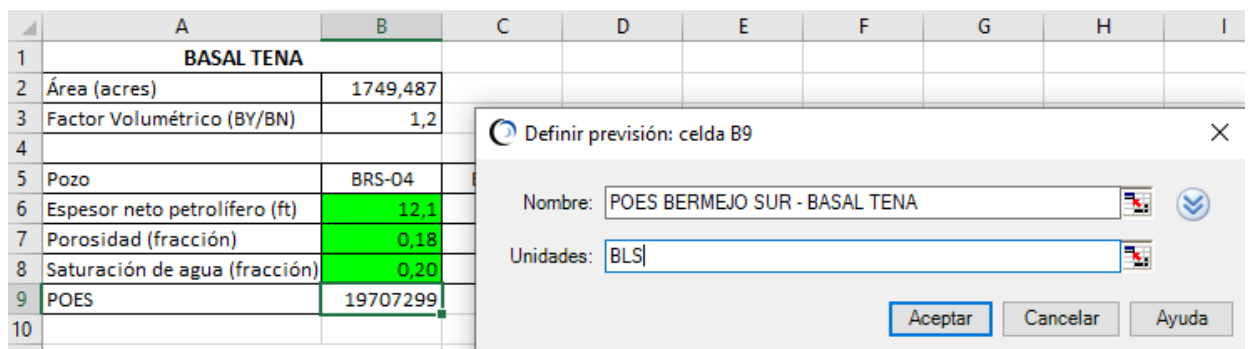


Figura 2.5 Definición de previsión arena Basal Tena, Bermejo Sur

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

A continuación mediante el comando “iniciar” en la ventana de Crystal Ball se procederá a realizar la simulación.

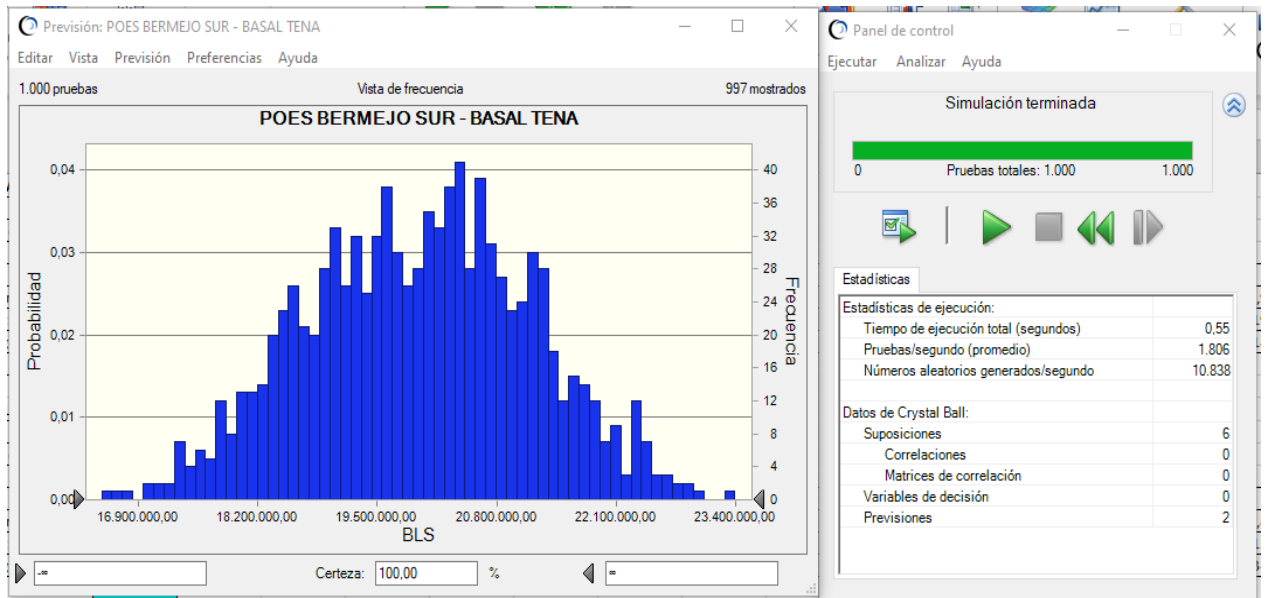


Figura 2.6 Simulaciones corridas para el POES, Bermejo Sur arena Basal Tena

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

Se procede a definir el límite mínimo como 0 barriles y el valor máximo de tal manera que la certeza sea del 50%, este valor máximo será el supuesto valor de POES determinado por la simulación.

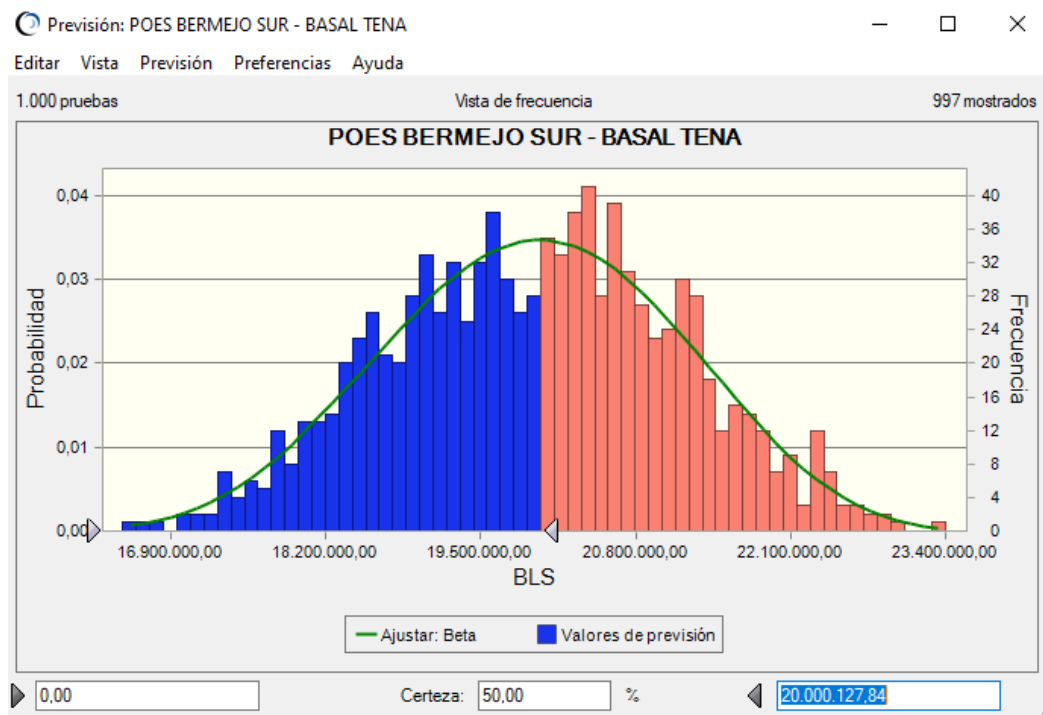


Figura 2.7 Simulación de Monte Carlo, arena Basal Tena – Bermejo Sur

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad de las variables para comparar el porcentaje de afectación del POES por parte de cada variable. La sensibilidad de las variables para la arena Basal Tena son 58,8% para la porosidad, 26,3% para el espesor y -14,5% para la saturación de agua. Estos valores nos indican que la porosidad es la variable que más afecta al POES en la arena Basal Tena.

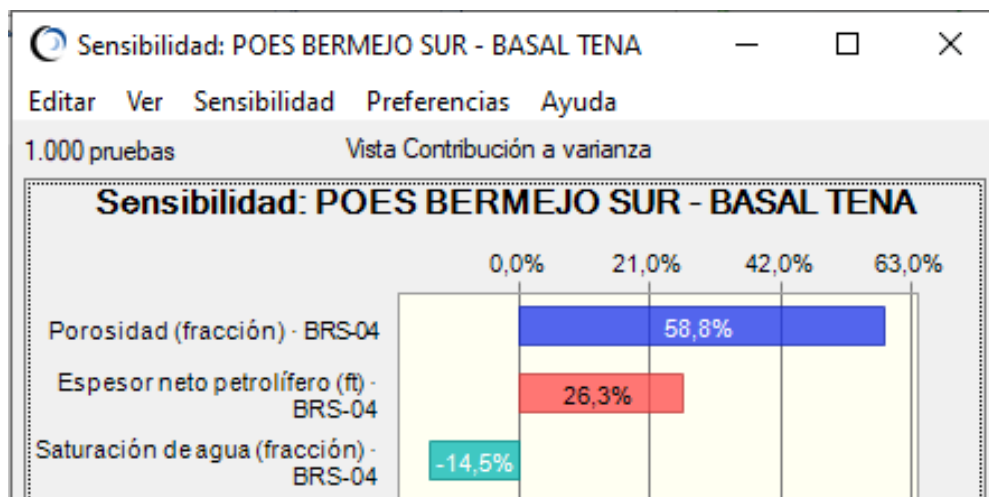


Figura 2.8 Sensibilidad de variables POES Bermejo Sur, arena Basal Tena

Fuente: Oracle Crystal Ball 2017

2.3 Cálculo de POES por balance de materiales

A continuación, se presenta la metodología a realizarse para el cálculo de POES por balance de materiales en el campo Bermejo Sur, para los campos Bermejo Norte y El Rayo debe aplicarse la misma metodología descrita en este capítulo.

Para realizar este método se debe primero hacer un análisis convencional de las arenas de estudio, donde se observará el comportamiento de la presión, así como de la producción a través del tiempo, mediante esto será posible identificar el mecanismo más representativo de cada arena.

2.3.1 Análisis del historial de producción

Se analizó la producción diaria petróleo y líquido a través del tiempo de todo el campo (figura 2.9) así como el corte de agua y la relación gas-petróleo. Se puede observar que la producción diaria de petróleo alcanzó un valor máximo para el año 2005, a partir de ese año la producción diaria comienza a declinar. En la figura 2.10 se puede observar que la producción mensual de petróleo fluctúa presentando diferentes ciclos de producción hasta llegar al año 2006 donde se puede observar que la producción de petróleo empieza a declinar. De igual manera la producción de gas varía hasta llegar a un pico en 2006, a partir de aquí empieza a declinar la producción de gas. Por otro lado,

la producción de agua mensual aumenta durante toda la vida productiva hasta llegar a un máximo en 2006, a partir de aquí la producción mensual de agua fluctúa en muy baja medida. Es posible apreciar también que el corte de agua aumenta durante toda la vida productiva del campo hasta llegar al 92% en 2019.

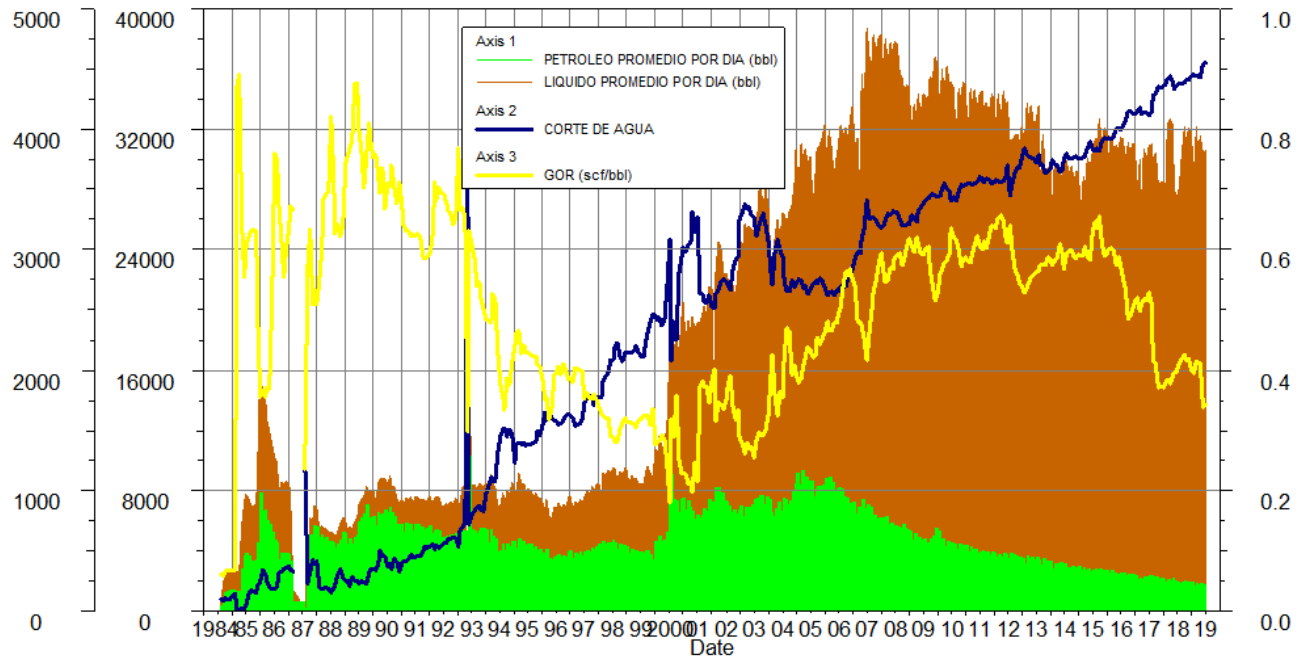


Figura 2.9 Producción diaria de petróleo y líquido total, corte de agua y relación gas-petróleo

Fuente: OFM 2012.1

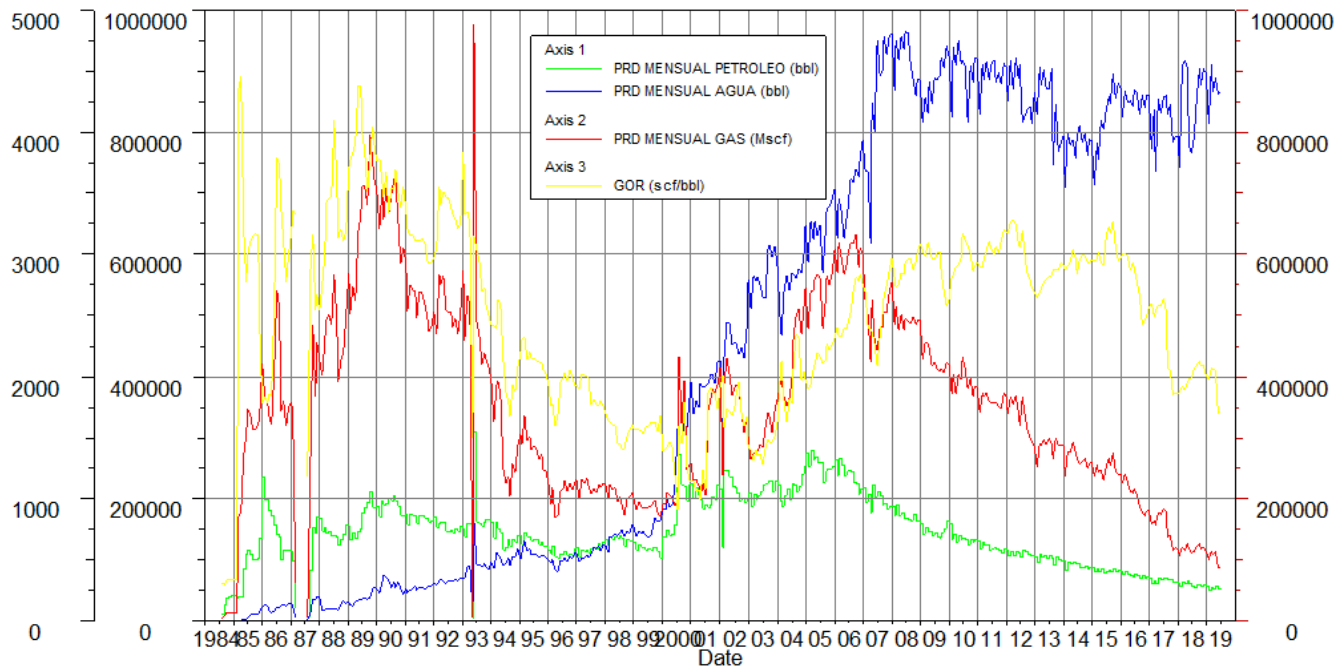


Figura 2.10 Producción mensual de petróleo, agua y gas

Fuente: OFM 2012.1

El análisis del historial de producción de cada arena productora por separado permitió identificar los tipos de empuje predominantes. Se concluyó que la arena Basal Tena produce por capa de gas y empuje lateral, mientras que la arena Hollín Principal produce por empuje hidráulico de fondo. Por otro lado, las formaciones Caliza A y Hollín Superior que son productoras únicamente en un pozo cada una, producen mediante expansión del gas en solución y empuje lateral respectivamente.

2.3.2 Establecimiento de parámetros para la simulación en MBAL

Primero se procedió a ingresar los datos de los fluidos, para ello se ingresó en la opción de propiedades de fluidos que se encuentra en el menú PVT.

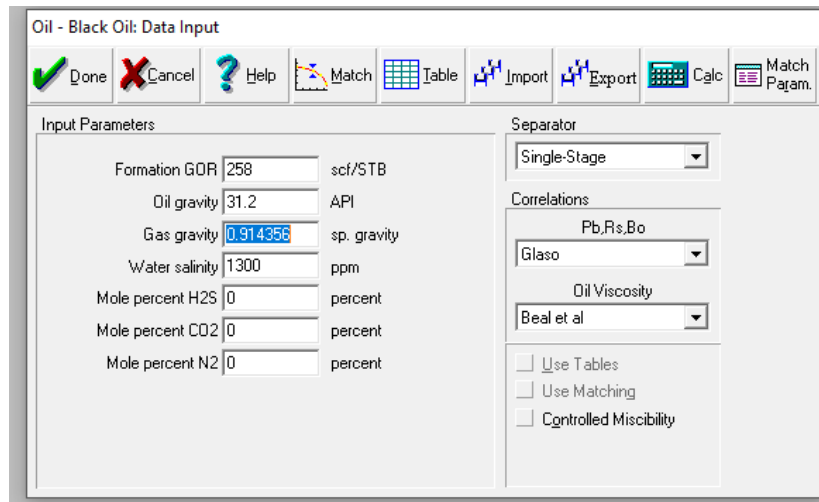


Figura 2.11 Datos ingresados de la arena Hollín Principal, Bermejo Sur

Fuente: MBAL 2010

A continuación, se hace clic en calcular y se ingresa los datos de temperatura y presión inicial del yacimiento.

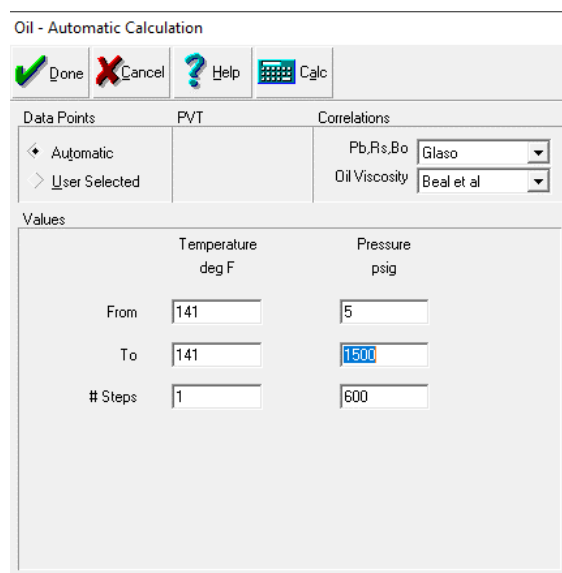


Figura 2.12 Datos de presión y temperatura inicial

Fuente: MBAL 2010

Luego se procede a hacer clic en calcular y mediante el uso de la correlación de Glasco obtenemos el PVT sintético creado:

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 | | ft3/scf | centipoise | lb/ft3 | lb/ft3 | RB/STB | centipoise |
| 141 | 5 | 1193.69 | 10.0334 | 1.02676 | 4.22883 | 0.995548 | 0.859255 | 0.0111437 | 53.0018 | 0.0813013 | 1.01591 | 0.516319 |
| 141 | 7.65833 | 1193.69 | 10.8906 | 1.02704 | 4.21602 | 0.994946 | 0.756616 | 0.0111454 | 52.998 | 0.0923302 | 1.0159 | 0.516319 |
| 141 | 10.3167 | 1193.69 | 11.7201 | 1.0273 | 4.20368 | 0.994344 | 0.675794 | 0.0111472 | 52.9943 | 0.103372 | 1.01589 | 0.516319 |
| 141 | 12.975 | 1193.69 | 12.5262 | 1.02756 | 4.19176 | 0.993742 | 0.610501 | 0.0111491 | 52.9906 | 0.114428 | 1.01588 | 0.516319 |
| 141 | 15.6333 | 1193.69 | 13.3121 | 1.02782 | 4.18019 | 0.993139 | 0.556654 | 0.011151 | 52.987 | 0.125497 | 1.01588 | 0.516319 |
| 141 | 18.2917 | 1193.69 | 14.0805 | 1.02807 | 4.16894 | 0.992537 | 0.511485 | 0.011153 | 52.9834 | 0.13658 | 1.01587 | 0.516319 |
| 141 | 20.95 | 1193.69 | 14.8335 | 1.02832 | 4.15796 | 0.991934 | 0.473053 | 0.011155 | 52.9798 | 0.147676 | 1.01586 | 0.516319 |
| 141 | 23.6083 | 1193.69 | 15.5728 | 1.02856 | 4.14723 | 0.991331 | 0.439955 | 0.0111571 | 52.9763 | 0.158785 | 1.01585 | 0.516319 |
| 141 | 26.2667 | 1193.69 | 16.2997 | 1.0288 | 4.13673 | 0.990727 | 0.411153 | 0.0111592 | 52.9728 | 0.169909 | 1.01585 | 0.516319 |
| 141 | 28.925 | 1193.69 | 17.0156 | 1.02903 | 4.12643 | 0.990124 | 0.385862 | 0.0111614 | 52.9694 | 0.181045 | 1.01584 | 0.516319 |
| 141 | 31.5833 | 1193.69 | 17.7214 | 1.02926 | 4.11633 | 0.98952 | 0.363475 | 0.0111637 | 52.9659 | 0.192196 | 1.01583 | 0.516319 |
| 141 | 34.2417 | 1193.69 | 18.4179 | 1.02949 | 4.1064 | 0.988916 | 0.343521 | 0.0111659 | 52.9625 | 0.20336 | 1.01582 | 0.516319 |
| 141 | 36.9 | 1193.69 | 19.106 | 1.02972 | 4.09663 | 0.988312 | 0.325623 | 0.0111682 | 52.959 | 0.214538 | 1.01581 | 0.516319 |
| 141 | 39.5583 | 1193.69 | 19.7863 | 1.02995 | 4.08701 | 0.987707 | 0.309479 | 0.0111706 | 52.9556 | 0.225729 | 1.01581 | 0.516319 |
| 141 | 42.2167 | 1193.69 | 20.4595 | 1.03017 | 4.07753 | 0.987102 | 0.294843 | 0.011173 | 52.9522 | 0.236934 | 1.0158 | 0.516319 |
| 141 | 44.875 | 1193.69 | 21.1259 | 1.0304 | 4.06818 | 0.986498 | 0.281513 | 0.0111754 | 52.9488 | 0.248153 | 1.01579 | 0.516319 |
| 141 | 47.5333 | 1193.69 | 21.7861 | 1.03062 | 4.05896 | 0.985892 | 0.269322 | 0.0111779 | 52.9455 | 0.259386 | 1.01578 | 0.516319 |
| 141 | 50.1917 | 1193.69 | 22.4406 | 1.03084 | 4.04986 | 0.985287 | 0.25813 | 0.0111804 | 52.9421 | 0.270633 | 1.01578 | 0.516319 |
| 141 | 52.85 | 1193.69 | 23.0896 | 1.03106 | 4.04086 | 0.984682 | 0.247819 | 0.011183 | 52.9387 | 0.281894 | 1.01577 | 0.516319 |
| 141 | 55.5083 | 1193.69 | 23.7335 | 1.03127 | 4.03197 | 0.984076 | 0.238288 | 0.0111856 | 52.9353 | 0.293168 | 1.01576 | 0.516319 |
| 141 | 58.1667 | 1193.69 | 24.3726 | 1.03149 | 4.02319 | 0.98347 | 0.229453 | 0.0111882 | 52.932 | 0.304457 | 1.01575 | 0.516319 |
| 141 | 60.825 | 1193.69 | 25.0072 | 1.0317 | 4.01449 | 0.982864 | 0.22124 | 0.0111909 | 52.9286 | 0.315759 | 1.01574 | 0.516319 |
| 141 | 63.4833 | 1193.69 | 25.6375 | 1.03192 | 4.00589 | 0.982257 | 0.213585 | 0.0111936 | 52.9252 | 0.327076 | 1.01574 | 0.516319 |
| 141 | 66.1417 | 1193.69 | 26.2638 | 1.03213 | 3.99738 | 0.981651 | 0.206434 | 0.0111963 | 52.9218 | 0.338406 | 1.01573 | 0.516319 |
| 141 | 68.8 | 1193.69 | 26.8863 | 1.03234 | 3.98895 | 0.981044 | 0.199738 | 0.0111991 | 52.9185 | 0.349751 | 1.01572 | 0.516319 |

Figura 2.13 PVT sintético arena Hollín Principal, Bermejo Sur

Fuente: MBAL 2010

Ahora se debe calibrar el PVT sintético mediante el ingreso de la presión de burbuja, para ello se hace clic dos veces en done y luego en match para ingresar la data de presión de burbuja:

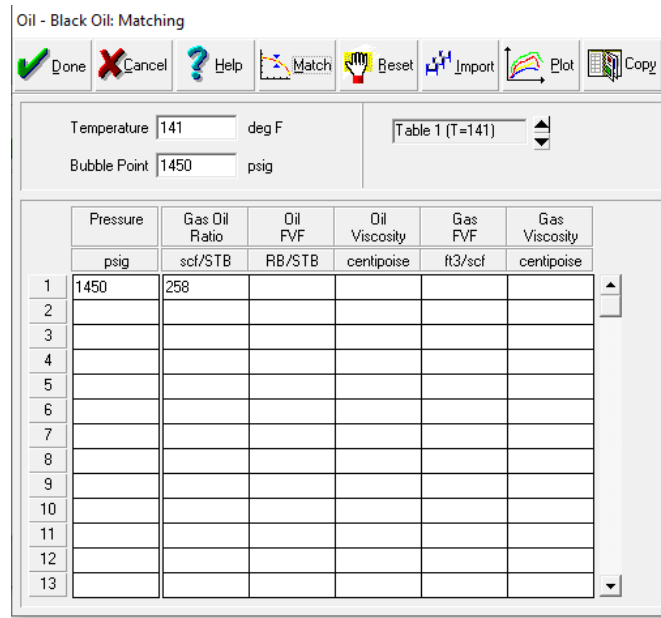


Figura 2.14 Data de presión de burbuja

Fuente: MBAL 2010

A continuación, hacemos clic de nuevo en match y luego en calcular:

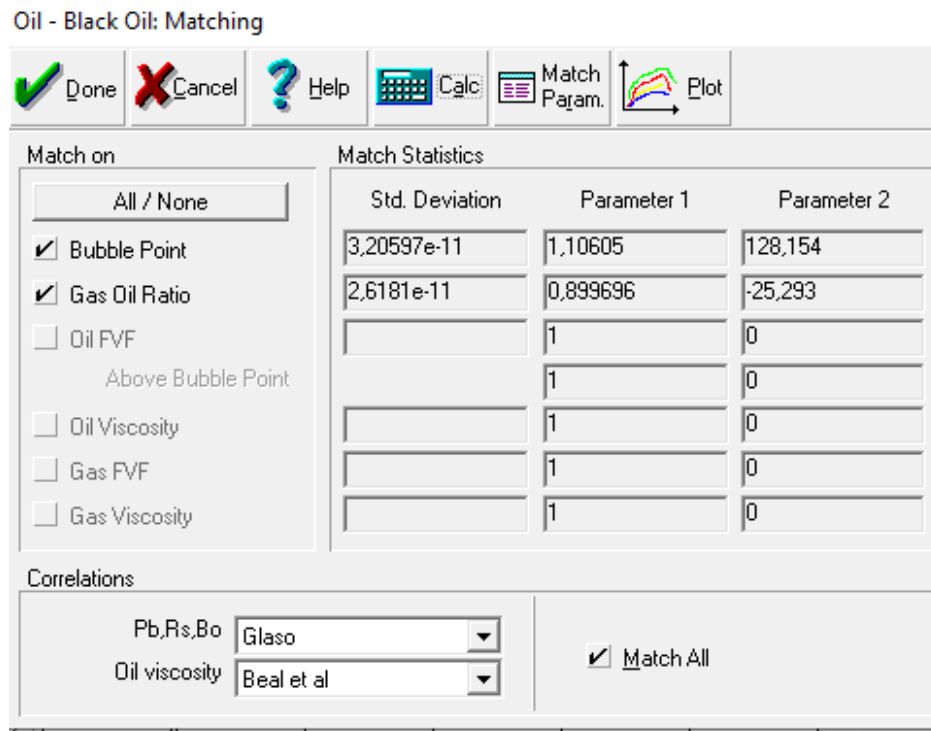


Figura 2.15 Parámetros recalculados

Fuente: MBAL 2010

Finalmente, haciendo doble click en done y en calcular nos saldrá de nuevo la tabla del PVT sintético, se procede a hacer clic otra vez en calcular y obtenemos el PVT sintético recalibrado:

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 | | ft3/scf | centipoise | lb/ft3 | lb/ft3 | RB/STB | centipoise |
| 141 | 5 | 1193.69 | 10.0334 | 1.02676 | 4.22883 | 0.995548 | 0.859255 | 0.0111437 | 53.0018 | 0.0813013 | 1.01591 | 0.516319 |
| 141 | 7.65833 | 1193.69 | 10.8906 | 1.02704 | 4.21602 | 0.994946 | 0.756616 | 0.0111454 | 52.998 | 0.0923302 | 1.0159 | 0.516319 |
| 141 | 10.3167 | 1193.69 | 11.7201 | 1.0273 | 4.20368 | 0.994344 | 0.675794 | 0.0111472 | 52.9943 | 0.103372 | 1.01589 | 0.516319 |
| 141 | 12.975 | 1193.69 | 12.5262 | 1.02756 | 4.19176 | 0.993742 | 0.610501 | 0.0111491 | 52.9906 | 0.114428 | 1.01588 | 0.516319 |
| 141 | 15.6333 | 1193.69 | 13.3121 | 1.02782 | 4.18019 | 0.993139 | 0.566654 | 0.011151 | 52.987 | 0.125497 | 1.01588 | 0.516319 |
| 141 | 18.2917 | 1193.69 | 14.0805 | 1.02807 | 4.16894 | 0.992537 | 0.511485 | 0.011153 | 52.9834 | 0.13658 | 1.01587 | 0.516319 |
| 141 | 20.95 | 1193.69 | 14.8335 | 1.02832 | 4.15796 | 0.991934 | 0.473053 | 0.011155 | 52.9798 | 0.147676 | 1.01586 | 0.516319 |
| 141 | 23.6083 | 1193.69 | 15.5728 | 1.02856 | 4.14723 | 0.991331 | 0.439955 | 0.0111571 | 52.9763 | 0.158785 | 1.01585 | 0.516319 |
| 141 | 26.2667 | 1193.69 | 16.2997 | 1.0288 | 4.13673 | 0.990727 | 0.411153 | 0.0111592 | 52.9728 | 0.169909 | 1.01585 | 0.516319 |
| 141 | 28.925 | 1193.69 | 17.0156 | 1.02903 | 4.12643 | 0.990124 | 0.385862 | 0.0111614 | 52.9694 | 0.181045 | 1.01584 | 0.516319 |
| 141 | 31.5833 | 1193.69 | 17.7214 | 1.02926 | 4.11633 | 0.98952 | 0.363475 | 0.0111637 | 52.9659 | 0.192196 | 1.01583 | 0.516319 |
| 141 | 34.2417 | 1193.69 | 18.4179 | 1.02949 | 4.1064 | 0.988916 | 0.343521 | 0.0111659 | 52.9625 | 0.20336 | 1.01582 | 0.516319 |
| 141 | 36.9 | 1193.69 | 19.106 | 1.02972 | 4.09663 | 0.988312 | 0.325623 | 0.0111682 | 52.959 | 0.214538 | 1.01581 | 0.516319 |
| 141 | 39.5583 | 1193.69 | 19.7863 | 1.02995 | 4.08701 | 0.987707 | 0.309479 | 0.0111706 | 52.9556 | 0.225729 | 1.01581 | 0.516319 |
| 141 | 42.2167 | 1193.69 | 20.4595 | 1.03017 | 4.07753 | 0.987102 | 0.294843 | 0.011173 | 52.9522 | 0.236934 | 1.0158 | 0.516319 |
| 141 | 44.875 | 1193.69 | 21.1259 | 1.0304 | 4.06818 | 0.986498 | 0.281513 | 0.0111754 | 52.9488 | 0.248153 | 1.01579 | 0.516319 |
| 141 | 47.5333 | 1193.69 | 21.7861 | 1.03062 | 4.05896 | 0.985892 | 0.269322 | 0.0111779 | 52.9455 | 0.259386 | 1.01578 | 0.516319 |
| 141 | 50.1917 | 1193.69 | 22.4406 | 1.03084 | 4.04986 | 0.985287 | 0.25813 | 0.0111804 | 52.9421 | 0.270633 | 1.01578 | 0.516319 |
| 141 | 52.85 | 1193.69 | 23.0896 | 1.03106 | 4.04086 | 0.984682 | 0.247819 | 0.011183 | 52.9387 | 0.281894 | 1.01577 | 0.516319 |
| 141 | 55.5083 | 1193.69 | 23.7335 | 1.03127 | 4.03197 | 0.984076 | 0.238288 | 0.0111856 | 52.9353 | 0.293168 | 1.01576 | 0.516319 |
| 141 | 58.1667 | 1193.69 | 24.3726 | 1.03149 | 4.02319 | 0.98347 | 0.229453 | 0.0111882 | 52.932 | 0.304457 | 1.01575 | 0.516319 |
| 141 | 60.825 | 1193.69 | 25.0072 | 1.0317 | 4.01449 | 0.982864 | 0.22124 | 0.0111909 | 52.9286 | 0.315759 | 1.01574 | 0.516319 |
| 141 | 63.4833 | 1193.69 | 25.6375 | 1.03192 | 4.00589 | 0.982257 | 0.213585 | 0.0111936 | 52.9252 | 0.327076 | 1.01574 | 0.516319 |
| 141 | 66.1417 | 1193.69 | 26.2638 | 1.03213 | 3.99738 | 0.981651 | 0.206434 | 0.0111963 | 52.9218 | 0.338406 | 1.01573 | 0.516319 |
| 141 | 68.8 | 1193.69 | 26.8863 | 1.03234 | 3.98895 | 0.981044 | 0.199738 | 0.0111991 | 52.9185 | 0.349751 | 1.01572 | 0.516319 |

Figura 2.16 PVT sintético recalibrado arena Hollín Principal, Bermejo Sur.

Fuente: MBAL 2010

Una vez recalibrado el PVT sintético se procede a ingresar la data de producción y demás parámetros necesarios para la simulación. Para ello se ingresó a la opción tank data dentro de la pestaña input, a continuación se debe ir llenando cada pestaña de información requerida por MBAL.

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: BermejoSur-HP | | | | | | |
| Temperature: 141 deg F | | | | | | |
| Initial Pressure: 1500 psig | | | | | | |
| Porosity: 0.12 fraction | | | | | | |
| Connate Water Saturation: 0.32 fraction | | | | | | |
| Water Compressibility: Use Corr 1/psi | | | | | | |
| Initial Gas Cap: 0 | | | | | | |
| Original Oil In Place: 156.4 MMSTB | | | | | | |
| Start of Production: 1 year | | | | | | |
| Reference Date: 01/01/1984 date d/m/y | | | | | | |
| | | | | | | <input type="checkbox"/> Monitor Contacts <input type="checkbox"/> Gas Coning <input type="checkbox"/> Water Coning <input type="checkbox"/> Use Fractional Flow Table (instead of rel perms) |
| | | | | | | <input type="button" value="Calculate Pb..."/> |
| <input type="button" value=" << Prior"/> <input type="button" value=" Next >>"/> <input type="button" value=" Validate"/> | | | | | | |

Figura 2.17 Ingreso de parámetros de tanque-Hollín Principal, Bermejo Sur.

Fuente: MBAL 2010

Tank Input Data - Water Influx

Done
 Cancel
 Help

| Tank Parameters | Water Influx | Rock Compress. | Rock Compaction | Pore Volume vs Depth | Relative Permeability | Production History |
|--|--------------|----------------|-----------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
| Model: Carter-Tracy | | | | | | |
| Reservoir Thickness: 80 feet | | | | | | |
| Reservoir Radius: 5000 feet | | | | | | |
| Outer/Inner Radius ratio: 30 | | | | | | |
| Encroachment Angle: 180 degrees | | | | | | |
| Aquifer Permeability: 320 md | | | | | | |
| <input type="button" value=" << Prior"/> <input type="button" value=" Next >>"/> | | | | | | |

Figura 2.18 Datos de entrada del acuífero-Hollín Principal, Bermejo Sur.

Fuente: MBAL 2010

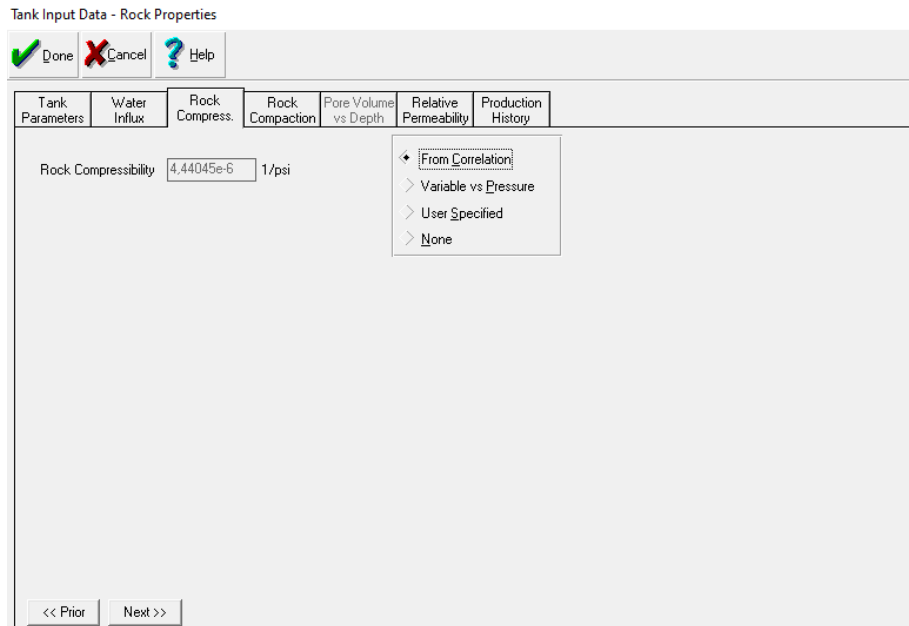


Figura 2.19 Compresibilidad determinada por correlación-Hollín Principal, Bermejo Sur.

Fuente: MBAL 2010

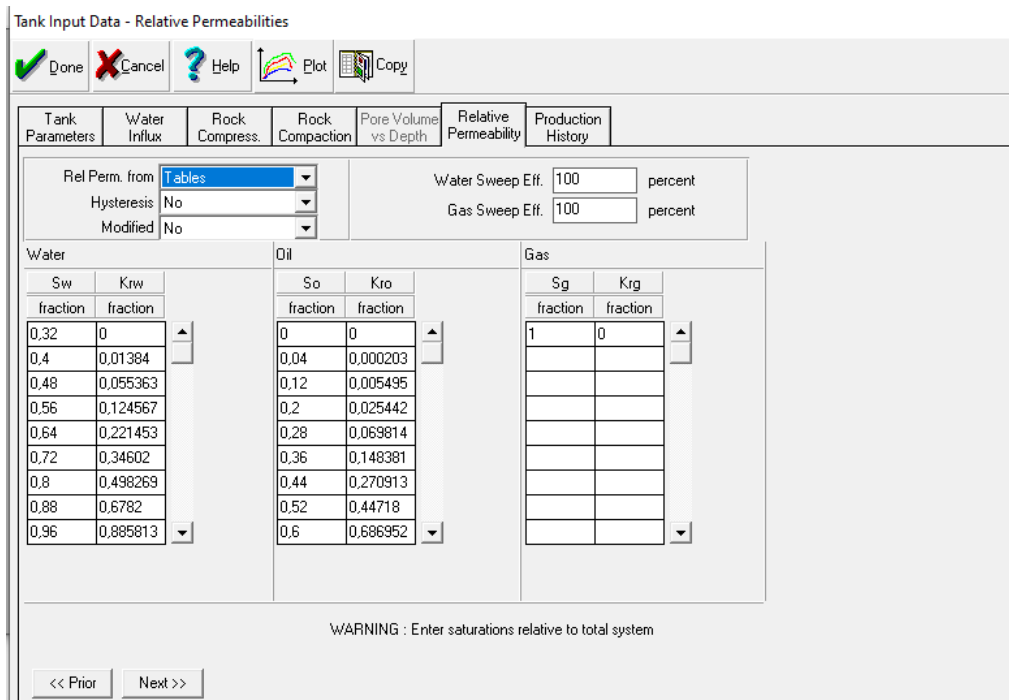


Figura 2.20 Datos de permeabilidad relativa-Hollín Principal, Bermejo Sur.

Fuente: MBAL 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 |
| year | psig | MMSTB | MMscf | MMSTB | MMscf | MMSTB | | |
| 1 | 1363.67 | 0.153364 | 49.615 | 0.000994 | | | Medium | Edit.. |
| 2 | 1150.85 | 1.15085 | 2956.38 | 0.060532 | | | Medium | Edit.. |
| 3 | 1337.15 | 2.75703 | 6413.56 | 0.316963 | | | Medium | Edit.. |
| 4 | 1357.6 | 3.38041 | 7914.52 | 0.491657 | | | Medium | Edit.. |
| 5 | 1279.9 | 4.50131 | 11016.7 | 0.758242 | | | Medium | Edit.. |
| 6 | 1276.38 | 5.63047 | 15692.6 | 1.12549 | | | Medium | Edit.. |
| 7 | 1253.77 | 6.78021 | 20241.9 | 1.5636 | | | Medium | Edit.. |
| 8 | 1253.21 | 7.80658 | 24337.5 | 2.10523 | | | Medium | Edit.. |
| 9 | | 8.72441 | 27698.9 | 2.72843 | | | Medium | Edit.. |
| 10 | 1556 | 9.54529 | 30548.1 | 3.41851 | | | Medium | Edit.. |
| 11 | | 10.1638 | 32341.6 | 4.05141 | | | Medium | Edit.. |
| 12 | | 10.9055 | 34482.7 | 4.88688 | | | Medium | Edit.. |
| 13 | | 11.3987 | 35490.6 | 5.56413 | | | Medium | Edit.. |
| 14 | | 12.0108 | 36604.8 | 6.36961 | | | Medium | Edit.. |
| 15 | | 12.687 | 37824 | 7.36874 | | | Medium | Edit.. |
| 16 | 1318.05 | 13.2535 | 38981.7 | 8.38743 | | | Medium | Edit.. |

Reference Date 01/01/1984 date d/m/y Work with GOR

<< Prior Next >>

Figura 2.21 Ingreso de historial de producción arena Hollín Principal, Bermejo Sur.

Fuente: MBAL 2010

2.3.3 Simulación para obtención de POES

Con toda la data anteriormente ingresada se procedió a correr la simulación para obtener la estimación de POES, gráfico de mecanismo de empuje y comportamiento de presión.

Para correr la simulación nos dirigimos a la pestaña “history matching” e ingresamos en la opción “all”, lo cual abrirá ventanas con los resultados de la simulación.

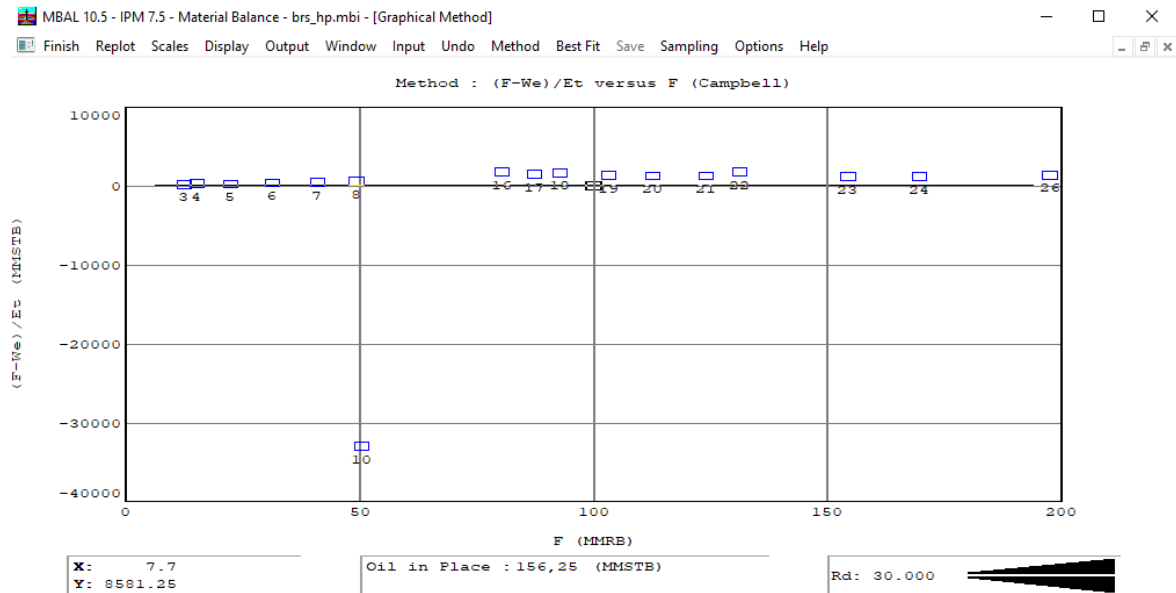


Figura 2.22 POES estimado por la simulación en la arena Hollín Principal, Bermejo Sur

Fuente: MBAL 2010

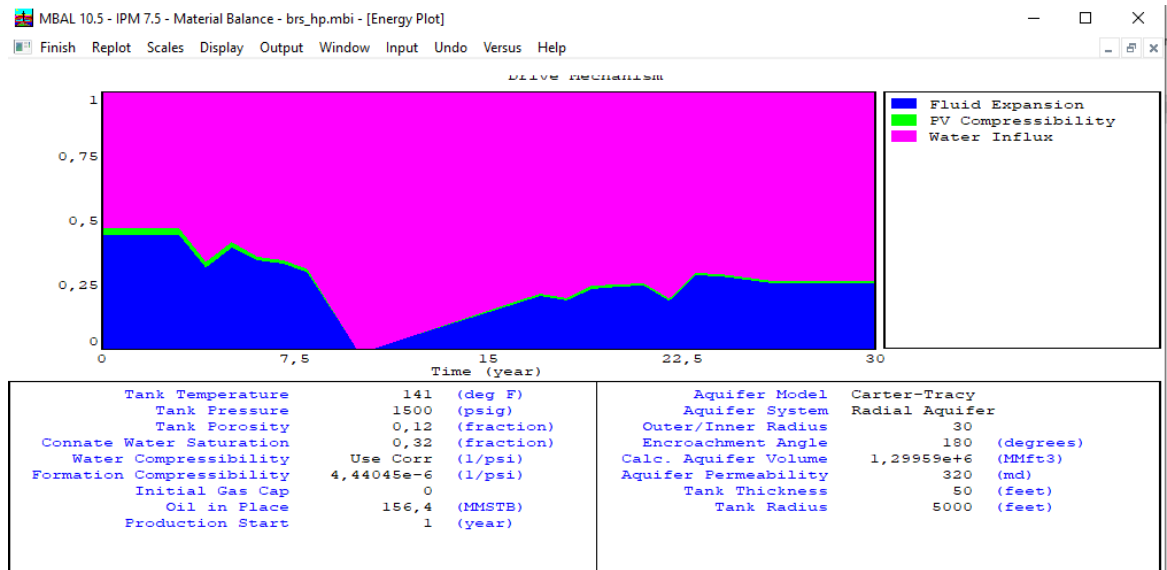


Figura 2.23 Mecanismos de empujes presentes en Hollín Principal, Bermejo Sur

Fuente: MBAL 2010

2.4 Estimación de reservas

Para realizar la estimación de reservas se realizó un análisis de declinación mediante el uso de Oil Field Manager 2012.1. La estimación de reservas se llevó a cabo por cada arena productora del campo siguiendo la metodología explicada a continuación.

En primer lugar, se creó un espacio de trabajo “workspace” donde se cargó la data del campo en formato “.mdb”. Se debe seleccionar la tabla “master” con la que se trabajara y las variables obligatorias que debe poseer cada tabla a cargar, en este caso se utilizó las variables “well” y “date” para filtrar la información por nombre de pozo y fecha. Una vez creado el espacio de trabajo y tener la información cargada, se procede a realizar la gráfica de histórico de producción mensual de fluidos mediante la opción “Plot” dentro del menú “Home”.

Una vez creada la gráfica se procedió a analizarla para seleccionar un periodo de producción representativo.

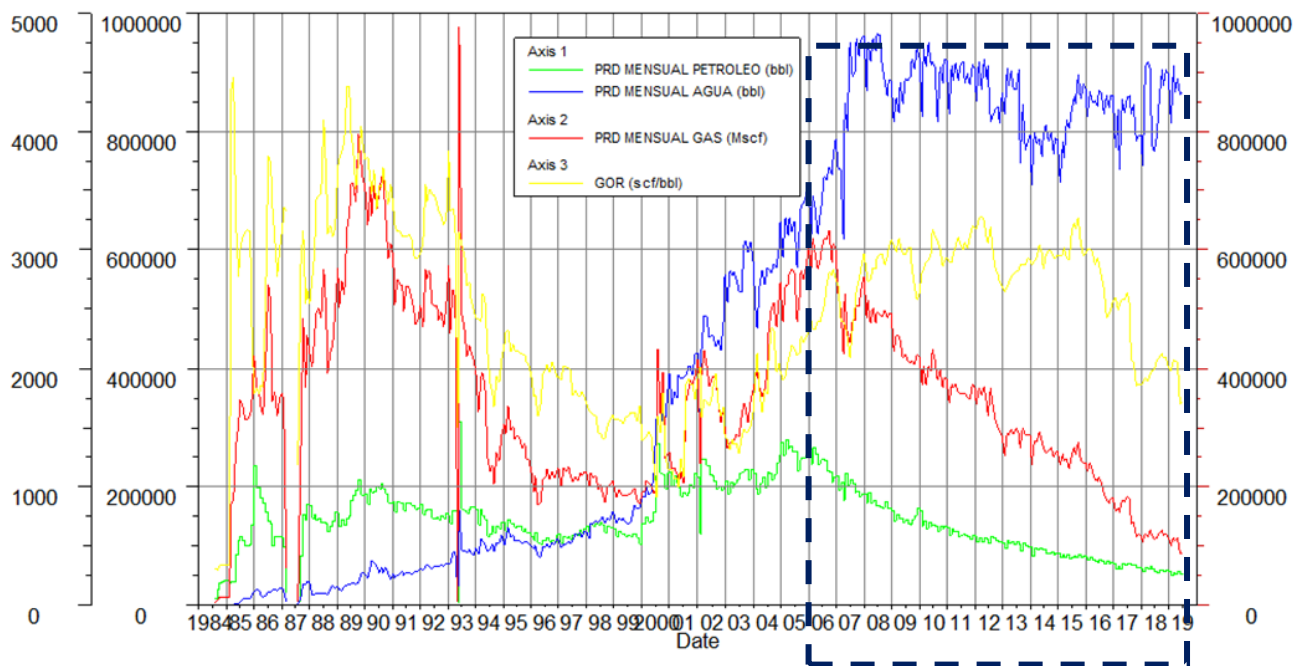


Figura 2.24 Selección del periodo de declinación más representativo

Fuente: OFM 2012.1

Observando la figura 2.24, se determinó que el periodo de declinación natural de producción de petróleo más representativo es a partir del año 2006 ya que en ese año la producción mensual de petróleo alcanza un pico y empieza a declinar de manera natural durante el resto de la vida productiva, además la producción de gas mensual no disminuye indicando un aumento de la relación gas-petróleo (GOR) en este periodo.

2.4.1 Modelo de yacimiento

A continuación, mediante la opción “Forecast” del menú “Home” se procede a crear el escenario para identificar el tipo de declinación más representativo y realizar una estimación de las reservas remanentes. Para ello seleccionamos la fase a analizar “oil” y las variables de fecha, petróleo acumulado y caudal de petróleo.

Current Scenario: BERMEJO [Current Case: B1920] ? X

Flow Model | Forecast | Calculated

Variable Association
For accurate results, all Variable Associations must use the units listed.

Phase/Analysis: Oil

Time (Date): Date

Cum. Oil, Mbbbl: Monthlyprodbemejo.Petroleo_ac

Oil Rate, bbl/d: Monthlyprodbemejo.Tasadepetr Instant Rate

Flowing Pressure, psi: []

Initial Pressure, psi: []

Model Description

Solution: Empirical Late-Time Only

Reservoir Type: Conventional

Porosity: Single Porosity

Permeability: Isotropic

Inner Boundary: Radial Flow

Outer Boundary: Finite Circular Drainage Area

Pressure Changes: Constant Pressure Steps

Figura 2.25 Condiciones del escenario

Fuente: OFM 2012.1

Después se establecieron las condiciones del escenario de simulación en la pestaña “forecast”. Para obtener los resultados que más se ajusten al histórico del campo se utilizó la opción de regresión histórica en los parámetros de declinación.

Current Scenario: BERMEJO [Current Case: B1920] ? X

Flow Model Forecast Calculated

Oil Schedules

| | | |
|---|--------|--------|
| <input checked="" type="checkbox"/> # 1 | Add | Delete |
| | Insert | Name |

Oil: Schedule # 1

Start Time: Date 20190801 YYYYMMDD

Start Rate: Value 1600 bbl/d

Reserve Type: None

Schedule Limits (Oil: Schedule # 1)

End Time: Months from Start 120 Months

End Rate: 5 bbl/d

Sch. Reserves: Mbbbl

Total Reserves: Mbbbl Default Limits

Decline Parameters (Oil: Schedule # 1)

Type: Historical Regression b Reinitialize

Rate: Historical Regression Di A.e.

Advanced Settings (Oil: Schedule # 1)

Capacity Limit Days Off

Switch Rate Downtime

Aceptar Cancelar

Figura 2.26 Parámetros del escenario, estimación de reservas a 10 años en el futuro

Fuente: OFM 2012.1

Finalmente se obtiene el resultado del escenario establecido.

BERMEJO

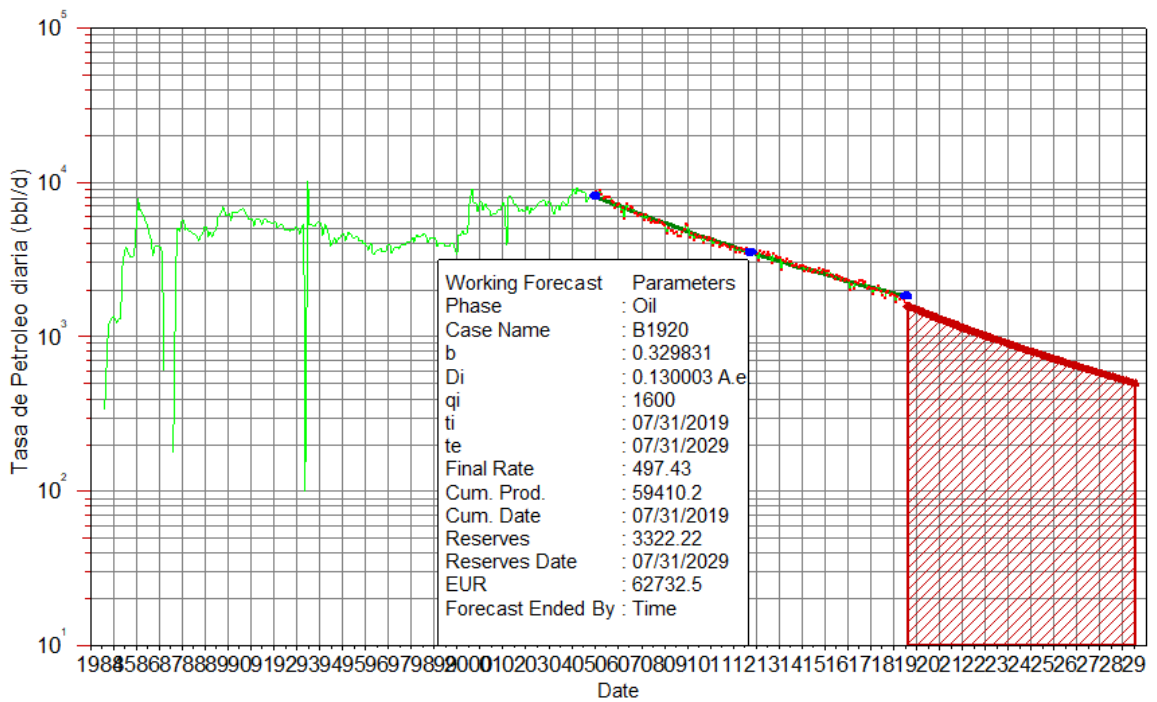


Figura 2.27 Resultados de la simulación realizada, campo Bermejo

Fuente: OFM 2012.1

También es posible estimar las reservas a la tasa límite económica de producción, la tasa límite se estableció como una tasa promedio límite con un porcentaje de agua y sedimentos del 95%. Para agosto de 2019 la tasa de líquido producido es de 4400 bbl/d:

$$q_{\text{límite}} = q_{\text{fluido}}(1 - \%AySL)$$

$$q_{\text{límite}} = 4400 (1 - 0,95)$$

$$q_{\text{límite}} = 220 \text{ bbl/d}$$

Para hacer la estimación de reservas recuperables hasta alcanzar la tasa límite se cambió en las opciones de límites del escenario como se muestra en la figura 2.28, cambiando el valor de la variable “end rate” por la tasa límite económica de 220 bbl/d.

Current Scenario: BERMEJO [Current Case: B1920] ? X

Flow Model Forecast Calculated

Oil Schedules

1 Add Delete

Insert Name

Oil: Schedule # 1

Start Time 20190801 YYYYMMDD

Start Rate 1600 bbl/d

Reserve Type

Schedule Limits (Oil: Schedule # 1)

End Time 240 Months

End Rate bbl/d

Sch. Reserves Mbl

Total Reserves Mbl

Decline Parameters (Oil: Schedule # 1)

Type b Reinitialize

Rate Di A.e.

Advanced Settings (Oil: Schedule # 1)

Capacity Limit bbl/d Days Off days

Switch Rate A.e. Downtime %

Figura 2.28 Parámetros de escenario con tasa límite

Fuente: OFM 2012.1

La estimación generada se muestra en la figura 2.29.

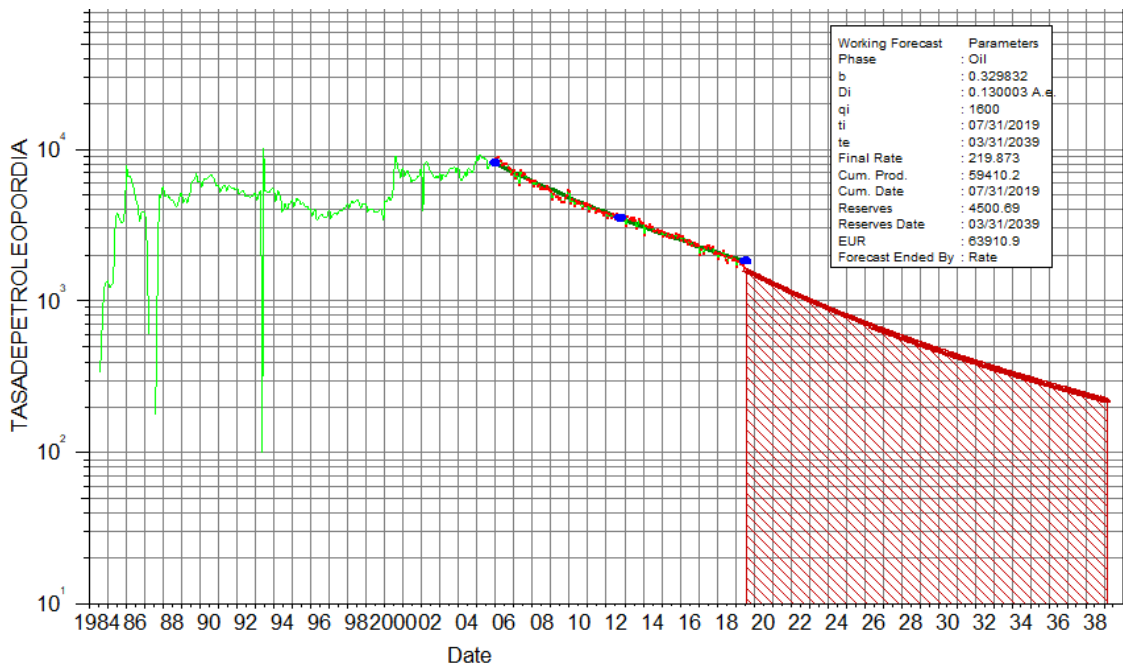


Figura 2.29 Estimación de reservas por tasa límite de 220 bbl/d

Fuente: OFM 2012.1

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Resultados de POES

A continuación, se presentan los resultados de POES obtenido por cada método aplicado y se compara con el POES oficial establecido en el Informe Anual de Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2017.

Tabla 3.1 Estimación de POES para el campo Bermejo

| Método volumétrico | | | |
|--|--------------------|----------------------------|------------------|
| | POES (Mbls) | POES oficial (Mbls) | Error (%) |
| Bermejo Sur | 191799.381 | 191820.160 | 0.011 |
| Bermejo Norte | 54555.243 | 54549.320 | 0.011 |
| Rayo | 11231.520 | 11212.354 | 0.171 |
| Total | 257586.144 | 257581.834 | 0.002 |
| Método probabilístico | | | |
| | POES (Mbls) | POES oficial (Mbls) | Error (%) |
| Bermejo Sur | 180719.952 | 191820.160 | 5.79 |
| Bermejo Norte | 53224.172 | 54549.320 | 2.43 |
| Rayo | 11016.200 | 11212.354 | 1.76 |
| Total | 244960.324 | 257581.834 | 4.90 |
| Método de balance de materiales | | | |
| | POES (Mbls) | POES oficial (Mbls) | Error (%) |
| Bermejo Sur | 191685.900 | 191820.160 | 0.07 |
| Bermejo Norte | 54985.000 | 54549.320 | 0.80 |
| Rayo | 11232.210 | 11212.354 | 0.18 |
| Total | 257903.110 | 257581.834 | 0.13 |

Fuente: Ayo S., Cepeda D., 2020

El valor de POES oficial es de 257581.834 Mbls según el Informe Anual de Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2017. El método volumétrico presenta un error de 0,002%, este pequeño porcentaje de error puede deberse a que este es el método con el que se desarrolló la estimación de POES oficial, por otro lado, el método de balance de

materiales presenta un porcentaje de error pequeño de 0,13%. Finalmente, el método probabilístico es el que tiene un mayor porcentaje de error, siendo de un 4,90%.

3.2 Determinación de factor de recobro y reservas recuperables máximas

Se determinó el factor de recobro final, el factor de recobro actual y el factor de agotamiento del campo y por arena.

1) Factor de recobro final: ecuaciones empíricas de Arps

$$2) \text{ Factor de recobro actual: } FRa = \frac{N_p}{POES} \quad (3.1)$$

$$3) \text{ Factor de agotamiento: } Fa = \frac{N_p}{EUR} \quad (3.2)$$

Para determinar el factor de recobro final además de las ecuaciones empíricas de Arps se hizo uso del índice de empuje obtenido por la simulación en MBAL, para así determinar un promedio ponderado de factor de recobro en función del índice de empuje.

La determinación del factor de recobro máximo nos permite establecer las reservas recuperables máximas como:

$$EUR = POES * \%FR \quad (3.3)$$

Tabla 3.2 Factor de recobro y reservas recuperables máximas

| CAMPO | YACIMIENTO | POES (Mbls) | FACTOR DE RECROBO DE ARPS | RESERVAS RECUPERABLES MAXIMAS (Mbls) | FACTOR DE RECROBO ACTUAL (%) | FACTOR DE AGOTAMIENTO (%) |
|---------------|------------------|-------------|---------------------------|--------------------------------------|------------------------------|---------------------------|
| BERMEJO SUR | Basal Tena | 19847.367 | 55.08 | 10931.93 | 43.83 | 84.20 |
| | Hollín Superior | 15559.562 | 15.45 | 2403.95 | 6.11 | 67.81 |
| | Hollín Principal | 156392.451 | 23.16 | 36220.49 | 20.74 | 91.13 |
| BERMEJO NORTE | Basal Tena | 21986.260 | 27.28 | 5997.85 | 25.39 | 94.89 |
| | Caliza A | 2,966.843 | 19.41 | 575.864 | 11.84 | 98.32 |
| | Hollín Principal | 29602.140 | 28.79 | 8522.46 | 26.64 | 97.56 |

| | | | | | | |
|--------------|------------|------------|-------|---------|-------|-------|
| EL | Basal Tena | 10208.083 | 35.71 | 3645.31 | 30.21 | 86.82 |
| RAYO | Caliza B | 1023.436 | 34.76 | 355.746 | 31.54 | 91.37 |
| CAMPO | TOTAL | 257586.144 | ----- | 68253.6 | 23,34 | 90.64 |

3.3 Estimación de reservas remanentes desarrolladas

La estimación de reservas remanentes desarrolladas se realizó para cada arena productora, considerando los escenarios de producción a futuro a 20 años, realizándose en total 8 análisis de declinación. A continuación, se presentan los resultados por cada estructura del campo: Bermejo Sur, Bermejo Norte y El Rayo.

3.3.1 Bermejo Sur

3.3.1.1 Hollín Principal

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación hiperbólica con los siguientes parámetros:

Tabla 3.3 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Hiperbólica |
|---------------------|---------------|
| Di | 0.0764979 A.e |
| b | 0.554618 |

Las reservas remanentes desarrolladas a 20 años determinadas por el OFM para el escenario con parámetros de regresión histórica se estiman en 3305.06 Mbls.

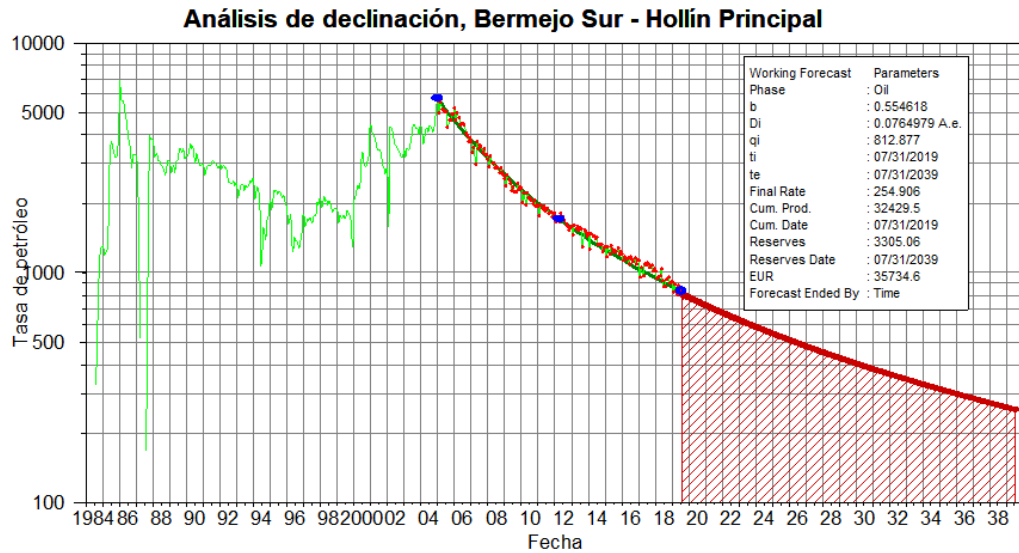


Figura 3.1 Reservas de la arena Hollín Principal en Bermejo Sur al año 2039

Fuente: OFM 2012.1

3.3.1.2 Basal Tena

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación hiperbólica con los siguientes parámetros:

Tabla 3.4 Parámetros de declinación

| | |
|----------------------------|---------------|
| Tipo de declinación | Hiperbólica |
| Di | 0.0568076 A.e |
| b | 0.761645 |

Las reservas remanentes desarrolladas a 20 años determinadas por el OFM para el escenario con parámetros de regresión histórica son de 1296.24 Mbls.

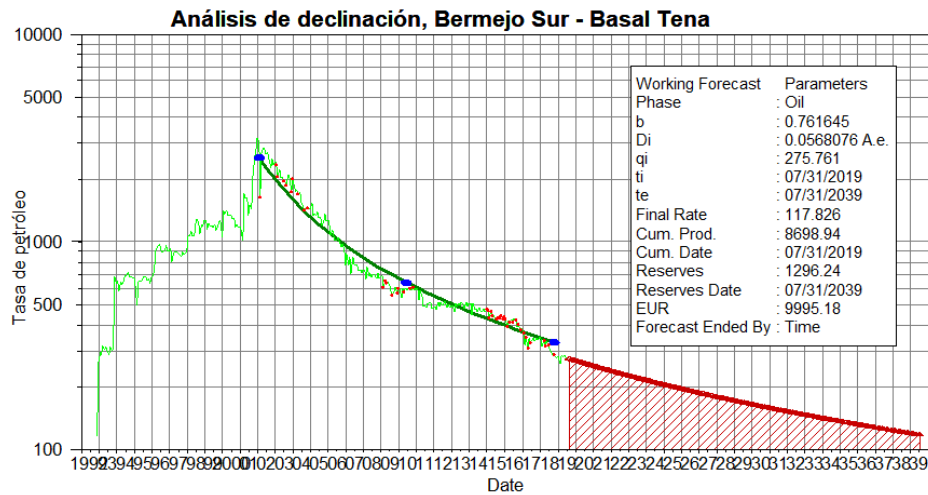


Figura 3.2 Reservas de la arena Basal Tena en Bermejo Sur al año 2039

Fuente: OFM 2012.1

3.3.1.3 Hollín Superior

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación exponencial con los siguientes parámetros:

Tabla 3.5 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Exponencial |
|---------------------|-------------|
| Di | 0.07215 A.e |
| b | 0 |

Las reservas remanentes desarrolladas a 20 años determinadas por el OFM para el escenario con parámetros de regresión histórica fueron 451.368 Mbls.

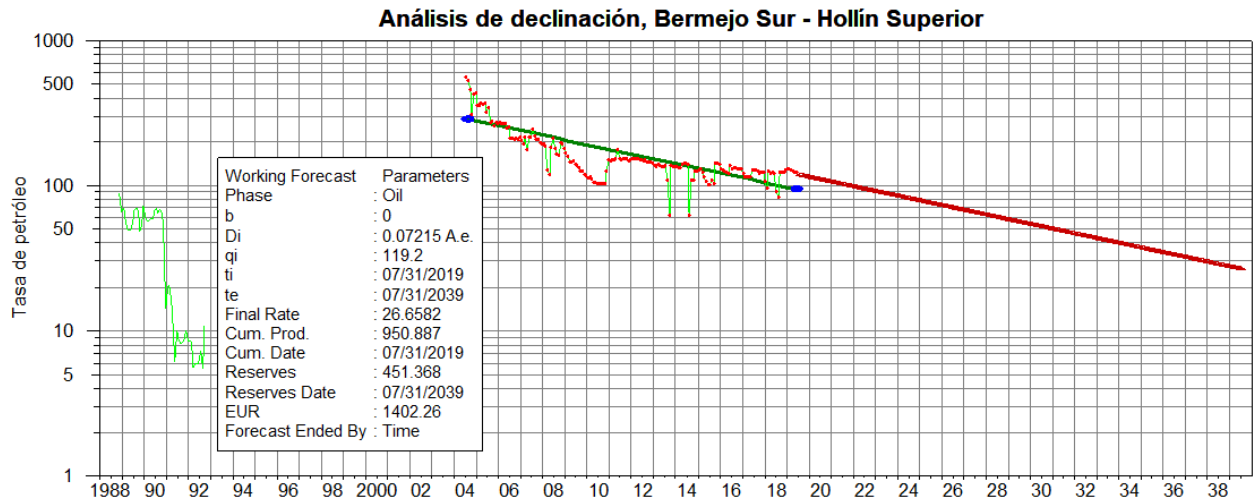


Figura 3.3 Reservas de la arena Hollín Superior en Bermejo Sur al año 2039

Fuente: OFM 2012.1

3.3.2 Bermejo Norte

3.3.2.1 Hollín Principal

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación exponencial con los siguientes parámetros:

Tabla 3.6 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Exponencial |
|---------------------|--------------|
| Di | 0.190837 A.e |
| b | 0 |

Al analizar a 20 años a futuro se encontró que la tasa límite económico establecido en 5 bbl/d se alcanzaría en el año 2034 dejando unas reservas desarrolladas estimadas de 197.354 Mbls.

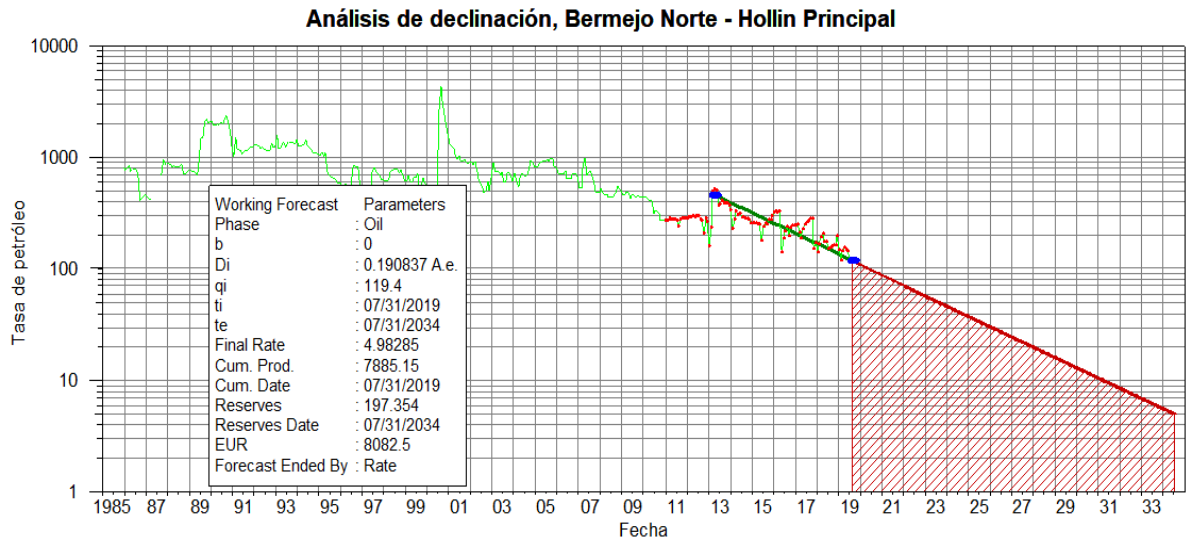


Figura 3.4 Reservas de la arena Hollín Principal en Bermejo Norte al año 2034

Fuente: OFM 2012.1

3.3.2.2 Basal Tena

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación exponencial con los siguientes parámetros de declinación:

Tabla 3.7 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Exponencial |
|---------------------|--------------|
| Di | 0.127601 A.e |
| b | 0 |

Las reservas remanentes desarrolladas a 20 años determinadas por el OFM para el escenario con parámetros de regresión histórica 300.323 Mbls.

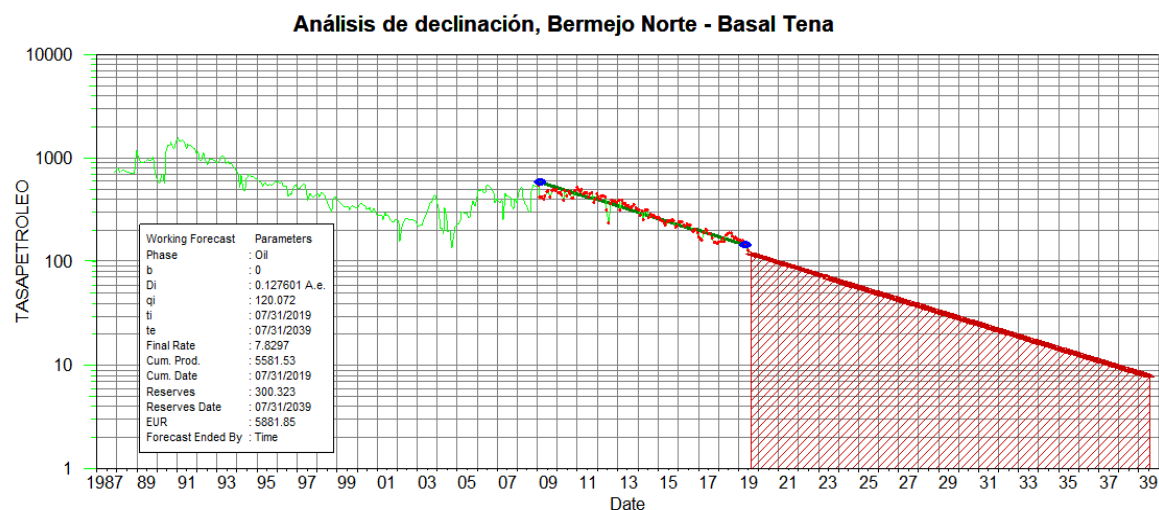


Figura 3.5 Reservas de la arena Basal Tena en Bermejo Norte al año 2039

Fuente: OFM 2012.1

3.3.2.3 Caliza A

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación hiperbólica con los siguientes parámetros:

Tabla 3.8 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Hiperbólica |
|---------------------|--------------|
| Di | 0.418387 A.e |
| b | 0.605384 |

Al analizar la curva de declinación de la arena se encontró que la tasa límite económica se alcanzará en agosto del año 2021, dejando unas reservas remanentes desarrolladas de 6.01 Mbbls de petróleo.

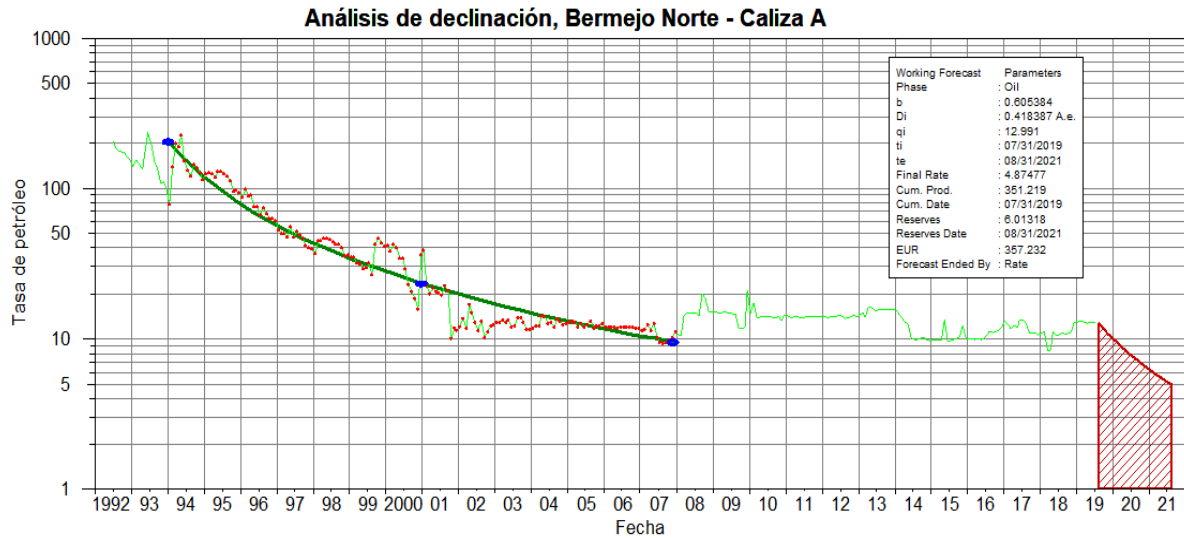


Figura 3.6 Reservas de la arena Caliza A en Bermejo Norte al año 2021

Fuente: OFM 2012.1

3.3.3 El Rayo

3.3.3.1 Basal Tena

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación hiperbólica con los siguientes parámetros:

Tabla 3.9 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Hiperbólica |
|---------------------|--------------|
| Di | 0.156988 A.e |
| b | 0.15614 |

Las reservas remanentes desarrolladas a 20 años determinadas por el OFM para el escenario con parámetros de regresión histórica fueron de 471.274 Mbls.

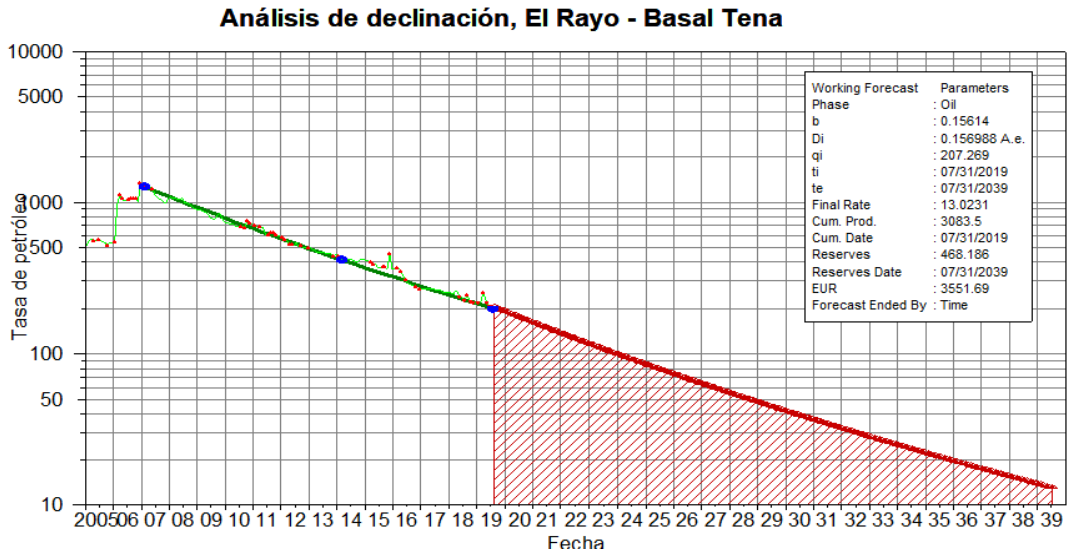


Figura 3.7 Reservas de la arena Basal Tena en El Rayo al año 2039

Fuente: OFM 2012.1

3.3.3.2 Caliza B

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del yacimiento es la declinación exponencial con los siguientes parámetros de declinación:

Tabla 3.10 Parámetros de declinación

| Tipo de declinación | Exponencial |
|---------------------|--------------|
| Di | 0.456205 A.e |
| b | 0 |

Al analizar la curva de declinación de la arena se encontró que la tasa límite económico se alcanzará en julio del año 2023, mostrando unas reservas remanentes desarrolladas de 30.49 Mbls de petróleo.

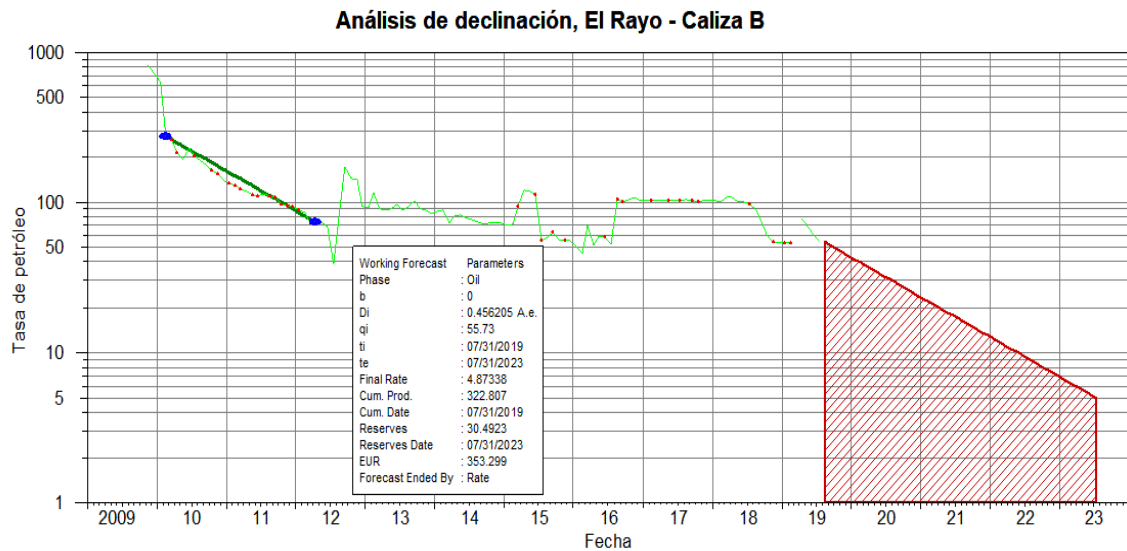


Figura 3.8 Reservas de la arena Caliza B en El Rayo al año 2026

Fuente: OFM 2012.1

3.3.4 Bermejo

Se realizó un análisis macro de todo el campo para utilizarlo como metodología comparativa de los resultados individuales obtenidos por cada arena.

Se obtuvo mediante el análisis de declinación en OFM que el tipo de declinación representativo del campo es la declinación hiperbólica con los siguientes parámetros:

Tabla 3.11 Parámetros de declinación

| | |
|----------------------------|---------------|
| Tipo de declinación | Hiperbólica |
| Di | 0.0811208 A.e |
| b | 0.347385 |

Las reservas remanentes desarrolladas a 20 años determinadas por el OFM para el escenario con parámetros de regresión histórica fueron de 6341.75 Mbls. Además, se determinó las reservas remanentes desarrolladas para dos escenarios más: uno optimista (declinación armónica) y uno pesimista (declinación exponencial).

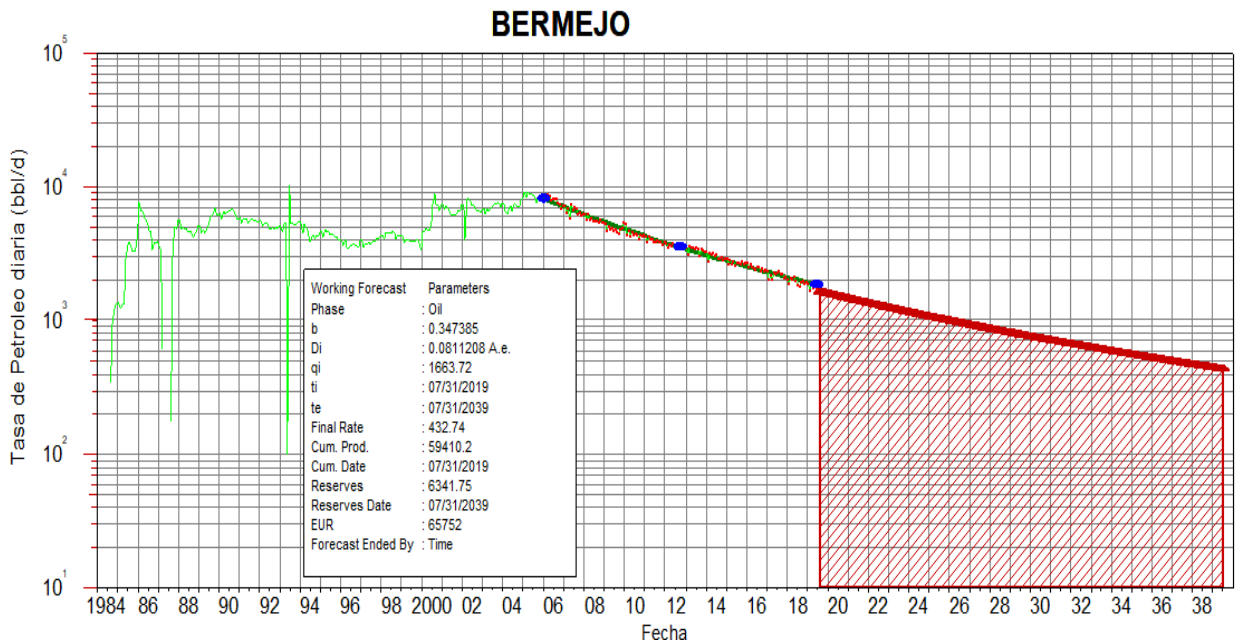


Figura 3.9 Reservas del campo Bermejo al año 2039, caso más probable (declinación hiperbólica)

Fuente: OFM 2012.1

El caso más optimista de reservas recuperables para el año 2039 se consigue al analizar los datos siguiendo una tendencia armónica ($b=1$). Los resultados demuestran que las reservas remanentes desarrolladas serían de 8058 Mbls. Según este análisis optimista para mediados del año 2039 se tendría una producción de 768.46 bbl/d en el campo Bermejo.

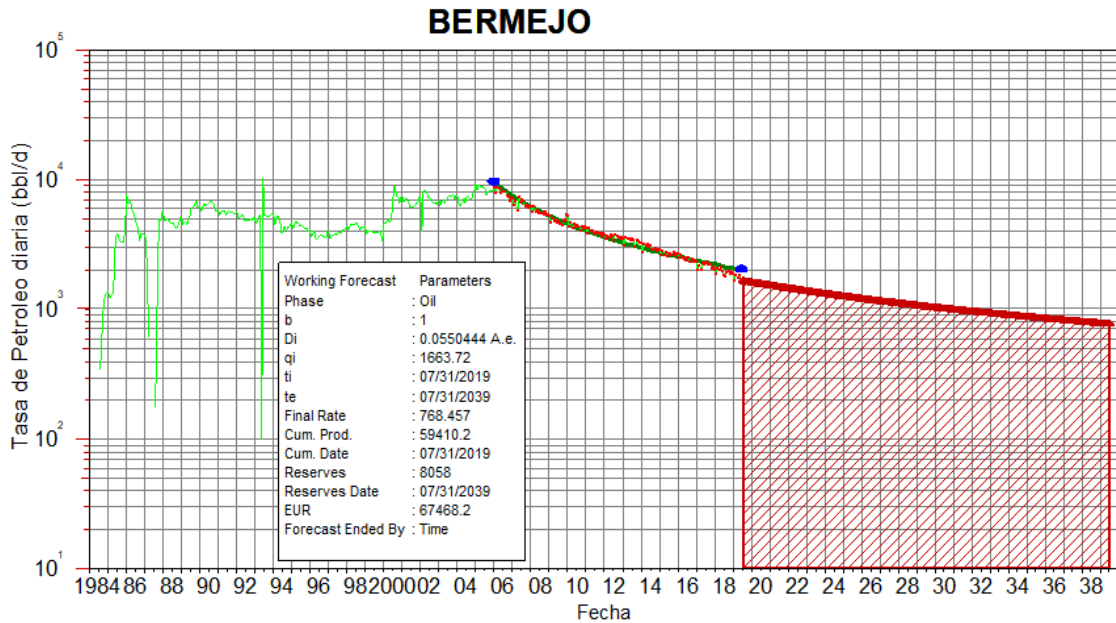


Figura 3.10 Reservas del campo Bermejo al año 2039, caso optimista (declinación armónica)

Fuente: OFM 2012.1

El caso más pesimista es obtenido mediante un análisis de declinación exponencial. Las reservas remanentes desarrolladas en este caso serían de 3114.74 Mbls. En base a este análisis pesimista para mediados del año 2029 se tendría una producción de 384.686 bbl/d en el campo Bermejo.

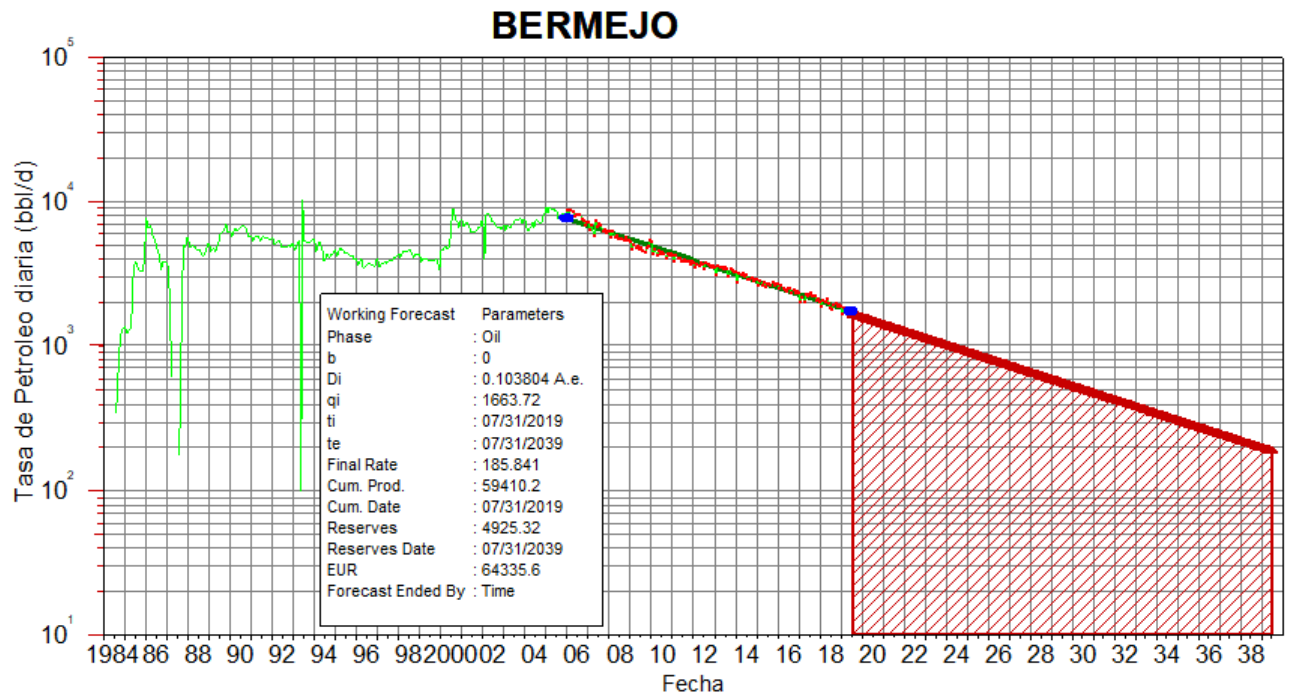


Figura 3.11 Reservas del campo Bermejo al año 2039, caso pesimista (declinación exponencial)

Fuente: OFM 2012.1

3.4 Síntesis de resultados de reservas remanentes y recuperables

Tabla 3.12 Reservas desarrolladas estimadas del campo Bermejo por arena

| CAMPO | YACIMIENTO | PRODUCCIÓN ACUMULADA ACTUAL (Mbls) | RESERVAS DESARROLLADAS AL AÑO 2039 (Mbls) | TASA DE PRODUCCIÓN AL 2039 (bb/d) |
|---------------|------------------|------------------------------------|---|-----------------------------------|
| BERMEJO SUR | Basal Tena | 8698.94 | 1296.24 | 117.83 |
| | Hollín Superior | 950.887 | 451.368 | 26.66 |
| | Hollín Principal | 32429.5 | 3305.06 | 254.91 |
| BERMEJO NORTE | Basal Tena | 5581.53 | 300.32 | 7.8 |
| | Caliza A | 351.219 | 6.01 | 0 |
| | Hollín Principal | 7885.15 | 197.35 | 0 |
| EL RAYO | Basal Tena | 3083.5 | 471.27 | 13.02 |
| | Caliza B | 322.807 | 30.49 | 0 |

| | | | | |
|--------------|-------|----------|---------|--------|
| CAMPO | TOTAL | 59303.53 | 6058.11 | 420.22 |
|--------------|-------|----------|---------|--------|

Tabla 3.13 Reservas estimadas analizando todo el campo

| Caso | Declinación | Reservas desarrolladas al 2039 (Mbls) |
|--------------|--------------------|--|
| Optimista | Armónica | 8058.00 |
| Más probable | Hiperbólica | 6341.75 |
| Pesimista | Exponencial | 4925.32 |

Se estima que para el año 2039 existen 6'058,110 barriles de petróleo como reservas desarrolladas obtenido mediante el análisis por cada arena, cercano al valor del caso hipotético analizando todo el campo en conjunto que estimo 6'341,750 barriles de petróleo. Además, se estimó que para julio del año 2039 el campo tendrá una producción de 420.22 barriles por día.

3.5 Reservas desarrolladas y no desarrolladas

Las reservas desarrolladas son las estimadas mediante la simulación en OFM, gracias a esos valores ya conocidos podremos determinar las reservas no desarrolladas haciendo uso del factor de recobro obtenido mediante las ecuaciones empíricas de Arps. Al multiplicar el factor de recobro obtenido por Arps con el POES se obtienen las reservas recuperables máximas (EUR), a las cuales al restarle la producción actual nos permite conocer las reservas totales a drenar.

$$Reservas_{totales} = POES * Fr - Np \quad (3.4)$$

Este valor de reservas totales que quedan por drenar se compone de la suma de las reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas.

$$Reservas_{totales} = Reservas_{desarrolladas} + Reservas_{no\ desarrolladas} \quad (3.5)$$

Tabla 3.14 Reservas totales a drenar

| CAMPO | YACIMIENTO | POES (Mbls) | FACTOR DE RECOBR O ARPS (%) | Np (Mbls) | RESERVAS TOTALES (Mbls) |
|----------------------|-------------------|--------------------|------------------------------------|------------------|--------------------------------|
| BERMEJO SUR | Basal Tena | 19847.367 | 55.08 | 8698.94 | 2232.99 |
| | Hollín Superior | 15559.562 | 15.45 | 950.887 | 1453.06 |
| | Hollín Principal | 156392.45 | 23.16 | 32429.5 | 3790.99 |
| BERMEJO NORTE | Basal Tena | 21986.260 | 27.28 | 5581.53 | 416.320 |
| | Caliza A | 2,966.843 | 19.41 | 351.219 | 224.645 |
| | Hollín Principal | 29602.140 | 28.79 | 7885.15 | 637.306 |
| EL RAYO | Basal Tena | 10208.083 | 35.71 | 3083.5 | 561.806 |
| | Caliza B | 1023.436 | 34.76 | 322.807 | 32.939 |
| CAMPO | TOTAL | 257586.14 | ----- | 59303.53 | 9350.06 |

Tabla 3.15 Reservas desarrolladas y no desarrolladas

| CAMPO | YACIMIENTO | RESERVAS DESARROLLADAS AL AÑO 2039 (Mbls) | RESERVAS NO DESARROLLADAS (Mbls) |
|----------------------|-------------------|--|---|
| BERMEJO SUR | Basal Tena | 1296.24 | 936.75 |
| | Hollín Superior | 451.368 | 1001.68 |
| | Hollín Principal | 3305.06 | 485.93 |
| BERMEJO NORTE | Basal Tena | 300.32 | 116.00 |
| | Caliza A | 6.01 | 216.63 |
| | Hollín Principal | 197.35 | 439.96 |
| EL RAYO | Basal Tena | 471.27 | 90.536 |
| | Caliza B | 30.49 | 2.449 |
| CAMPO | TOTAL | 6058.11 | 3291.95 |

3.6 Reservas no recuperables

Las reservas recuperables finales (EUR) ya fueron estimadas y presentadas en la tabla 3.2 como resultado del producto entre el factor de recobro obtenido por las ecuaciones empíricas de Arps y el POES.

Las reservas no recuperables corresponden a la diferencia entre el POES y las reservas recuperables.

$$Reservas_{No\ recup} = POES - EUR \quad (3.6)$$

Tabla 3.16 Reservas recuperables y no recuperables

| CAMPO | YACIMIENTO | POES (Mbls) | EUR (Mbls) | RESERVAS NO RECUPERABLES (Mbls) |
|----------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--|
| BERMEJO SUR | Basal Tena | 19847.367 | 10931.93 | 8915.44 |
| | Hollín Superior | 15559.562 | 2403.95 | 13155.61 |
| | Hollín Principal | 156392.45 | 36220.49 | 120171.96 |
| BERMEJO NORTE | Basal Tena | 21986.260 | 5997.85 | 15988.41 |
| | Caliza A | 2,966.843 | 575.86 | 2390.98 |
| | Hollín Principal | 29602.140 | 8522.46 | 21079.68 |
| EL RAYO | Basal Tena | 10208.083 | 3645.31 | 6562.77 |
| | Caliza B | 1023.436 | 355.75 | 667.69 |
| CAMPO | TOTAL | 257586.14 | 68653.60 | 188932.54 |

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El presente trabajo muestra una actualización de reservas más coherente y acorde con los datos reportados de producción en todo el campo, dado que las reservas recuperables máximas oficiales del año 2017 ya fueron superadas por la producción acumulada actual.
- Con respecto al cálculo del POES, se observó que todos los métodos aplicados presentaron resultados similares entre sí, al igual que con el POES oficial, por lo cual se concluye que son métodos eficaces y las estimaciones obtenidas son de alta certidumbre.
- El modelo de declinación más representativo de todo el campo es la declinación hiperbólica, con los siguientes parámetros de declinación: $b=0.347385$ y $D_i=8,11208\%$.
- Se estima que las reservas recuperables máximas (EUR) están en el orden de 68'653,590 bbl. A su vez, se calculan unas reservas remanentes totales de 9'350,060 bbl, de las cuales 6'058,110 bbl son desarrolladas y 3'291,950 son no desarrolladas.
- Se corrobora que las arenas Basal Tena y Hollín Superior de la estructura Bermejo Sur, son las que presentan mayor cantidad de reservas remanentes no desarrolladas (936,750 bbl y 1'001,680 bbl respectivamente), por lo cual representan oportunidades para nuevos puntos de drenaje.

4.2 Recomendaciones

- Al calcular el POES por el método probabilístico mediante el módulo Crystall Ball, se sugiere abarcar la mayor cantidad de datos posibles, con la finalidad de obtener mayor grado de certidumbre.
- Es muy importante identificar el mecanismo principal de cada arena productora, y en caso de arenas con empuje mixto, se sugiere conocer el índice de empuje de cada mecanismo.

- Es conveniente realizar el análisis de declinación por cada arena productora, más no por todo el campo de manera macro, debido a que cada arena presenta diferentes mecanismos y modelos de declinación.
- Se recomienda realizar un estudio más específicamente orientado en la búsqueda de nuevas oportunidades de explotación en las de las arenas Basal Tena y Hollín Superior de la estructura Bermejo Sur.
- Se propone la metodología presentada en este proyecto para ser empleada en algún otro campo maduro del área, ya que la misma involucra bajos costos y rápida aplicación para actualizar las reservas y facilitar la toma de decisiones gerenciales.

BIBLIOGRAFÍA

- Examen de las políticas comerciales—Ecuador* (N.º 19-2169; Examen de las políticas comerciales, p. 182). (2019). Organización mundial del comercio. https://www.wto.org/spanish/tratop_s/tpr_s/s383_s.pdf
- Fidel Andrade Corrales. (2009). *Actualización de reservas y predicción de producción de los campos Culebra—Yulebra*. Escuela Politécnica Nacional.
- Forrest Garb, & Gerry Smith. (2007). Estimation of Oil and Gas Reserves. En *Petroleum Engineering Handbook*.
- Jaime Gavilanes, & Luis Torres. (2009). *Actualización de reservas y estimación de la producción de los campos Auca y Auca Sur*. Escuela Politécnica Nacional.
- Johanna Mazapanta, & Pablo Revelo. (2013). *Optimización de la producción mediante cambios de sistema de extracción a PCP, PL, LRP en pozos con baja productividad, alta producción de gas y problemas mecánicos en el bloque Bermejo (BN, BS, ER). Marzo 2013*. [Universidad Central del Ecuador].
- José Proaño, & Wilson González. (2019). *Actualización de reservas utilizando el método de balance de materiales para la estimación del petróleo original en sitio de la arena U, perteneciente al campo Pucuna* [Escuela Superior Politécnica del Litoral].
- Key World Energy Statistics 2020*. (2020). IEA. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>
- Richard Ponce, & Stephano Rodas. (2018). *Estimación de reservas; desarrolladas y no desarrolladas del yacimiento G-10, campo ESPOL-X, caso de estudio*. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- SPE, AAPG, WPC, SPEE, & SEG. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*.