



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ESTIMACIÓN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO USANDO MÉTODO DE
BALANCE DE MATERIALES EN EL YACIMIENTO G-8, CAMPO FICT-GF, CASO DE
ESTUDIO”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

JORDY FREDY CAMPOVERDE LOOR

KEVIN BRYAN VALENCIA BENÍTEZ

GUAYAQUIL-ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A la memoria de mi querida abuela Bellita cuyos consejos me impulsaron a salir adelante manteniendo mi promesa de mejorar cada día.

A mis padres, Elena y Fredy, a mi hermana Mishell pilares fundamentales de mi motivación a crecer y superarme como persona.

A mis tíos y primos quienes me alentaron durante este arduo camino a lo largo de los años.

A mis grandes amigos Jefferson, Lady y Martina que a pesar de la distancia estuvieron apoyándome en todo momento.

Jordy Fredy Campoverde Loor

DEDICATORIA

A Dios, que siempre me dio las fuerzas y voluntad para trabajar y estudiar en los buenos y malos momentos.

A mis padres, Mariano y María, quienes con esfuerzo, predisposición y trabajo constante han formado el ser que soy hoy, a pesar de las dificultades jamás se han rendido y me han demostrado que todo es posible en esta vida, que solo hay que buscar el camino correcto.

A mis tíos que siempre confiaron en mí y me daban consejos valiosos, y que jamás dejaron de velar por mí bienestar.

A mis amigos que comparten conmigo desde el Pre, a esas personas que siempre me tuvieron en cuenta, a esas personas que me aceptaron tal como soy, a esas personas que serán amigos de por vida.

Kevin Bryan Valencia Benítez

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, a la Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra.

A nuestros maestros quienes con mucha paciencia nos impartieron los conocimientos necesarios y fundamentales para forjarnos como profesionales, especialmente a nuestros tutores MsC. Fernando Sagnay y MsC. Danilo Arcentales.

A los profesores por reforzar la enseñanza adquirida y por los nuevos conocimientos brindados.

Jordy Fredy Campoverde Loor

Kevin Bryan Valencia Benítez

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Jordy Fredy Campoverde Loor y Kevin Bryan Valencia Benítez 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”

Jordy Fredy
Campoverde Loor

Kevin Bryan Valencia
Benítez

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Xavier Vargas Gutiérrez
COORDINADOR DE LA CARRERA

MSc. Fernando Sagnay
PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Danilo Arcentales
PROFESOR DE LA MATERIA

RESUMEN

El siguiente trabajo investigativo muestra una propuesta que permite actualizar las reservas del petróleo original en sitio en el yacimiento G-8 que pertenece al campo FICT utilizando el método de balance de materiales en un software de ingeniería. Se efectúa el análisis respectivo de las curvas de declinación de producción; para determinar el modelo y tipo de declinación natural de yacimiento, además de estimar las reservas para un periodo de tiempo determinado. En la sección metodológica se realizó estimación de las reservas remanentes de petróleo mediante software de ingeniería usando los datos de presión, historial de producción, datos de acuífero, datos de: presión, volumen y temperatura (PVT) validados, curvas de permeabilidad relativa, entre otros; adicional a esto se realizó un análisis de la procedencia del agua y para obtener la predicción de las reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas, las mismas que fueron validadas por métodos como: Fetkovich y Blasingame.

A partir de los cálculos realizados se determinó el petróleo original en sitio y la cantidad de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas. Finalmente, se concluye que el yacimiento posee un alto empuje hidráulico con reservas aproximadas a 140 MMbbls de petróleo.

Palabras Clave: Campo FICT, Simulación, POES, Software de Ingeniería.

ABSTRACT

The following research work shows a proposal that allows updating the reserves of the original oil on site in the G-8 field that belongs to the FICT field using the material balance method in an engineering software. The respective analysis of the production decline curves is carried out; to determine the model and type of natural decline of the reservoir, in addition to estimating the reserves for a specific period of time. In the methodological section, the remaining oil reserves were estimated using engineering software using pressure data, production history, aquifer data, validated pressure, volume and temperature data (PVT), relative permeability curves, others; In addition to this, an analysis of the origin of the water was carried out and to obtain the prediction of the developed and undeveloped remnant reserves, which were validated by methods such as: Fetkovich and Blasingame.

From the calculations made, the original oil on site was determined and the amount of remaining reserves developed and not developed. Finally, it is concluded that the reservoir has a high hydraulic pressure with reserves of approximately 140 MMbbls of oil.

Keywords: *Field FICT, Simulation, OOIP, Software*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ABREVIATURAS.....	vi
SIMBOLOGÍA.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
CAPITULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Preámbulo.....	1
1.2 Descripción del problema.....	1
1.3 Justificación	2
1.4 Hipótesis	2
1.5 Propuesta.....	2
1.6 Objetivos	2
1.6.1 Objetivo General	2
1.6.2 Objetivos Específicos	2
1.7 Metodología	3
1.8 Marco Teórico	4
1.8.1 Reservas de petróleo: definición y clasificación.	4
1.8.2 Reservas probadas de petróleo	5
1.8.3 Reservas no probadas de petróleo	6
1.8.4 Metodología del cálculo del petróleo original en sitio (POES).....	9
1.8.5 Estimación del POES usando la ecuación de balance de materiales	13
1.8.6 Estimación de reservas usando curvas de declinación	23

1.8.7	Descripción del campo	32
CAPITULO 2		34
2.	METODOLOGÍA.....	34
2.1	Descripción de los softwares de ingeniería.....	34
2.1.1	Software usado en EBM.....	34
2.1.2	Software usado en predicciones	34
2.2	Identificación del modelo de producción del yacimiento	34
2.2.1	Análisis de los yacimientos en el campo FICT-GF	34
2.3	Ecuación de balance de materiales	36
2.4	Análisis de curvas de declinación de producción.....	45
2.4.1	Criterios de selección de pozos.....	45
2.4.2	Establecimiento del modelo de declinación en el yacimiento G-8.....	49
2.5	Cálculo de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas.....	50
2.5.1	Predicción de reservas remanentes desarrolladas.....	51
2.5.2	Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas.....	54
CAPITULO 3		55
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	55
3.1	Análisis del yacimiento G8 en el campo FICT-GF	55
3.1.1	Análisis del historial de presión	55
3.1.2	Análisis del historial de producción	56
3.2	Uso del balance de materiales.....	57
3.3	Estimación del petróleo original en sitio usando EBM	58
3.4	Cálculo de reservas recuperables y no recuperables	63
3.5	Análisis de curvas de declinación de producción.....	64
3.5.1	Selección de pozos	64
3.5.2	Selección del modelo de declinación del yacimiento G8.....	77

3.6	Cálculo de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas.....	80
3.6.1	Predicción de reservas remanentes desarrolladas.....	80
3.6.2	Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas.....	88
CAPITULO 4		90
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
4.1	Conclusiones	90
4.2	Recomendaciones	91
5.	BIBLIOGRAFÍA.....	92

ABREVIATURAS

P	Presión
P_i	Presión inicial de yacimiento
EBM	Ecuación de balance de materiales
Mbal	<i>Material Balance</i> , software de Petroleum Experts
OFM	<i>Oilfield Manager</i> , Software de Schlumberger
POES	Petróleo original en sitio
PVT	Presión, volumen y temperatura
E_o	Expansión del petróleo y su gas inicial disuelto
E_g	Expansión de la capa de gas y el gas disuelto
E_{fw}	Expansión de agua por el cambio de volumen
% AyS	Porcentaje de agua y sedimentos.
Fr	Factor de recobro

SIMBOLOGÍA

A	Área del yacimiento
h	Espesor del yacimiento
ϕ	Porosidad de la formación
Δp	Cambio en la presión del yacimiento en P_i -P
N	Petróleo original en sitio ' <i>POES</i> '
N_p	Producción acumulada de petróleo.
G_p	Producción acumulada de gas.
W_p	Producción acumulada de agua.
R_p	Relación acumulada de gas-petróleo
W_i	Inyección acumulada de agua.
G_i	Inyección acumulada de gas.
G	Capa inicial de gas
GOR	Relación gas-petróleo
PV	Volumen poroso de la formación
q	Tasa de petróleo
D	Tasa de declinación
q_i	Tasa inicial de petróleo
t	Tiempo
R_{si}	Solubilidad inicial de gas.
R_s	Solubilidad de gas.
B_{oi}	Factor volumétrico de formación inicial de petróleo.

B_o	Factor volumétrico de formación de petróleo.
B_{gi}	Factor volumétrico inicial de formación de gas.
B_g	Factor volumétrico de formación de gas.
W_e	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_w	Compresibilidad del agua
C_f	Compresibilidad de la formación.
S_{wi}	Saturación inicial de agua.
b	Coefficiente de declinación de arps

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 Metodología	3
FIGURA 1.2 Criterios de clasificación de reservas	4
FIGURA 1.3 Tipos de espesores de acuerdo con el registro gamma ray y resistividad	11
FIGURA 1.4 Tipos de distribuciones	12
FIGURA 1.5 Empuje por gas en solución: a) condiciones iniciales b) en producción....	19
FIGURA 1.6 Empuje por capa de gas: a) en condiciones iniciales, b) en producción. ...	20
FIGURA 1.7 Curvas tipo adimensionales para el análisis de las curvas de declinación	29
FIGURA 1.8 Canalización multicapa, WOR y WOR'	30
FIGURA 1.9 Conificación de fondo. WOR y WOR'	31
FIGURA 1.10 Comparación típica entre conificación y canalización	31
FIGURA 1.11 Mapa isópaco estructural del yacimiento G-8	33
FIGURA 2.1 Gráfica de historial de producción.....	35
FIGURA 2.2 Gráfica de fluido acumulado Vs. tiempo.....	35
FIGURA 2.3 Ingreso de datos para usar balance de materia	36
FIGURA 2.4 Cálculos PVT	37
FIGURA 2.5 Factor Z vs. presión	37
FIGURA 2.6 Presión de burbuja vs. presión.....	38
FIGURA 2.7 Relación gas-petróleo vs. presión	38
FIGURA 2.8 Match con las pruebas PVT válidas.	39
FIGURA 2.9 Correlaciones del match	39
FIGURA 2.10 Parámetros a ingresar al modelo tipo tanque.....	40
FIGURA 2.11 Ingreso de datos del acuífero.....	41
FIGURA 2.12 Ingreso de datos de la curva de permeabilidad relativa	42
FIGURA 2.13 Ingreso de datos de producción y presión.	42
FIGURA 2.14 Gráfica del método analítico.....	43
FIGURA 2.15 Calculo del mejor ajuste al acuífero.	43
FIGURA 2.16 Rango de sensibilidad de radio externo-interno	44
FIGURA 2.17 Gráfica de sensibilidad del radio externo-interno.	44
FIGURA 2.18 Gráfica de dispersión de presiones al datum.	45
FIGURA 2.19 Gráfica de producción de petróleo-agua en el tiempo.....	47
FIGURA 2.20 RAP-RAP' VS TIEMPO	48

FIGURA 2.21 Gráfica de Chan	48
FIGURA 2.22 Tasa de petróleo vs tiempo	49
FIGURA 2.23 Ajuste con curvas tipo	50
FIGURA 2.24 Reservas discretizadas	51
FIGURA 2.25 Número de pozos activos en el tiempo	52
FIGURA 2.26 Tasa de declinación actualizada	52
FIGURA 2.27 Predicción por pozo	53
FIGURA 3.1 Gráfica de dispersión de presiones al datum.	55
FIGURA 3.2 Mapa de burbujas	56
FIGURA 3.3 Historial de producción de agua.....	56
FIGURA 3.4. Historial de producción de petróleo.....	57
FIGURA 3.5 Resultado de análisis sintético	58
FIGURA 3.6 Resultado de simulación de balance de materiales	58
FIGURA 3.7 Método analítico sin regresión	59
FIGURA 3.8 Regresiones del método analítico	59
FIGURA 3.9 Método analítico con regresión	60
FIGURA 3.10 Método gráfico de POES sin regresión	60
FIGURA 3.11 Método gráfico de POES con regresión	61
FIGURA 3.12 Gráfica de energía	61
FIGURA 3.13 Análisis de sensibilidad para radio externo-interno	62
FIGURA 3.14 Reservas recuperables y no recuperables yacimiento G-8.....	63
FIGURA 3.15 Curvas de producción del pozo GF 19.....	65
FIGURA 3.16 Curvas de producción del pozo GF 21	66
FIGURA 3.17 Curvas de producción del pozo GF 53.....	66
FIGURA 3.18 Curvas de producción del pozo GF 62.....	67
FIGURA 3.19 Curvas de producción del pozo GF 66.....	67
FIGURA 3.20 Curvas de producción del pozo GF 83.....	68
FIGURA 3.21 Curvas de producción del pozo GF 0133.....	68
FIGURA 3.22 Curvas de producción del pozo GF 0138.....	69
FIGURA 3.23 Curvas de producción del pozo GF 0148.....	69
FIGURA 3.24 Curvas de producción del pozo GF 0149.....	70
FIGURA 3.25 Curvas de producción del pozo GF 0162.....	70
FIGURA 3.26 Curvas de producción del pozo GF 0164.....	71

FIGURA 3.27 Curvas de producción del pozo GF 0172.....	71
FIGURA 3.28 Curvas de producción del pozo GF 0183.....	72
FIGURA 3.29 Curvas de producción del pozo GF 0197.....	72
FIGURA 3.30 Curvas de producción del pozo GF 0201.....	73
FIGURA 3.31 Curvas de producción del pozo GF 0203.....	73
FIGURA 3.32 Curvas de producción del pozo GF 0206.....	74
FIGURA 3.33 Curvas de producción del pozo GF 219.....	74
FIGURA 3.34 Curvas de producción del pozo GF 224R.....	75
FIGURA 3.35 Curvas de Chan. RAP/RAP' vs tiempo.....	75
FIGURA 3.36 Distribución de pozos para selección.....	77
FIGURA 3.37 Predicción pozo GF 83.....	78
FIGURA 3.38 Curva Fetkovich pozo GF 83.....	78
FIGURA 3.39 Visualización del cambio de pendiente en %AyS.....	80
FIGURA 3.40 Predicción de producción en GF 83.....	81
FIGURA 3.41 Predicción de producción en GF 0133.....	81
FIGURA 3.42 Predicción de producción en GF 0148.....	82
FIGURA 3.43 Predicción de producción en GF 178.....	82
FIGURA 3.44 Predicción RA/RC GF 0116.....	84
FIGURA 3.45 Predicción RA/RC GF 0148.....	84
FIGURA 3.46 Predicción RA/RC GF 0152.....	85
FIGURA 3.47 Predicción RA/RC GF 0162.....	85
FIGURA 3.48 Predicción RA/RC GF 0177.....	86
FIGURA 3.49 Predicción RA/RC GF 0178.....	86
FIGURA 3.50 Predicción RA/RC GF 0187.....	87
FIGURA 3.51 Predicción RA/RC GF 0203.....	87
FIGURA 3.52 Reservas yacimiento G8 discretizadas.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Características de gráficas de distintos tipos de declinación	26
Tabla 1.2 Resumen de parámetros promedios.....	33
Tabla 1.3 Propiedades PVT.....	33
Tabla 2.1. Datos de presión al datum. Presiones	46
Tabla 3.1 Presiones al datum del yacimiento G8.	55
Tabla 3.2 Parámetros petrofísicos del yacimiento G8 GF5	57
Tabla 3.3 Pozos productores, No commingled	64
Tabla 3.4 Procedencia de agua de pozos	76
Tabla 3.5 Pozos representativos	77
Tabla 3.6 Resultados por pozo.....	79
Tabla 3.7 Predicción de pozos activos	83
Tabla 3.8 Características futuros RA/RC.....	83
Tabla 3.9 Resultados predicción futuros RA/RC	88

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

Las acumulaciones de petróleo y gas ocurren en trampas que se encuentran en el subsuelo ya sean estructurales o estratigráficas, donde el petróleo se almacena en rocas porosas y permeables; el volumen total de petróleo que se tiene en el subsuelo se lo denomina reservorio donde adicionalmente puede contener agua y gas. La etapa más importante para desarrollar un campo es la estimación de las reservas de petróleo en sitio, y además predecir su comportamiento a lo largo de la producción para resolver problemas y obtener un recobro eficiente.

La estimación en la etapa inicial tendrá una incertidumbre considerada ya que aún no se tiene la producción en el tiempo; se dispone de datos geológicos y petrofísicos junto a la data de yacimientos subyacentes para poder realizarlo. Al llegar a cierta vida productiva es necesario actualizar la data de las reservas para disminuir la incertidumbre para lo cual existen varios métodos para calcularlo y contrastar con los datos que ya se proporcionaron inicialmente.

1.2 Descripción del problema

En la etapa inicial del desarrollo del campo se tienen datos geológicos los cuales ayudan a delimitar el reservorio, también existen datos petrofísicos como porosidad, factor volumétrico del petróleo, saturación de agua connata y espesor que permitirán obtener reservas mediante cálculos volumétricos, uno de los más comunes en la industria petrolífera. Los datos poseen cierta incertidumbre, la misma que es capaz de generar una sobre estimación o subestimación, algo que podría conllevar a un mal desarrollo del campo y ocasionando una gran pérdida de dinero.

Pero el riesgo no se elimina se controla, es decir, se reestiman valores de reservas de petróleo ya que en un campo maduro se tienen suficiente data disponible para calcularlo y así disminuir en un gran porcentaje la incertidumbre; se tienen varios métodos, pero este proyecto de grado se enfoca en balance de materiales junto al uso de software de ingeniería.

1.3 Justificación

Las reservas de petróleo que se tiene en un campo pueden ser calculadas por varios métodos, tales como: método volumétrico, simulación de yacimientos, métodos probabilísticos, entre otros. El campo de estudio presenta un historial de producción, propiedades PVT, junto a un historial de presiones, por ello, este proyecto se enfoca en balance de materiales; cabe recalcar que en los métodos anteriores como el probabilístico y el volumétrico poseen grandes limitaciones debido a que son realizadas en la etapa inicial del desarrollo del campo.

Por lo tanto, al disponer de la data antes mencionada se podrá predecir con una menor incertidumbre las reservas de petróleo del campo FICT-GF, para obtener certeza de la rentabilidad del campo y realizar futuros proyectos petroleros.

1.4 Hipótesis

El cálculo de reservas de petróleo en el campo FICT-GF es indispensable para que la empresa pueda tener certeza de sus reservas probadas desarrolladas; para presentar nuevos proyectos rentables y que beneficien al Estado.

1.5 Propuesta

El proyecto de materia integradora estimará las reservas del Campo FICT-GF, utilizando la ecuación de balance de materiales con datos proporcionados tales como: petrofísica, propiedades del reservorio y del fluido, historiales de producción, permeabilidad relativa, cromatografía mediante softwares de Ingeniería.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

- Actualizar la estimación de reservas del yacimiento G-8 en el Campo FICT-GF mediante la ecuación de Balance de Materiales y de softwares de ingeniería.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Mostrar el uso y aplicación del método de cálculo de ecuación de balance de materiales (MBE) para la estimación de reservas.
- Determinar el modelo y/o tipo de declinación natural del yacimiento G-8.
- Estimar las reservas del yacimiento G-8 para un tiempo de n-años.

1.7 Metodología

En el diagrama que se muestra a continuación se establece la metodología a seguir en el proyecto:

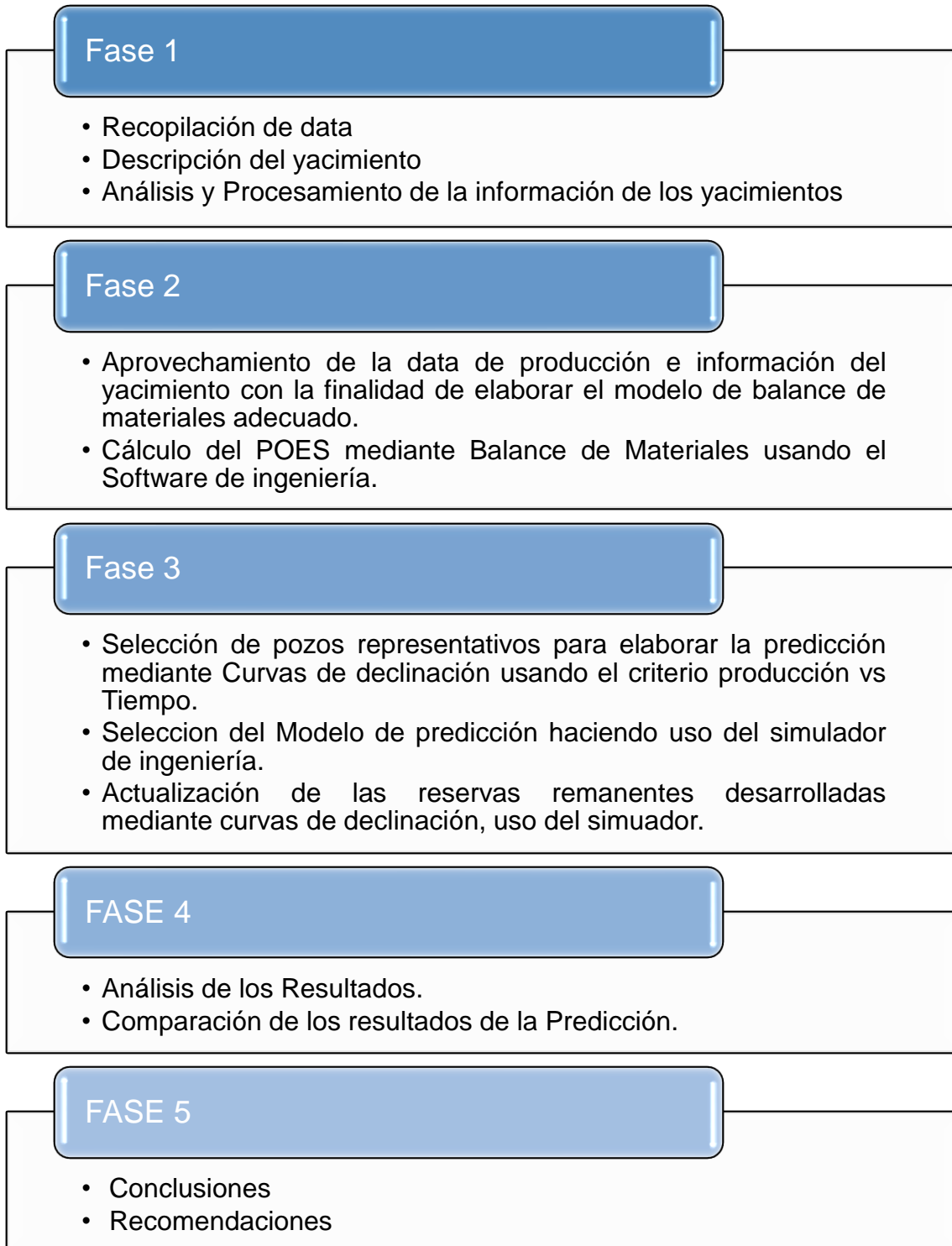


FIGURA 1.1 Metodología

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

1.8 Marco Teórico

1.8.1 Reservas de petróleo: definición y clasificación.

Las reservas de Hidrocarburo son las cantidades de petróleo crudo, gas, condensados y condensados del gas natural que son recuperables comercialmente de reservas conocidas, posterior a una fecha conocida. (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005)

En las reservas de hidrocarburos existe cierto grado de incertidumbre debido a la disponibilidad, cantidad y calidad de datos; ya sean geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería. Y se clasifica a continuación:

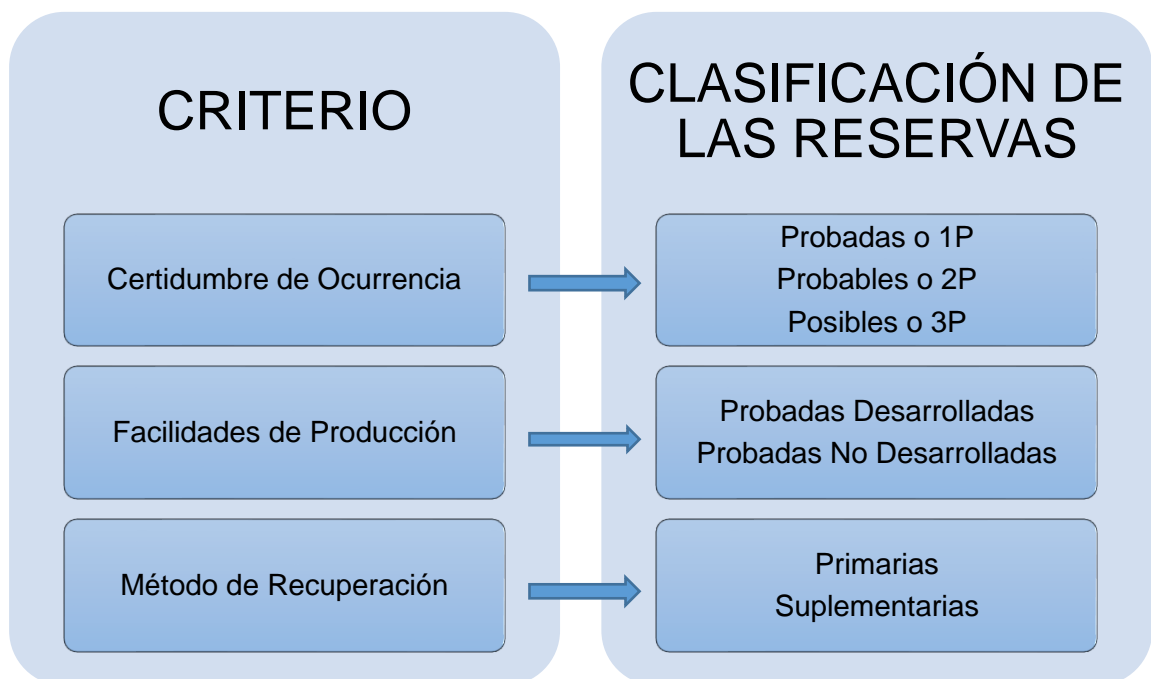


FIGURA 1.2 Criterios de clasificación de reservas

FUENTE: (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005)

Las reservas de petróleo de acuerdo con el método de recuperación como se observa en la figura 1.2 se agrupan en suplementarias y primarias. Las reservas primarias se pueden recuperar mediante la energía natural del yacimiento. (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005)

Las reservas suplementarias son cantidades de petróleo que son factibles de recuperar mediante la adición de energía al yacimiento, es decir, utilizando métodos de recuperación secundaria como inyección de agua que genere un frente de avance o mantenga la presión.

1.8.2 Reservas probadas de petróleo

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que a través de diferentes tipos de análisis de datos geológicos de información disponible pueden estimarse con razonable certeza respondiendo siempre a condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales predominantes.

Las reservas probadas se encuentran presente en los siguientes casos:

- En yacimientos en los cuales se han realizado pruebas exitosas de producción o de formación.
- Yacimientos delimitados por información estratigráfica y estructural de contacto de fluidos en los pozos.
- Áreas en yacimientos conocidos que todavía no se han perforado, en donde las condiciones geológicas siguen la continuidad.
- Volúmenes adicionales en yacimientos donde se realizan proyectos de recuperación secundaria, además el proyecto piloto debe ser exitoso, corroborando los datos de geología del yacimiento e ingeniería en cuestión.
- Yacimientos respaldados por estudios geológicos y de ingeniería que posean características similares en áreas cercanas.

Las reservas Probadas de hidrocarburo se subdividen en reservas probadas desarrolladas ó reservas probadas no desarrolladas o subdesarrolladas, es decir se realiza el agrupamiento de acuerdo con la evolución de las facilidades superficiales en un campo determinado.

1.8.2.1 Reservas probadas desarrolladas

Son cantidades de hidrocarburos esperadas a ser recuperadas de pozos e instalaciones superficiales existentes, abarcan ciertas reservas tras la tubería de revestimiento que aún no se han producido y que poseen bajos costos de producción al no hacer uso de un taladro de reacondicionamiento.

Es posible añadir a estas reservas, reservas que se extraen mediante procesos de recuperación secundaria y/o terciaria, una vez efectuado el proceso de instalación de facilidades. Se subclasifican en: reservas desarrolladas en producción y no en producción. (SPE, AAPG, WPC, SPEE, 2008, págs. 33-38)

1.8.2.1.1 Las reservas desarrolladas en producción

Son las que son posibles de recuperar de los intervalos de completación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación. Incluyen reservas en procesos de recuperación secundaria o terciaria siempre que el proyecto se encuentre en operación. (SPE, AAPG, WPC,SPEE, 2008)

1.8.2.1.2 Las reservas desarrolladas no en producción

Abarcan los volúmenes de hidrocarburo en pozos cerrados y detrás de la tubería de revestimiento. El estado cerrado de un pozo de este tipo de reservas implica tener definidos sus respectivos intervalos de completación además de no encontrarse en producción en el momento de efectuarse la estimación.

Los volúmenes de hidrocarburo detrás de la tubería de revestimiento son las reservas que se planean recuperar de zonas con pozos existentes en donde es necesario realizar trabajos adicionales de completación o re-completación previo a iniciar la producción de estos. (SPE, AAPG, WPC,SPEE, 2008)

1.8.2.2 Reservas probadas no desarrolladas o subdesarrolladas

Cantidades de hidrocarburos que se espera recuperar en inversiones futuras como: pozos nuevos en superficies aún no perforadas, direccionar pozos existentes a un reservorio diferente pero conocido, pozos que incrementarán la recuperación o en cuando sea necesario realizar una inversión considerable recompletando un pozo existente o instalando facilidades de producción o transporte en proyectos de recuperación mejorada. (SPE, AAPG, WPC,SPEE, 2008)

1.8.3 Reservas no probadas de petróleo

Cantidades de volumen de petróleo que pueden ser estimadas con cierto nivel de certidumbre de interés comercial a través de análisis de datos geológicos, desde una fecha establecida hasta un plazo expectante, se asumen diferentes condiciones económicas a las actuales que perduren durante el tiempo de la estimación. (SPE, AAPG, WPC,SPEE, 2008)

El desarrollo tecnológico mejora con al transcurrir el tiempo lo que se puede notar al proporcionar cantidades apropiadas de reservas no probadas. Este tipo de reservas se agrupa en: Probables y Posibles.

1.8.3.1 Reservas probables

Se asocian a volúmenes o acumulaciones conocidas de hidrocarburo, en donde el análisis geológico y de ingeniería, información económica y contractual considerando las principales condiciones operacionales, indican que estas reservas no podrán recuperarse en su totalidad.

Al optar el uso de métodos probabilísticos de estimación existirá un 50% de probabilidad que las cantidades a recuperar sean mayores o igual a la suma de reservas probadas y probables. (SPE, AAPG, WPC, SPEE, 2008)

Los siguientes escenarios que se presentan a continuación se pueden atribuir a las reservas como probable:

- Yacimientos con un volumen con determinada certidumbre (inherente a las reservas no probadas) de recuperar en el que no se han ejecutado pruebas de producción en sus pozos, y que sus perfiles muestren una razonable certeza de existencia de petróleo. (*petróleo detrás del casing*)
- Volúmenes de petróleo con cierta certidumbre de recuperación (inherente a las reservas no probadas), ubicadas a una distancia razonable con respecto al área probada de yacimientos comercialmente productores, con límite probado y contacto agua-petróleo fundamentado.
- Volúmenes de petróleo cercanas a yacimientos comercialmente productores y separados por fallas sellantes, tomando en cuenta el área adyacente con detalle para de esta manera tener ambientes geológicamente favorables para la acumulación de hidrocarburos.
- Cantidades de volúmenes estimados mediante estudios geológicos, ingenieriles, o de procesos donde con menor certeza influye el juicio técnico en contraste con las reservas probadas. Es posible realizar la recuperación de yacimientos probados a través de métodos idóneos de recuperación secundaria y/o terciaria (*mejorada*).

- Reservas adicionales donde es posible notar que las reservas pueden ser clasificadas como probadas en yacimientos probados debido a ciertas interpretaciones alternativas del desarrollo productivo del yacimiento o data volumétrica.
- Reservas de petróleo en yacimientos similares a un yacimiento probado, en donde existan planes de trabajos futuros de reacondicionamiento y *workover*, retratamientos, cambios de equipamiento, y otros procedimientos mecánicos que no se han llevado a cabo exitosamente y además estos pozos posean comportamientos similares con los del yacimiento probado.

1.8.3.2 Reservas posibles

Tipo de reservas no probadas petróleo en las cuales los análisis de datos geológicos y de ingeniería muestran un difícil acceso a su recuperación. Poseen menor índice de recuperación que las reservas probables bajo condiciones prevalecientes operacionales y contractuales, asumiendo condiciones económicas futuras, diferente de aquellas que regían para las reservas probadas. Mediante el uso de métodos probabilísticos de estimación, existe alrededor de 10% de probabilidad de recobro de las reservas estimadas como posibles, mayor o igual que la suma de la estimación de reservas probadas, probables y posibles.

Es posible atribuir como posibles a ciertas reservas si se encuentran dentro de los siguientes escenarios:

- Respaldado en ciertos volúmenes haciendo uso de pruebas de producción o formación, que no han logrado producir a causa de bajas condiciones económicas al momento en que se realizó la estimación, además de considerarse rentables al prever futuras condiciones económicas.
- Cantidades de volúmenes de petróleo en formaciones en donde núcleos de la formación del yacimiento validen características de contener petróleo con un grado de incertidumbre muy alto.

- Cantidades de volúmenes de petróleo que sean capaces de encontrarse en áreas donde la interpretación de información geofísica-geológica muestre la existencia de una mayor estructura que la contenida dentro de los límites de reservas probadas y probables.
- Cantidades de volúmenes en segmentos no probados, cerca de yacimientos probados, donde incluyan una aceptable certidumbre que valide el segmento que posee volúmenes recuperables.
- Volúmenes adicionales en yacimientos de roca y fluidos, que ofrezcan posibilidad de éxito si son sometidos a procesos de recuperación secundaria.

1.8.4 Metodología del cálculo del petróleo original en sitio (POES)

Con la información disponible útil y observando el desarrollo de los yacimientos de un campo petrolífero, es posible combinar distintas técnicas las mismas que se agrupan en Métodos Determinísticos o Analíticos, y Probabilísticos.

1.8.4.1 Métodos analíticos o determinísticos

Utilizan información geológica y de ingeniería disponible en el instante de la estimación, puesto que esos datos representan al mejor valor estimado de cada parámetro; por ende, de acuerdo con el desarrollo de yacimientos es posible encontrar el POES usando formas de cálculo que utilicen la data disponible.

1.8.4.1.1 Método volumétrico

Para determinar el POES con este método es necesario contar con las propiedades del yacimiento y las propiedades de los fluidos presentes en el mismo.

Al realizar el cálculo del POES usando este método es indispensable reconocer que puede generar incertidumbre y alterar las predicciones de los volúmenes en sitio.

Dentro de la información que puede provocar incertidumbres se encuentran:

- ❖ La geometría del yacimiento y a su vez el área superficial, límites de trampas que atraviesan el volumen bruto de la roca.
- ❖ Profundidades de los contactos de los fluidos
- ❖ Contactos que influyen en la saturación de fluido.
- ❖ Parámetros geológicos que indiquen la distribución del volumen de los poros, como la permeabilidad.
- ❖ Presencia y cantidad de arcillas.

La siguiente ecuación es utilizada para determinar el valor del POES.

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

Ec. 1.1

Los parámetros de la ecuación 1.1, son valores con incertidumbre, por ende $A, h, \phi, S_{wc}, B_{oi}$, deben representar las mejores estimaciones.

El parámetro Área '**A**' se encuentra a través de mapas de subsuelo e isópacos estructurales, que ayudan a dar una idea de la estructura y geometría del yacimiento y se determinan mediante pruebas de formación, registros de pozos y núcleos.

El espesor '**h**' del yacimiento puede ser sobre o subestimado, dado que la mayoría de los yacimientos poseen estratos por ambiente deposicional. Existen 3 tipos de espesores como se indica en la figura que se presenta a continuación.

El espesor de la zona productora es la suma de espesores netos productivos.

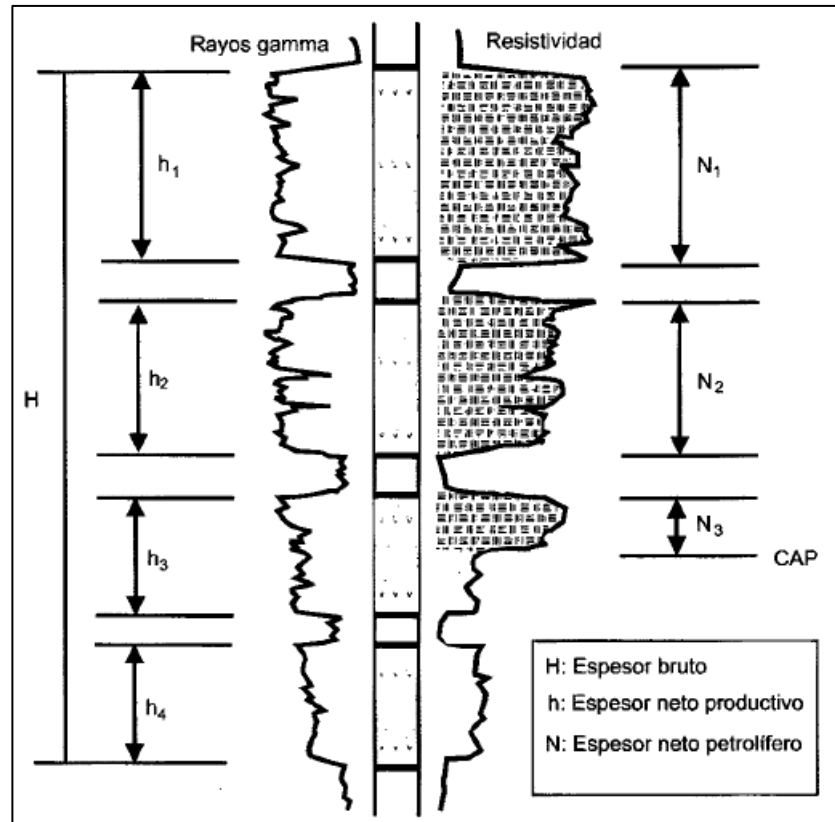


FIGURA 1.3 Tipos de espesores de acuerdo con el registro gamma ray y resistividad
FUENTE: (Ferrer, Los Yacimientos de Hidrocarburos, 2009)

El **espesor bruto** es el intervalo de la formación en un yacimiento que se define estratigráficamente por cuerpos intercalados de arena tanto productores como no productores.

El **espesor neto petrolífero** es el subintervalo o subintervalos donde se encuentra petróleo, no se incluyen las secciones con gas y/o agua.

El **espesor neto productivo** son los subintervalos o subintervalo en donde tanto porosidad como permeabilidad indican la posible presencia de petróleo y/o gas, debido a intercalaciones de lutita y otro tipo de rocas con baja permeabilidad y porosidad.

El parámetro ϕ indica la cantidad o fracción porosa en el volumen de la roca. Se determina mediante registros de densidad neutrón. El término $(1 - Swc)$ describe la cantidad de volumen de petróleo en la roca. Swc representa la saturación de agua connata y es el porcentaje de agua de formación contenido en el medio poroso.

Este parámetro se determina por diversos métodos como la ecuación de volumen de arcilla o V_{sh} que usa intercambio catiónico, o la ecuación de Simandux que utiliza registros de resistividad, y porosidad.

1.8.4.2 Métodos probabilísticos

Utiliza la misma ecuación que el método volumétrico, pero, trata cada parámetro como un rango de valores. Los valores pueden describir resultados de eventos futuros asociados a un grado de incertidumbre, se pueden representar por variables aleatorias y haciendo uso de distribuciones estadísticas es posible obtener graficas similares a las de la figura 1.4.

GRÁFICA 3

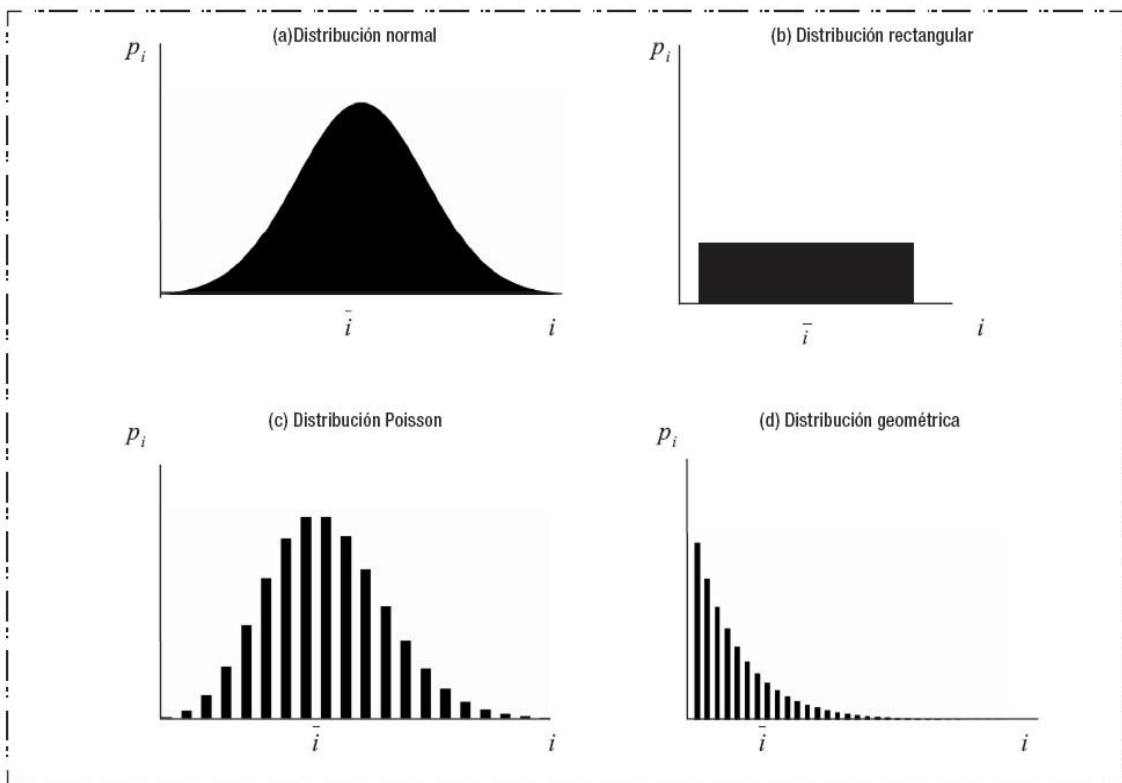


FIGURA 1.4 Tipos de distribuciones

FUENTE: (Guerrero, 2013)

El método probabilístico de Montecarlo ayuda a estimar en forma cuantitativa el POES.

1.8.4.2.1 Método de Montecarlo

Este método también es usado en la determinación del GOES y GCOES. Utiliza cada parámetro de la ecuación 1.1. usada en el método volumétrico considerándolos estadísticos o muestras de distribución de probabilidad. Aquellas muestras permiten encontrar un valor de POES. Se reitera el proceso un número significativo de repeticiones (1000 o más). Se ordena en forma creciente el POES y se establece la frecuencia acumulada. Para obtener la función de distribución del POES se realiza la gráfica frecuencia acumulada vs POES. Este método también es usado en la determinación des GOES y GCOES.

Es necesario conocer las medidas de tendencia central que ayudan en la aproximación del POES (N), generalmente en la estimación del POES el valor a elegir es el valor de la mediana de distribución de la variable N.

1.8.5 Estimación del POES usando la ecuación de balance de materiales

1.8.5.1 Definición

La ecuación de balance de materiales es una herramienta desarrollada inicialmente por Schilthuis en 1936; que puede ser aplicada para todo tipo de reservorios (HAWKINS, 1991).

Y entre sus principales aplicaciones se tiene lo siguiente:

- Determinar el hidrocarburo inicial en el lugar.
- Predicción de presiones del reservorio o yacimiento.
- Calcular el influjo de agua en el reservorio.
- Determinar los mecanismos de empuje del reservorio.

La precisión de los valores que se calcula es dependiente de la calidad de los datos disponibles para reemplazar en la ecuación de balance de materiales; y adicional a esto las diferentes asunciones que se realicen.

La ecuación de balance de materiales (EBM) se representa como un balance volumétrico, el cual define al volumen de un reservorio como constante; la suma algebraica de los cambios de volumen que se dan en el petróleo, gas libre, agua y formación en el reservorio debe ser nulo.

1.8.5.2 Derivación de la EBM

Para la derivación de la EBM se tienen varias asunciones que se deben tener presente; también envuelve datos como historial producción, datos de reservorio y de laboratorio para realizar los cálculos (HAWKINS, 1991).

Los datos que se encuentran envueltos se muestran a continuación:

- a) La presión inicial del yacimiento y la presión promedio en intervalo consecutivos después del inicio de la producción.
- b) La cantidad en barriles normales de petróleo producido, medido a 1 atm y 60°F durante cualquier intervalo de producción.
- c) La cantidad total en pies cúbicos de gas producido. En casos donde el gas es inyectado dentro del reservorio, esta cantidad es la diferencia entre el total de gas producido y el que retorna hacia el reservorio.
- d) La relación del volumen de capa inicial de gas sobre el petróleo inicial en el sitio, representada con la variable m .

$$m = \frac{\text{Volumen de gas libre inicial en el reservorio}}{\text{Volumen de petróleo inicial en el reservorio}}$$

La variable m es determinada a partir de datos de registros y núcleos; adicional se la obtiene de datos de completación el cual localiza los contactos de agua-petróleo y de gas-petróleo; adicional la unidad es adimensional debido a que es una relación.

- e) Los factores volumétricos de petróleo y gas junto a la relación de gas-petróleo son importantes, y se la obtiene a partir de funciones de presión por mediciones de laboratorio con muestras por métodos como diferencial flash.
- f) La cantidad de agua que ha sido producida por el reservorio.
- g) La cantidad de agua que ha invadido al reservorio desde el acuífero.

Para la derivación de la EBM de una forma simple se divide en cambio en el volumen de petróleo, en el gas libre, en el agua y finalmente en el espacio poroso que ocurre entre el inicio de la producción y cualquier tiempo t.

Cambio en el volumen de petróleo

- Volumen inicial de petróleo en el reservorio= NB_{oi} **[bbbl]**
- Volumen de petróleo a un tiempo t y presión p= $(N - N_p)B_o$ **[bbbl]**
- Cambio en el volumen de petróleo =

$$NB_{oi} - (N - N_p)B_o \text{ [bbbl] Ec. 1.2. (HAWKINS, 1991)}$$

Cambio en el volumen de gas libre

Relación de gas libre inicial sobre petróleo inicial =

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Despejando la relación anterior se tiene a continuación volumen de gas libre inicial:

$$GB_{gi} = NB_{oi}m \text{ [bbbl]}$$

Volumen de gas libre a un tiempo t

Gas libre a un tiempo t = Volumen inicial de gas libre y disuelto - Volumen de gas producido - Volumen remanente en solución

$$G_f = \left[\frac{NB_{oi}m}{B_{gi}} + NR_{soi} \right] - [N_p R_p] - [(N - N_p)R_{so}]$$

Para llevar a unidades de barriles se multiplica por el factor volumétrico del gas como se muestra a continuación:

$$G_f = \left[\left[\frac{NB_{oi}m}{B_{gi}} + NR_{soi} \right] - [N_p R_p] - [(N - N_p)R_{so}] \right] [B_g] \text{ [bbl]}$$

- Cambio en el volumen de gas libre

$$\Delta G_f = NB_{oi}m - \left[\left[\frac{NB_{oi}m}{B_{gi}} + NR_{soi} \right] - [N_p R_p] - [(N - N_p)R_{so}] \right] [B_g] \text{ [bbl]}$$

Ec. 1.3.

Cambio en el volumen de agua

- Volumen de agua inicial del reservorio= W
- Volumen de agua producida= W_p
- Volumen de agua producida en barriles= $B_w W_p$ [bbl]
- Volumen de invasión de agua= W_e
- Cambio en el volumen de agua=

$$W - [W + W_e - B_w W_p + W c_w \Delta \bar{p}]$$

$$= [-W_e + B_w W_p - W c_w \Delta \bar{p}] \text{ Ec. 1.4.}$$

Cambio en el volumen poroso

- Volumen poroso inicial= V_f
- Cambio en el volumen poroso= $V_f - [V_f - V_f c_f \Delta \bar{p}] =$
- Cambio en el volumen de la roca= $-V_f c_f \Delta \bar{p}$ **Ec. 1.5.**
- Se combina los cambios en el agua y la roca dentro de un solo término, es decir la **Ec. 1.4.** y la **Ec. 1.5.:**

$$-W_e + B_w W_p - W c_w \Delta \bar{p} - V_f c_f \Delta \bar{p}$$

Se conoce que $W = V_f S_{wi}$ y junto a esto se tiene que $V_f = \frac{NB_{oi} + NmB_{oi}}{1 - S_{wi}}$ para luego sustituir en la ecuación anterior y obtener:

$$= -W_e + B_w W_p - \left[\frac{NB_{oi} + NmB_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] (c_w S_{wi} + c_f) \Delta \bar{p} \quad \text{Ec. 1.6.}$$

Para obtener finalmente la ecuación de balance de materiales se relaciona los cambios de petróleo y gas en la **Ec. 1.2., Ec. 1.3.,** hacia los cambios negativos de volumen en el agua y la roca de la **Ec. 1.6.** para así llegar a:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p \quad \text{Ec. 1.7.}$$

Donde $B_{oi} = B_{ti}$ y $[B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] = B_t$; en la sección de simbología se puede conocer que significa cada variable.

1.8.5.3 Ecuación de balance de materiales de acuerdo con el tipo de empuje

Cuando se estudia reservorios que son producidos en conjunto por mecanismo de depletación, por capa de gas y empuje por agua es importante calcular la magnitud de cada mecanismo para conocer cual contribuye de mejor forma a la producción.

Pirson reordenó la **Ec. 1.7.** y obtuvo 3 índices de depletación. (HAWKINS, 1991) Los términos donde se encuentra la compresibilidad son despreciables, se mueve el término de agua a la izquierda y se obtiene lo siguiente:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p$$

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (W_e - B_w W_p) = N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g]$$

Finalmente se divide toda la ecuación para el término de lado derecho, por lo que se tiene:

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} + \frac{\frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})}{N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} + \frac{(W_e - B_w W_p)}{N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} = 1 \quad \text{Ec. 1.8.}$$

Expansión del petróleo

Índice por capa de gas

Índice por empuje de agua

1.8.5.3.1 Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos

Se conoce que cuando un reservorio está por encima del punto de burbuja este es subsaturado, es decir no presenta una capa de gas inicial. Pero a medida que produce, el petróleo remanente al ser este compresible se expande en el yacimiento para poder ocupar el espacio vacío que deja la producción; es decir causará una disminución en la presión del reservorio. El reservorio al llegar al punto de burbuja hace que el gas que se encuentra disuelto se separe y así evita una declinación brusca del yacimiento; el recobro por este tipo de empuje va del orden de 5 a 20%. (Ferrer, 2009)

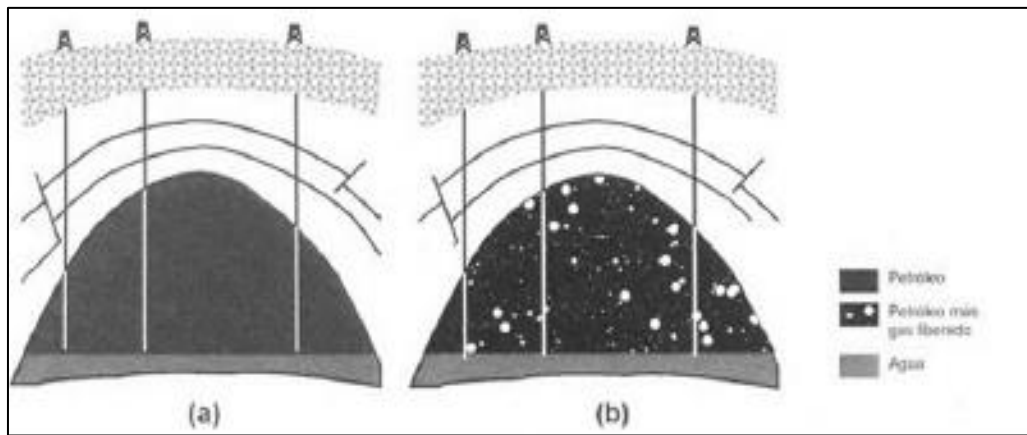


FIGURA 1.5 Empuje por gas en solución: a) condiciones iniciales b) en producción.

FUENTE: (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.8.5.3.2 Empuje por capa de gas

Este tipo de empuje se da cuando un yacimiento tiene una capa inicial de gas, y se tiene que la presión inicial del reservorio es igual a la presión del punto de burbuja; el petróleo y gas están en equilibrio y se dice que el yacimiento es saturado. El petróleo se expulsa debido a que el gas se expande a medida que se produce el petróleo, pero para que este mecanismo tenga una alta eficiencia es necesario delimitar el tamaño de la capa de gas y que la formación disponga una alta permeabilidad vertical; adicional un alto espesor. El recobro por este tipo de empuje va del orden de 30 a 40% del petróleo inicial.

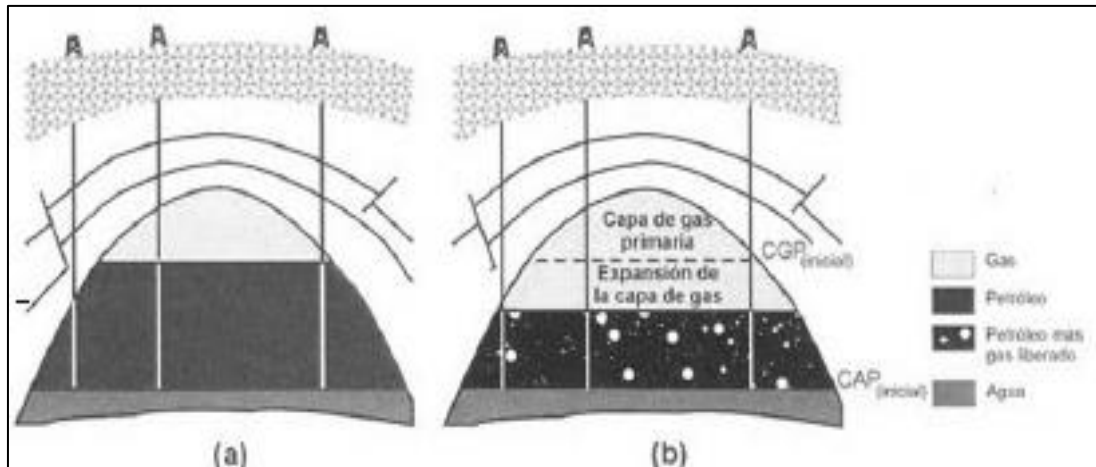


FIGURA 1.6 Empuje por capa de gas: a) en condiciones iniciales, b) en producción.
FUENTE: (Ferrer, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.8.5.3.3 Empuje por agua

En el reservorio cuando existe una variación de presión, en este caso una disminución se puede originar una intrusión de agua debido a un acuífero que va ayuda a producir el petróleo hacia la superficie. El tipo de empuje está controlado por el tamaño de acuífero y la permeabilidad de la roca; para un recobro eficiente se deberá tener un acuífero de gran tamaño, así como una permeabilidad alta para que exista una comunicación entre los dos fluidos. El recobro va del orden de 40 a 70% del petróleo inicial en el reservorio. (Ferrer, 2009)

1.8.5.4 Asunciones y consideraciones de la ecuación de balance de materiales

Adicional, en la derivación de la EBM se tiene asunciones que son importantes y se debe tener presente al momento de usarla en un reservorio (Towler, 2002). Se tiene lo siguiente:

- ✓ El yacimiento tiene una fase de vapor y líquido inicial.
- ✓ El petróleo puede ser volátil en la fase de vapor.
- ✓ El gas se puede disolver en la fase líquida.
- ✓ El agua puede invadir al reservorio desde el acuífero.
- ✓ El agua y la formación son compresibles.

Existen consideraciones para aplicar la EBM (Macualo), se tiene que:

- ✓ Volumen poroso constante.
- ✓ Los datos PVT son representativos del reservorio.
- ✓ Proceso isotérmico.
- ✓ c_w y c_f son relativamente pequeños y son despreciables.
- ✓ Existe un equilibrio termodinámico entre el petróleo y el gas a presión y temperatura de reservorio.
- ✓ Dimensión cero.

1.8.5.5 Linealización de la ecuación del balance de materiales

Havlena y Odeh desarrollaron un método para aplicar la EBM y analizar los resultados, de tal manera que se obtenga la ecuación de una línea recta (HAWKINS, 1991). El método de linealización empieza de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 &= N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_l - G_l B_{lg} \\
 &= N [(B_t - B_{ti}) + B_{ti}(1 + m) \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})] + W_e
 \end{aligned}$$

Ec. 1.9.

Los términos W_l , G_l , B_{lg} significan inyección de agua acumulada, inyección de gas acumulado y factor volumétrico de formación del gas inyectado respectivamente, se han añadido a la **Ec. 1.8**.

En el desarrollo inicial de Havlena y Odeh desprecian los efectos del agua connata en la capa de gas del yacimiento y de la compresibilidad de la formación. Havlena Y Odeh presentaron las siguientes ecuaciones y términos:

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_l - G_l B_{lg}$$

$$E_o = B_t - B_{ti}$$

$$E_{f,w} = \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}$$

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

$$F = N E_o + N(1 + m) B_{ti} E_{f,w} + \left[\frac{N m B_{ti}}{B_{gi}} \right] E_g + W_e \quad \text{Ec. 1.10.}$$

En la **Ec. 1.10.** el término F representa la producción neta del reservorio, y los términos $E_o, E_{f,w}, E_g$, representan la expansión del petróleo, la formación-agua y del gas respectivamente. Cuando se considera que no hay capa de gas inicial, no hay influjo de agua y las compresibilidades de la formación y el agua son despreciables la **Ec. 1.10.** se reduce a:

$$.F = NE_o \qquad \qquad \qquad \mathbf{Ec. 1.11.}$$

1.8.5.5.1 Solución de EBM en un yacimiento subsaturado de petróleo

Para un yacimiento sub-saturado de desprecian el cambio en la porosidad de la formación con el cambio de presión interna de fluido, adicional para estos tipos de yacimientos inicialmente solo contienen agua connata y petróleo, con gas en solución; pero esta solubilidad es relativamente pequeña por lo que se desprecia. También se considera que no hay influjo de agua y el agua producida es una cantidad pequeña por lo que se elimina (HAWKINS, 1991). Por último, una asunción importante es que no hay gas inicial libre por lo que $m=0$. Se procede a eliminar los términos de la **Ec. 1.7.** y se obtiene que:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + W_e$$

$$= N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + \frac{B_w W_p}{B_p}$$

$$\boxed{N(B_t - B_{ti}) = N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} \mathbf{Ec. 1.12.}$$

1.8.6 Estimación de reservas usando curvas de declinación

1.8.6.1 Definición

Las curvas de declinación es el método más utilizado para predecir la producción del hidrocarburo en un campo, la curva común que se desarrolla en un sistema integrado de yacimientos es representar en papel semi-log la tasa de producción versus el tiempo; lo que permite extrapolar para estimar un comportamiento futuro.

Otras tendencias que permiten analizar la historia de producción son tasa de producción versus petróleo acumulado, agua acumulada versus producción de petróleo y por último la relación gas-petróleo versus producción acumulada. (Ferrer, 2009)

La estimación de tasa de producción tiene los siguientes usos:

- ❖ Predecir las reservas remanentes.
- ❖ Desarrollar un plan a largo plazo para futuras operaciones.
- ❖ Obtener propiedades del reservorio.
- ❖ Calcular posibles cargas fiscales.

1.8.6.2 Consideraciones generales en el análisis de curvas de declinación de producción

En las consideraciones se tiene que:

- ❖ Las curvas de declinación se pueden aplicar a pozos individuales, grupo o a un yacimiento entero.
- ❖ Se aplica a la fase media de un yacimiento ya que se posee más datos de producción.
- ❖ Se aplica en pozos donde el comportamiento en el pasado, presente y futuro tiene una tendencia natural sin cambios en las operaciones.
- ❖ Cuando se realice una predicción se debe considerar el tiempo de producción, donde la predicción no debe ser mayor al tiempo de producción.

1.8.6.3 Modelo de declinación

Los diferentes métodos de análisis de las curvas de declinación tienen base en como varía con el tiempo la tasa de declinación, para esto es necesario que se considere lo siguiente:

1.8.6.3.1 Tasa de declinación nominal

Es el cambio fraccional de la tasa de producción con respecto al tiempo, es decir la pendiente de la curva que es representada por el logaritmo natural de la tasa de producción versus el tiempo, como se muestra a continuación:

$$D = -\frac{1dq}{qdt} = -\frac{d \ln(q)}{dt} \quad \text{Ec. 1.13.}$$

D: tasa de declinación nominal [años⁻¹]

q: tasa de producción de petróleo $\left[\frac{\text{BN}}{\text{día}}\right]$

t: tiempo [año o meses]

La tasa de declinación nominal D que se muestra en la parte anterior al ser una función continua se la usa para derivar otras relaciones matemáticas y se la conoce como relación de pérdida. (Ferrer, 2009)

1.8.6.3.2 Tasa de declinación efectiva

Es causada por la disminución en la tasa de producción que empieza desde un valor inicial qi hasta un valor q durante un determinado tiempo igual a la unidad (1 mes o 1 año), para la producción al comienzo.

$$d = \frac{qi - q}{qi} \quad \text{Ec. 1.14.}$$

d: tasa de declinación efectiva. $\left[\frac{\%}{\text{mes, año}}\right]$

qi = tasa de producción de petróleo al comienzo del tiempo. $\left[\frac{\text{BN}}{\text{día}}\right]$

q: tasa de producción de petróleo. $\left[\frac{\text{BN}}{\text{día}}\right]$

t: Tiempo. [Año o meses]

Es la más utilizada debido a que por ser una función discreta se ajusta mejor con las prácticas actuales de registro de producción; esta puede ser declinación efectiva mensual o anual.

1.8.6.3.3 Producción de petróleo acumulado

Se origina a partir de la integral de la curva de la tasa de producción en función del tiempo, desde que inicia la producción del pozo hasta un tiempo t :

$$Np = \int_0^t q dt \quad \text{Ec. 1. 14.}$$

Np : producción acumulada de petróleo [BN]

q = tasa de producción de petróleo en el tiempo. $\left[\frac{\text{BN}}{\text{día}}\right]$

t : Tiempo. [Año o meses]

1.8.6.4 Tipos de curvas en la declinación de producción

En 1945 algunos entendidos en la ciencia de yacimientos agruparon los tipos de curvaturas más comunes en las gráficas de tasa de producción en función del tiempo, además de expresarlas mediante ecuaciones matemáticas de tipo hiperbólicas.

A continuación, se presentan los 3 tipos de curvas que fueron propuestas por ARPS para el análisis de la declinación de producción.

- ❖ Declinación Exponencial
- ❖ Declinación Armónica
- ❖ Declinación Hiperbólica

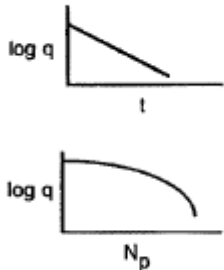
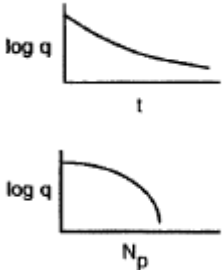
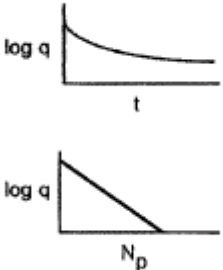
Estos 3 tipos de curvas se definen usando la siguiente expresión básica general (Ferrer, 2009):

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad \text{Ec. 1. 15.}$$

De la expresión anterior n representa el exponente de declinación, D_i es la tasa de declinación actual al inicio del periodo de declinación. Los tipos de Declinación se establecen de acuerdo con las variaciones del exponente n , si $n=0$ se trata de una declinación constante o tipo exponencial, en la declinación armónica $n=1$ y en la hiperbólica, $0 < n < 1$.

En la tabla que se muestra a continuación se observan características de las gráficas de los diferentes tipos de declinación.

Tabla 1.1. Características de gráficas de distintos tipos de declinación

Declinación Constante o Exponencial	Declinación hiperbólica	Declinación Armónica
		

FUENTE: (Ferrer, 2009)

Donde: “ q ” representa la tasa de producción a tiempo t , “ N_p ” es la producción acumulada de petróleo a un tiempo t .

Tomando la **Ec. 1.15.** y haciendo variar el exponente n se puede deducir lo siguiente:

- ❖ Declinación exponencial
- ❖ Declinación hiperbólica
- ❖ Declinación armónica

1.8.6.4.1 Declinación exponencial

Como se menciona en la sección anterior se da cuando $n=0$, es uno de los métodos más usados debido a que los parámetros son sencillos de calcular y la respuesta es confiable (Ferrer, 2009). En este tipo de curva la declinación nominal es constante, la ecuación resumida para construir la curva es:

$$q = qi e^{-Dit} \quad \text{Ec. 1.16}$$

La **Ec. 1.16** significa la tasa de producción en función del tiempo, así mismo mediante procesos de integración se puede obtener el petróleo acumulado en función del tiempo de la siguiente manera:

$$Np = \frac{qi}{D} (1 - e^{-Dt}) \quad \text{Ec. 1.17}$$

Finalmente se puede obtener una ecuación para el tiempo de vida productiva antes de abandono (ta), que corresponde a la tasa de límite económico, es decir de la **Ec. 1.16** se tiene:

$$ta = \frac{1}{D} \ln\left(\frac{qi}{qa}\right) \quad \text{Ec. 1.18}$$

1.8.6.4.2 Declinación armónica

Para este tipo de curva, la tasa de declinación nominal es directamente proporcional a la tasa de que se tenga en la producción, donde se resume de la siguiente manera:

$$q = \frac{qi}{1 + Dit} \quad \text{Ec. 1.19}$$

Mediante procesos de integración se puede obtener petróleo acumulado en función del tiempo:

$$Np = \frac{qi}{Di} \ln(1 + Dit) = \frac{qi}{Di} \ln\left(\frac{qi}{q}\right) \quad \text{Ec. 1.20}$$

De la ecuación **Ec. 1.19** se obtiene una ecuación para el tiempo de vida productiva antes de abandonar el pozo que corresponde a la tasa límite qa .

$$ta = \frac{1}{Di} \left(\frac{qi}{qa - 1} \right) \quad \text{Ec. 1.21}$$

1.8.6.4.3 Declinación hiperbólica

Para estos tipos de curvas la tasa de declinación nominal es directamente proporcional a una potencia fraccional n de la tasa de producción, de la siguiente manera:

$$q = qi(1 + nDit)^{-\frac{1}{n}} \quad \text{Ec. 1.22}$$

Donde Di :

$$D = \frac{Di}{1 + nDit} \quad \text{Ec. 1.23}$$

Mediante procesos de integración se obtiene expresiones para la producción de petróleo acumulado en función del tiempo:

$$Np = \frac{qi}{(1-n)Di} (1 - (1 + nDit)^{\frac{1-n}{n}}) \quad \text{Ec. 1.24}$$

Y así mismo como en procesos anteriores para las anteriores declinaciones, se obtiene una ecuación para el tiempo de vida útil de vida productiva del pozo antes del abandono donde qa corresponde a la tasa límite económica.

$$ta = \frac{1}{nDi} \left[\left(\frac{qi}{qa} \right)^n - 1 \right] \quad \text{Ec. 1.25}$$

1.8.6.5 Análisis de curvas tipo

El método de curvas tipo fue desarrollado por Slider en 1968 y luego por Fetkovic en 1980, consiste en desarrollar gráficamente el logaritmo de la tasa de producción normalizada vs el producto Dit para valores de n , donde este representa un tiempo sin dimensiones. Para desarrollar la siguiente figura se aplica la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{qi} = \frac{1}{(1 + nDit)^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Ec. 1.19}$$

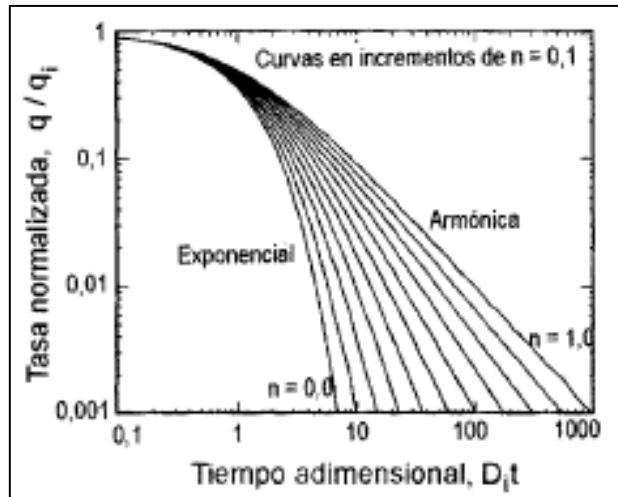


FIGURA 1.7 Curvas tipo adimensionales para el análisis de las curvas de declinación

FUENTE: (Ferrer, Los Yacimientos de Hidrocarburos, 2009)

El proceso para usar estas curvas es simple, primero se usan los datos de q vs t ; para construir la gráfica en papel log-log. Segundo con la gráfica obtenida se realiza una superposición sobre la figura 1.8 hasta que coincidan los dos ejes. Tercero se obtiene el valor de n del mejor ajuste entre las dos gráficas, para finalmente obtener D_i y desarrollar los respectivos cálculos.

1.8.6.6 Limitaciones de las curvas de declinación

Los problemas que pueden presentar las curvas de declinación se muestran a continuación:

- ❖ Variación en los periodos entre las pruebas de pozos, es decir no tenemos un tiempo estable o promedio.
- ❖ Daños provocados al pozo ya sea por factor humano o natural del yacimiento.
- ❖ Variación en la presión de fondo fluyente, relación de gas-petróleo, cantidad agua.
- ❖ Completación de pozos.
- ❖ Cierre de producción.

1.8.6.7 Comportamiento de producción de agua: Curvas De Chan

K. S. Chan efectuó numerosos estudios utilizando simulación numérica en reservorios donde existían problemas de conificación y canalización. Analizando los gráficos log-log de **WOR** (Relación agua-petróleo o RAP) y "**WOR'**" (derivada de WOR) vs **t'** Chan encontró que en estas graficas existen tendencias bien diferenciadas cuando existe canalización y/o conificación. (PETROAMAZONAS, 2018)

La evaluación de los mecanismos de intrusión de agua es sencilla dado que se utiliza el historial de producción de fluidos (BOPD, BWPD). En intrusión de agua por conificación, el tiempo de desviación es frecuentemente corto dependiendo principalmente del WOC (contacto agua petróleo). (Chan, 1995)

Las curvas de Chan permiten diferenciar fenómenos de irrupción a través de estratos de alta permeabilidad o canalización. Este análisis es muy utilizado en yacimientos con una alta influencia de empuje hidráulico.

En las figuras que se muestran a continuación se observan varios modelos de curvas de Chan que permiten diagnosticar el comportamiento del agua en el yacimiento.

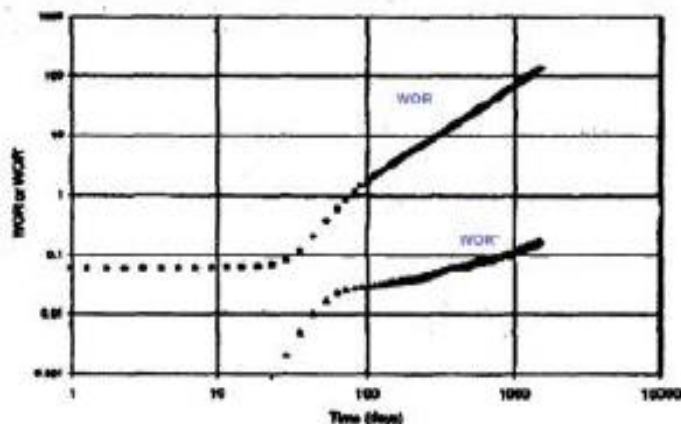


FIGURA 1.8 Canalización multicapa, WOR y WOR'
FUENTE: (Chan, 1995)

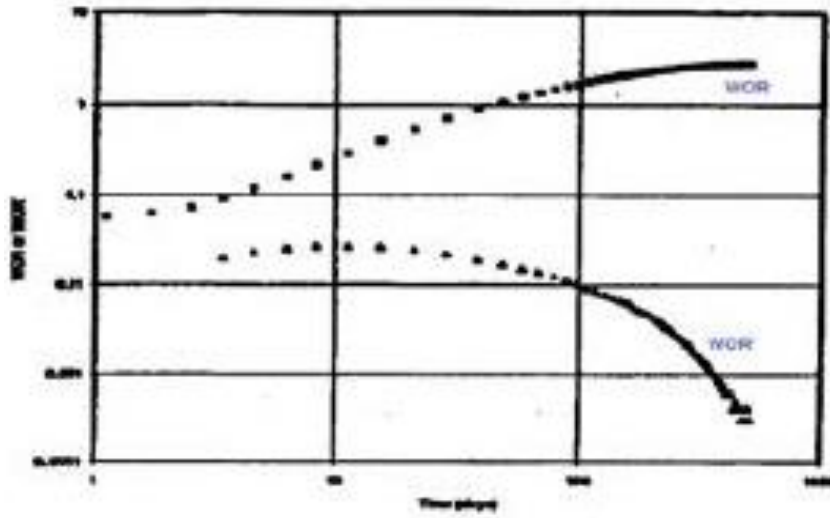


FIGURA 1.9 Conificación de fondo. WOR y WOR'
 FUENTE: (Chan, 1995)

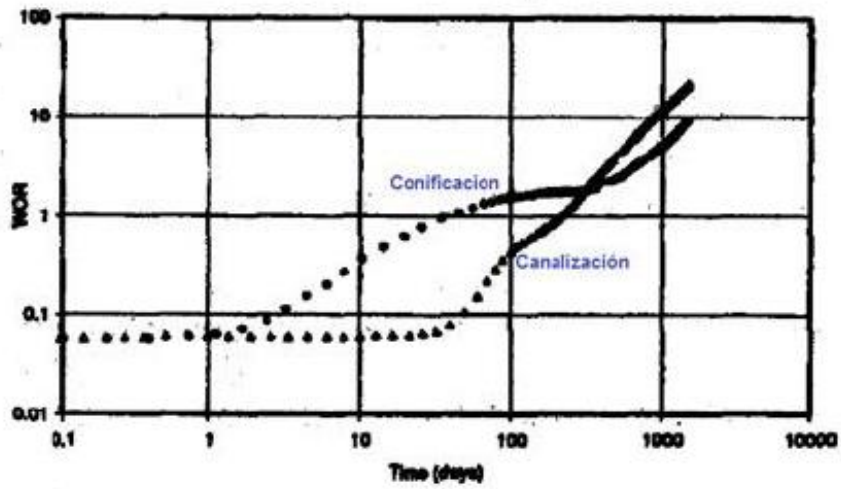


FIGURA 1.10 Comparación típica entre conificación y canalización
 FUENTE: (Chan, 1995)

1.8.7 Descripción del campo

1.8.7.1 Antecedentes del campo

El primer pozo de tipo exploratorio que se perforó en el campo fue el GF-1X en 1984 en la sección norte, el pozo dio una producción de 2000 bppd de 29.8° API. En yacimientos con baja relación gas-petróleo con mecanismo de empuje hidráulico, en consecuencia, de un acuífero que proporciona energía al yacimiento con agua de poca salinidad.

La producción comenzó en 1986 después de la instalación de facilidades como oleoductos y bombas centrífugas en la mayoría de los pozos, perforándose en 1997 cerca de 92 pozos en la parte sur del campo, 40 de los cuales se encontraban activos en dicho bloque. Con el desarrollo y crecimiento del campo en su mayoría gracias a la implementación de equipo de bombeo electro sumergible, los problemas de arenamiento y producción prematura de agua aumentaron.

1.8.7.2 Estructura geológica

El campo FICT-GF está separado en dos bloques (FICT-GF norte y FICT-GF sur) por un sistema de fallas. La principal estructura en el campo FICT-GF sur es un anticlinal elongado de buzamientos suaves con eje orientado hacia N10°E limitada al norte por el sistema de fallas, dentro de un área aproximada de 10000 Km², el límite sur corresponde a una falla de tipo inversa.

El ambiente sedimentario en la formación principal del campo FICT-GF se compone por intercalaciones de lutitas, arcillitas, limolitas y ciertas capas delgadas de lignito, además se caracteriza por canales distributarios activos y abandonados, canales de mareas, abanicos de rotura, comúnmente correspondientes a un sistema deltaico progradante. Los miembros de la formación son transgresivos, cuyo miembro superior es más marino y el miembro inferior más litoral.

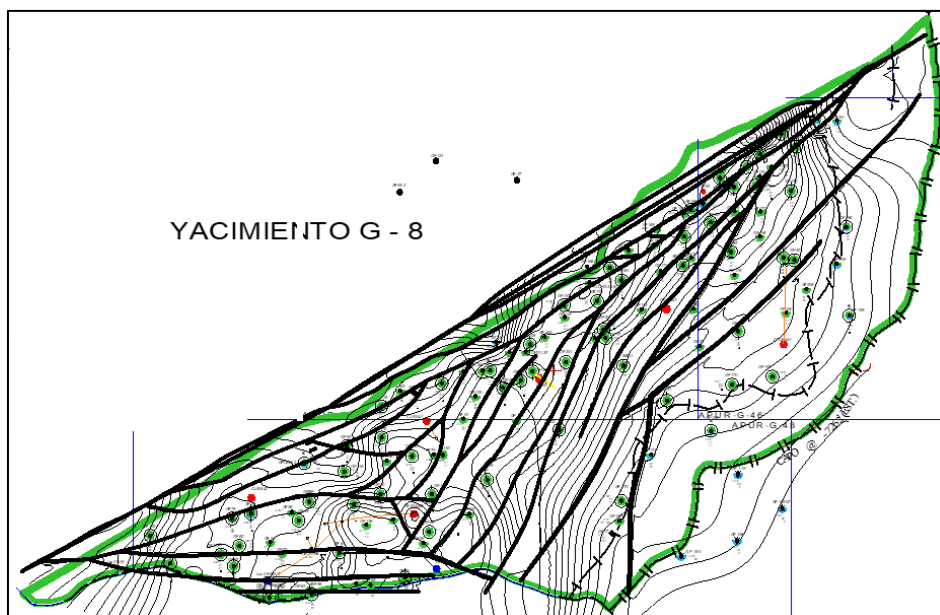


FIGURA 1.11 Mapa isópaco estructural del yacimiento G-8
FUENTE: (PDVSA, 2012)

1.8.7.3 Características del yacimiento G8 del campo FICT-GF

En las tablas que se muestran a continuación se indican las propiedades del yacimiento G-8. En la tabla 1.2 se muestra un resumen de parámetros por pozo y el promedio considerando núcleos y registros.

Tabla 1.2 Resumen de parámetros promedios

YACIMIENTO	PROMEDIO				
	<i>H_o</i> (pies)	Φ (%)	<i>S_o</i> (%)	<i>S_w</i> (%)	<i>Salinidad</i> (ppm)
G 8	44	26	81	19	515.4

FUENTE: (PDVSA, 2012)

En la tabla 1.3 se presentan datos del análisis PVT.

Tabla 1.3 Propiedades PVT

YACIMIENTO	°API	<i>W_p</i> (MMBA)	<i>A_{yS}</i> (%)	<i>A_{max}</i> (acres)	<i>R_s</i> scf/stb	<i>B_{oi}</i> (By/Bn)	<i>P_{res}</i> (psi)	<i>P_b</i> (psi)
G 8	28.7	595.673	0.19	2018	6.8	1.061	3200	47.7

FUENTE: (Fabiola, 2013)

CAPITULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1 Descripción de los softwares de ingeniería

2.1.1 Software usado en EBM

Posee la opción de análisis de balance de materiales que permiten definir de mejor forma el reservorio, y a su mecanismo de producción. Se utiliza con frecuencia en construcción de PVT y en predicciones futuras de producción.

2.1.2 Software usado en predicciones

Herramienta que permite mejorar el manejo del ciclo de vida de campos de petróleo y gas. Genera gráficas de declinación de pozos monitoreados en el tiempo, para la toma de decisiones eficaces.

2.2 Identificación del modelo de producción del yacimiento

Es necesario realizar un análisis convencional del yacimiento, donde se efectúe un análisis de presión y de producción acumulada en el tiempo.

2.2.1 Análisis de los yacimientos en el campo FICT-GF

2.2.1.1 *Historial de presión del yacimiento G-8*

Es el análisis de la gráfica presión vs tiempo, este análisis se realiza con la finalidad de obtener la caída de presión a través del tiempo, por ejemplo, el agotamiento natural del yacimiento se produce cuando se observa una caída de presión drástica. La presencia de un mecanismo de producción que aporte energía al yacimiento se evidencia cuando en un periodo prolongado de tiempo se observa una caída de presión pequeña.

Para efectuar un análisis más profundo y observar los sectores donde se ha producido un mayor vaciamiento es necesario utilizar un mapa de burbujas el cual muestra la ubicación de pozos donde se tomaron las pruebas de presión respectivas, para de esta forma analizar de mejor forma las caídas de presión.

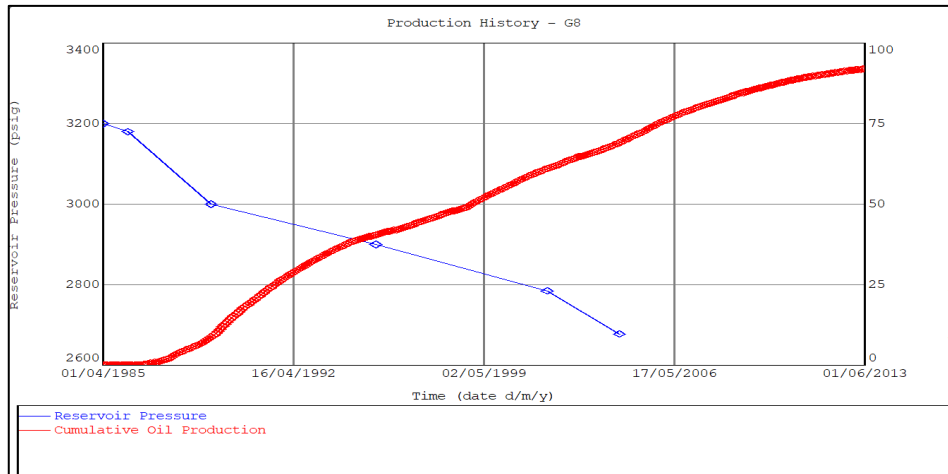


FIGURA 2.1 Gráfica de historial de producción
Fuente: Mbal 2010 v10.5

2.2.1.2 Historial de producción del yacimiento G-8

Para poder determinar el mecanismo de producción de mejor ajuste para el yacimiento es indispensable analizar el comportamiento de la producción acumulada de fluidos como petróleo y agua, además de la relación gas-petróleo a través del tiempo y tener un POES referencial.

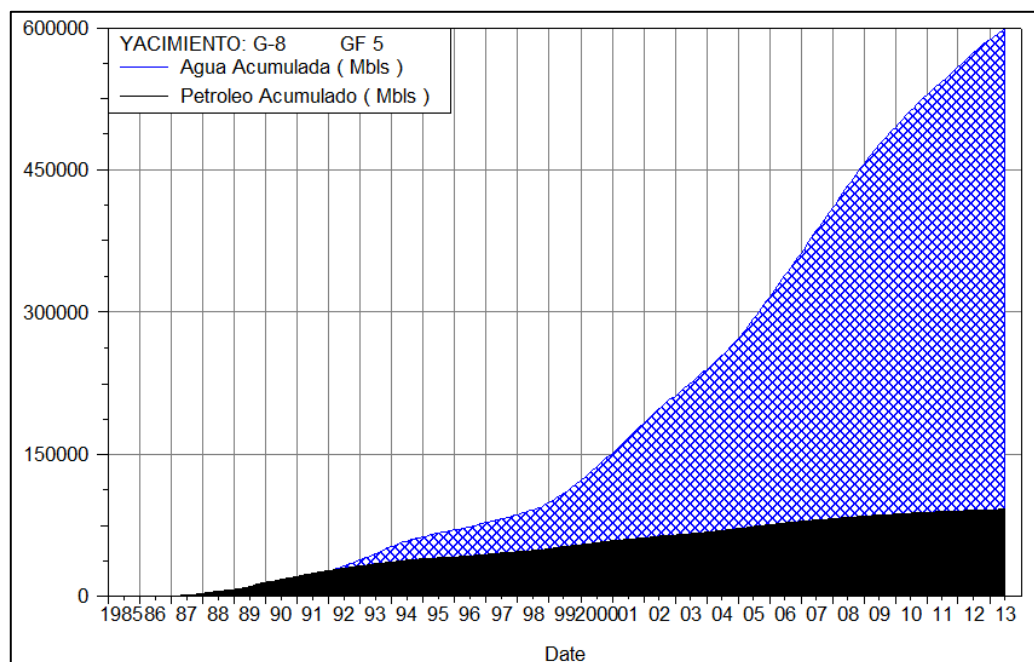


FIGURA 2.2 Gráfica de fluido acumulado Vs. tiempo
Fuente: OFM versión 2007

2.3 Ecuación de balance de materiales

De acuerdo con el mecanismo de producción encontrado se procede con las asunciones en la EBM, para lo cual es necesario poseer datos de presión y temperatura de reservorio, saturación de agua, permeabilidad, pruebas PVT que sirven para modelar el acuífero.

Existen ciertos valores que son desconocidos, sin embargo, son necesarios para la determinación de POES, uno de estos valores es la relación entre radio del acuífero y radio del reservorio la misma que se determina mediante un análisis de sensibilidad con el objetivo de lograr el mejor ajuste con los datos del pozo.

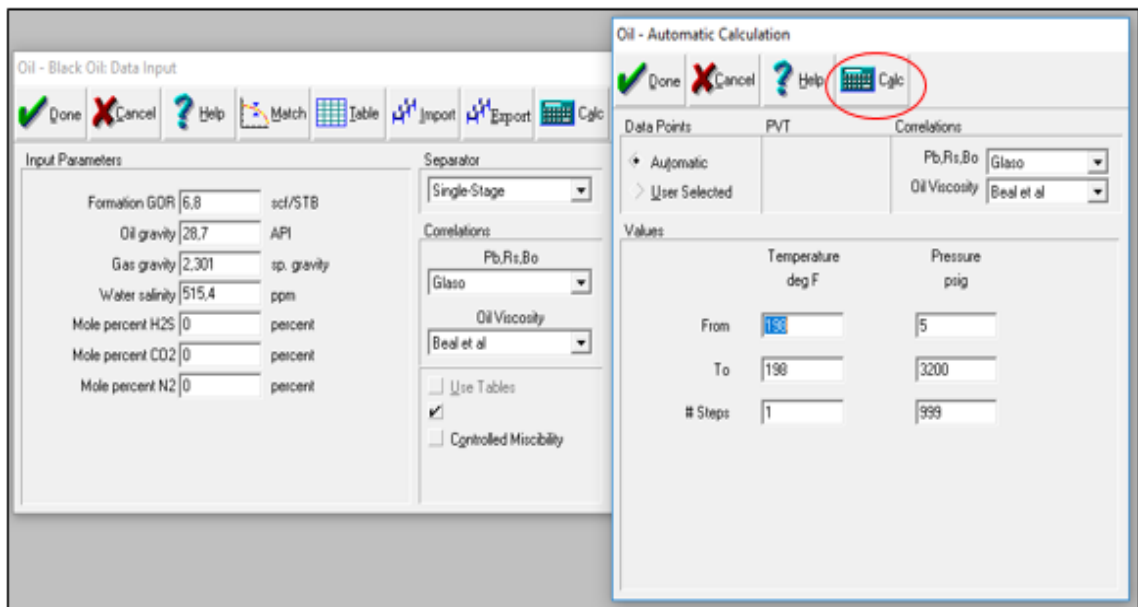


FIGURA 2.3 Ingreso de datos para usar balance de materia

Fuente: Mbal 2010 v10.5

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		R3/scf	centipoise	lb/ft3	lb/ft3	RB/STB	centipoise
198	5	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0945	0.00906674	52.2728	1.86032	1.03597	0.329497
198	8.1982	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0812988	0.00919352	52.2728	2.1624	1.03596	0.329497
198	11.3964	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0713339	0.00932699	52.2728	2.46448	1.03595	0.329497
198	14.5946	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.062645	0.00946695	52.2728	2.76655	1.03594	0.329497
198	17.7928	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0572697	0.00961325	52.2728	3.06863	1.03593	0.329497
198	20.991	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0521595	0.0097658	52.2728	3.3707	1.03592	0.329497
198	24.1892	47.7001	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0478658	0.00992456	52.2728	3.67278	1.03591	0.329497
198	27.3874	47.7001	0.612327	1.05544	2.80396	0.1	0.0442282	0.0100895	52.2641	3.97485	1.0359	0.329497
198	30.5856	47.7001	1.62466	1.05634	2.79531	0.1	0.0411044	0.0102607	52.2497	4.27693	1.03589	0.329497
198	33.7838	47.7001	2.62067	1.05723	2.78685	0.1	0.0383927	0.0104381	52.2353	4.57901	1.03588	0.329497
198	36.982	47.7001	3.60197	1.05811	2.77856	0.1	0.0360167	0.0106218	52.2209	4.88108	1.03587	0.329497
198	40.1802	47.7001	4.56996	1.05898	2.77042	0.1	0.0339177	0.0108119	52.2066	5.18316	1.03585	0.329497
198	43.3784	47.7001	5.52583	1.05984	2.76243	0.1	0.0320498	0.0110084	52.1923	5.48523	1.03584	0.329497
198	46.5766	47.7001	6.4706	1.0607	2.75457	0.1	0.0303769	0.0112115	52.1781	5.78731	1.03583	0.329497
198	49.7748	47.7001	6.8	1.061	2.75223	0.1	0.02887	0.0114213	52.1731	6.08939	1.03582	0.329497
198	52.973	47.7001	6.8	1.061	2.75283	0.1	0.0275055	0.0116379	52.1731	6.39146	1.03581	0.329497
198	56.1712	47.7001	6.8	1.061	2.75243	0.1	0.0262642	0.0118615	52.1731	6.69354	1.0358	0.329497
198	59.3694	47.7001	6.8	1.061	2.75403	0.1	0.0251301	0.0120921	52.1731	6.99561	1.03579	0.329497
198	62.5676	47.7001	6.8	1.061	2.75464	0.1	0.0240699	0.0123299	52.1731	7.29769	1.03578	0.329497
198	65.7658	47.7001	6.8	1.061	2.75524	0.1	0.0231324	0.0125752	52.1731	7.59976	1.03577	0.329497
198	68.964	47.7001	6.8	1.061	2.75584	0.1	0.0222481	0.012828	52.1731	7.90184	1.03576	0.329497
198	72.1622	47.7001	6.8	1.061	2.75644	0.1	0.0214289	0.0130885	52.1731	8.20392	1.03575	0.329497
198	75.3604	47.7001	6.8	1.061	2.75704	0.1	0.0206679	0.0133571	52.1731	8.50599	1.03574	0.329497
198	78.5586	47.7001	6.8	1.061	2.75765	0.1	0.019959	0.0136337	52.1731	8.80807	1.03573	0.329497
198	81.7568	47.7001	6.8	1.061	2.75825	0.1	0.0192972	0.0139167	52.1731	9.11014	1.03572	0.329497

FIGURA 2.4 Cálculos PVT
Fuente: Mbal 2010 v10.5

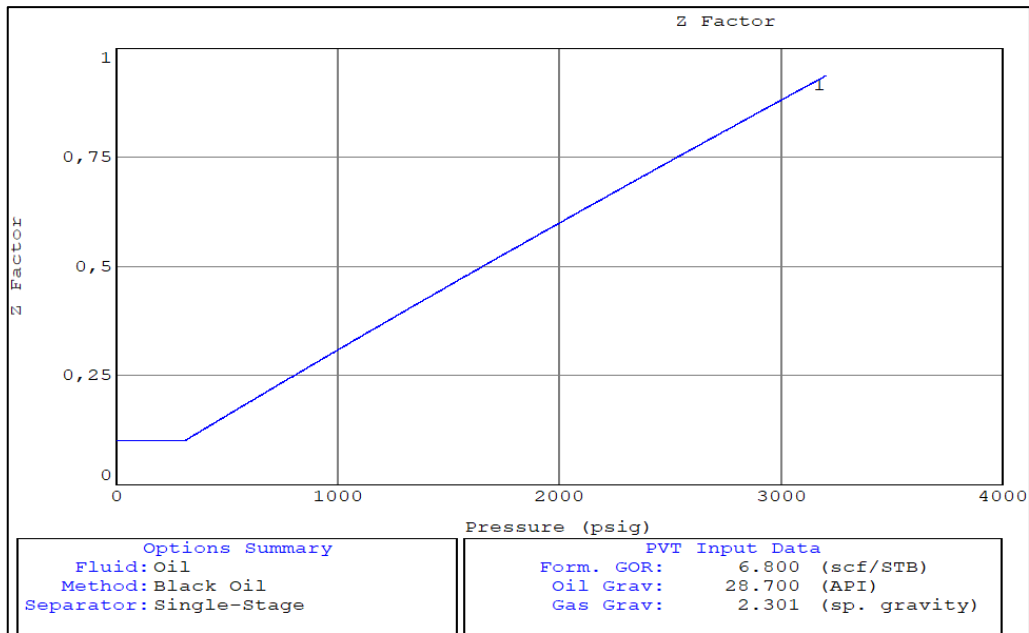


FIGURA 2.5 Factor Z vs. presión
Fuente: Mbal 2010 v10.5

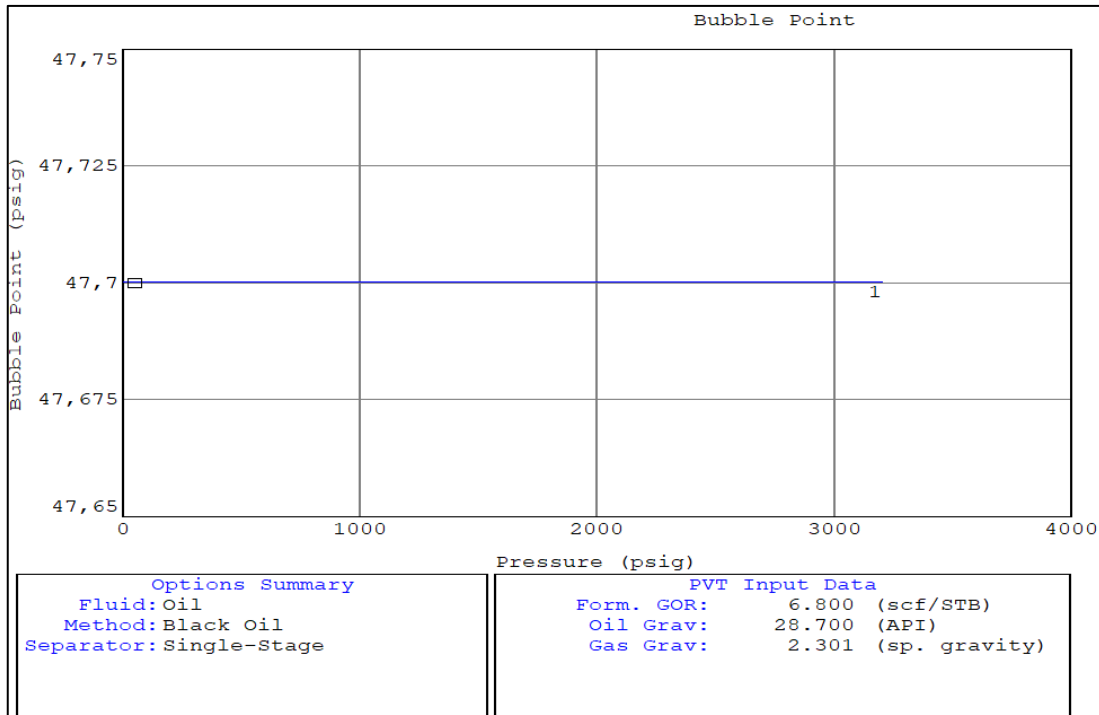


FIGURA 2.6 Presión de burbuja vs. presión
Fuente: Mbal 2010 v10.5

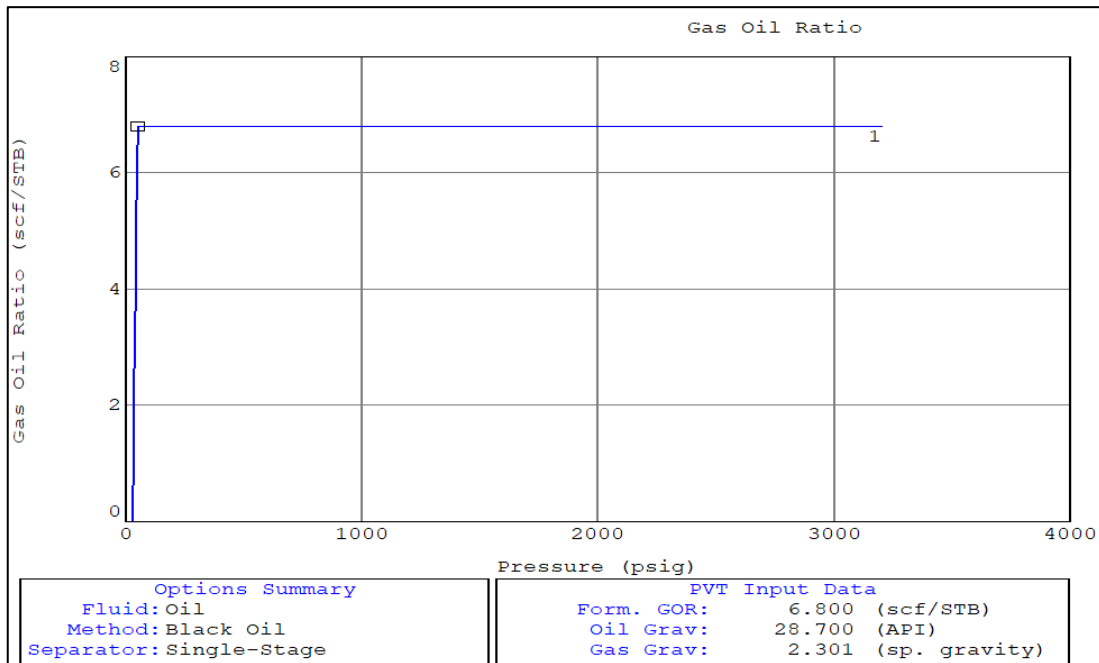


FIGURA 2.7 Relación gas-petróleo vs. presión
Fuente: Mbal 2010 v10.5

Adicional a esto se procede a realizar un buen ajuste con las respectivas correlaciones, se ingresa datos PVT validados de pruebas de función Y, compresibilidad, densidad y desigualdad.

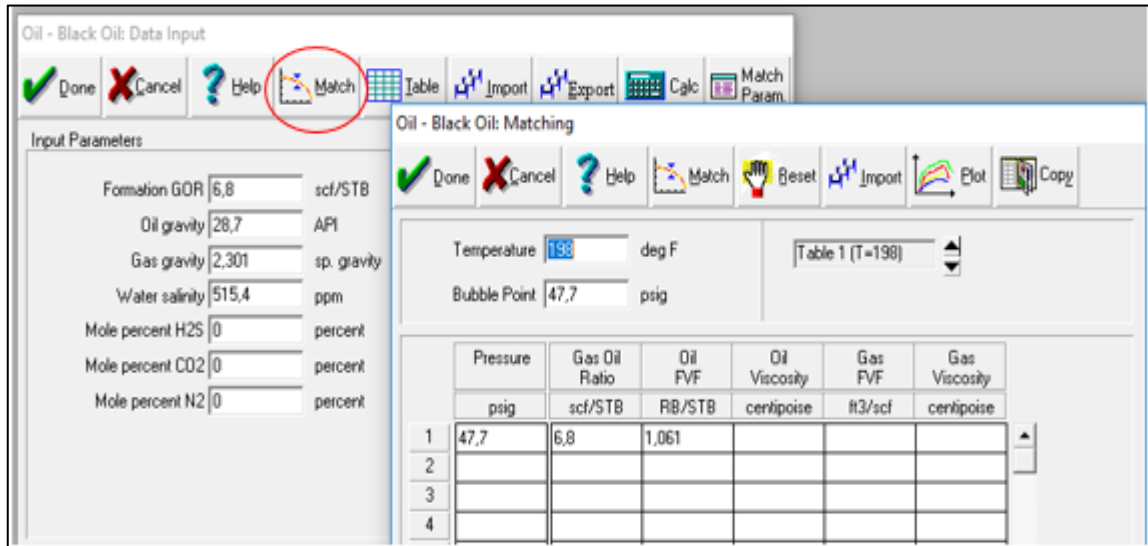


FIGURA 2.8 Match con las pruebas PVT válidas.
Fuente: Mbal 2010 v10.5

Se utiliza match para obtener la mejor correlacion para nuestro modelo y así poder realizar los diferentes cálculos, entre las correlaciones que se usan se tiene:

- Glaso
- Standing
- Lasater
- Vazquez-Beggs
- Petrosky
- Al-Marhoun

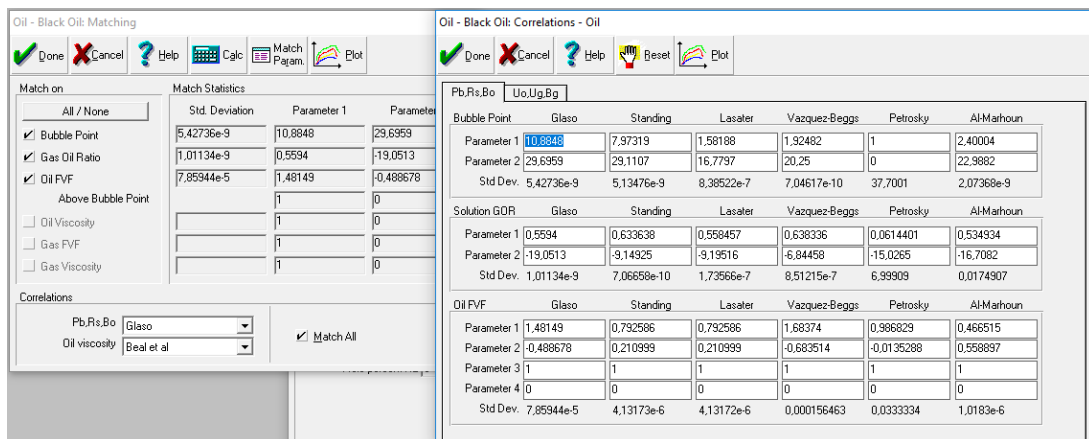


FIGURA 2.9 Correlaciones del match
Fuente: Mbal 2010 v10.5

Se escoge la mejor correlación, en este caso se observa que la de “GLASO” obtiene el menor error y se procede a trabajar el modelo en todo el proceso.

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Tank Type						
Name						
Temperature						
Initial Pressure						
Porosity						
Connate Water Saturation						
Water Compressibility						
Initial Gas Cap						
Original Oil In Place						
Start of Production						

FIGURA 2.10 Parámetros a ingresar al modelo tipo tanque

Fuente: Mbal 2010 v10.5

En el siguiente paso lo que se realiza es ingresar los datos del acuífero en la cual solo ciertos valores son conocidos y estos son:

- Espesor del reservorio.
- Radio del reservorio.
- Permeabilidad del acuífero.

Al desconocer los otros valores se utiliza el método analítico para obtener valores que se ajusten mejor al modelo y que permitan tener una idea de los valores reales de las características del acuífero, lo cual se mostrará en los siguientes pasos.

Parameter	Value	Unit
Reservoir Thickness	44	feet
Reservoir Radius	4875	feet
Outer/Inner Radius ratio	45	
Encroachment Angle	348	degrees
Aquifer Permeability	3000	md

FIGURA 2.11 Ingreso de datos del acuífero.

Fuente: Mbal 2010 v10.5

Una vez ingresado los datos se procede a realizar el método analítico para encontrar el mejor ajuste a las características del acuífero, se ingresa a regresiones.

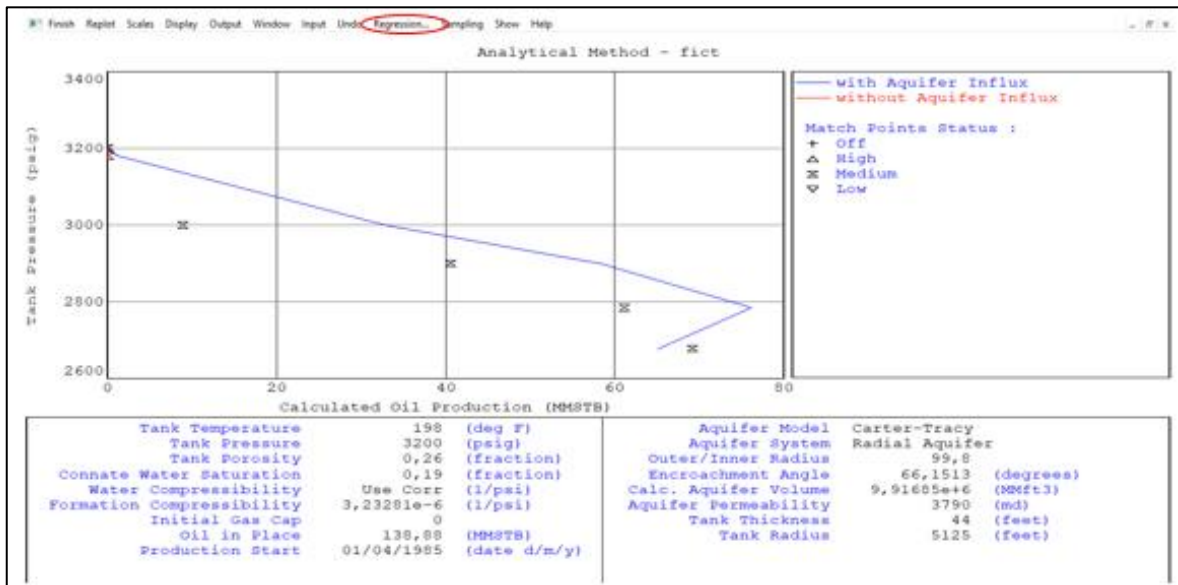


FIGURA 2.14 Gráfica del método analítico

Fuente: Mbal 2010 v10.5

Se realiza el cálculo y se procede a observar la menor desviación estándar, para luego aceptar todos los ajustes y que se ingresen como los nuevos datos del acuífero.

<input type="checkbox"/>	Oil in Place	138,88	◀		MMSTB
<input checked="" type="checkbox"/>	Outer/Inner Radius	99,8	◀	99,9281	
<input checked="" type="checkbox"/>	Reservoir Radius	5125	◀	4378,86	feet
<input checked="" type="checkbox"/>	Encroachment Angle	66,1513	◀	65,8841	degrees
<input type="checkbox"/>	Reservoir Thickness	44	◀		feet
<input type="checkbox"/>	Porosity	0,26	◀		fraction
<input type="checkbox"/>	Aquifer Permeability	3790	◀		md
<input type="checkbox"/>	Formation Compressibility		◀		1/psi

Iteration No: 100 Standard Deviation: 1891,48

FIGURA 2.15 Calculo del mejor ajuste al acuífero.

Fuente: Mbal 2010 v10.5

En el último paso se procede a realizar un análisis de sensibilidad con los nuevos datos para ajustar con mejor certidumbre los cálculos del POES mediante balance de materiales.

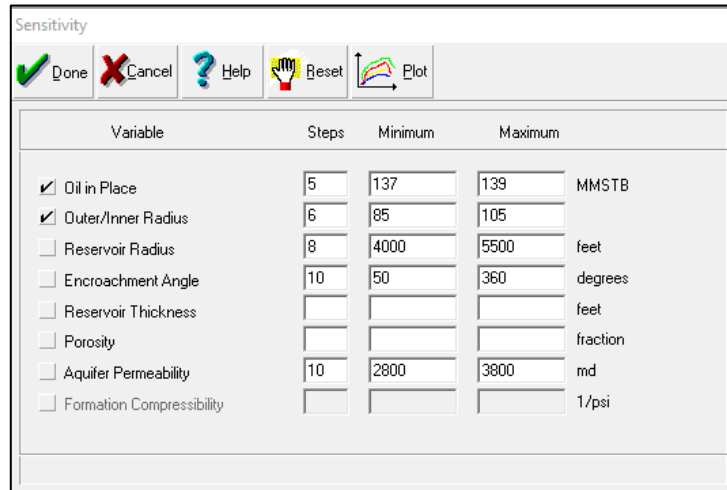


FIGURA 2.16 Rango de sensibilidad de radio externo-interno
Fuente: Mbal 2010 v10.5

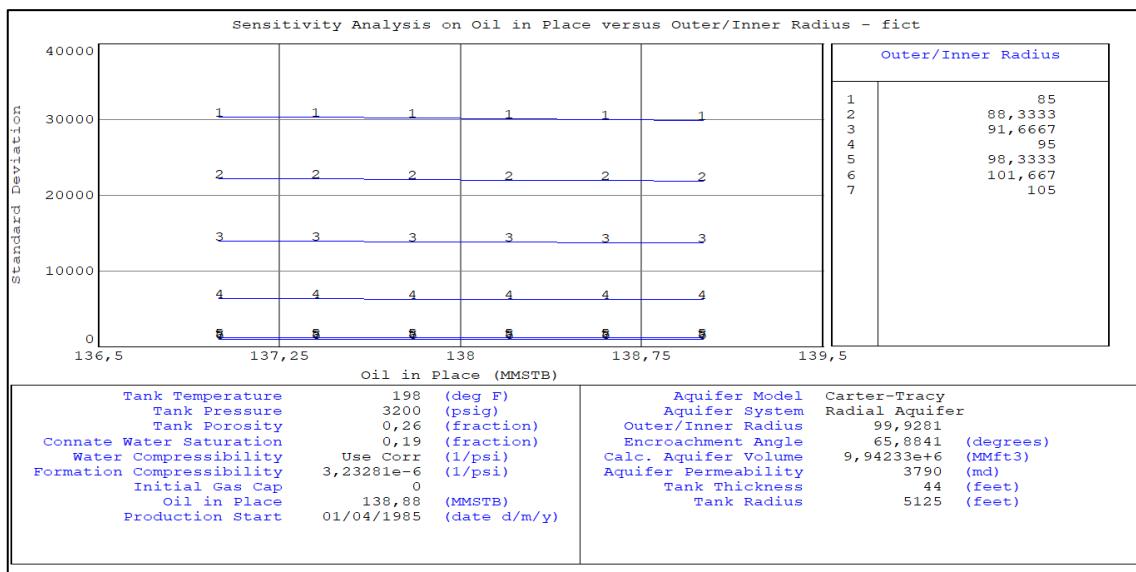


FIGURA 2.17 Gráfica de sensibilidad del radio externo-interno.
Fuente: Mbal 2010 v10.5

Se puede observar que a pesar de que se obtuvo un buen ajuste, se puede disminuir aún más el error, aunque no en gran cantidad por lo cual se procede a seguir haciendo análisis de sensibilidades.

2.4 Análisis de curvas de declinación de producción

2.4.1 Criterios de selección de pozos

Elegir una cantidad de pozos representativa es la parte primordial en el desarrollo del proceso de estimación, los pozos escogidos necesitan brindar información real del yacimiento, es decir deben mostrar una declinación propia del yacimiento, para ello es indispensable que los pozos escogidos satisfagan las siguientes condiciones:

- **Pozos que pertenezcan al intervalo del yacimiento G8.**

Un factor importante es reconocer si el intervalo del cual se produce de un pozo pertenece al respectivo yacimiento, y se lo realiza mediante la verificación de cada tope y base por pozo.

- **No ser afectados por pozos desconocidos**

En este caso se realizó una gráfica de dispersión con todos los pozos del yacimiento G8 de Presión versus Fecha, en la cual se seleccionan lo que mantienen una tendencia correcta, los pozos no seleccionados pueden verse afectados por que están en la frontera con otro país y no se tenga información de esos pozos.

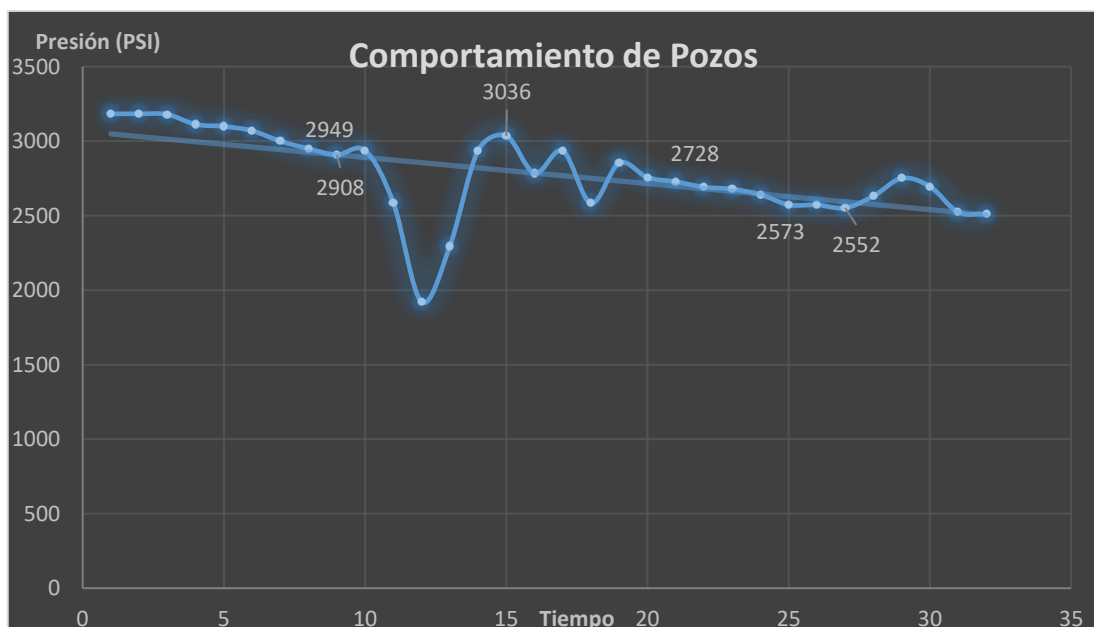


FIGURA 2.18 Gráfica de dispersión de presiones al datum.

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

Tabla 2.1. Datos de presión al datum. Presiones

Fecha	Presión Promedio Datum
25/12/1984	3200
16/10/1985	3184
09/03/1986	3180
02/05/1987	3113
26/05/1987	3099
27/03/1999	3070
02/04/1989	3000
22/07/1989	2949
22/01/1991	2908
26/02/2002	2937
21/03/1999	2587
29/05/1999	1921
22/08/1999	2294
08/05/2001	2937
16/06/2001	3036
29/09/2001	2785
23/11/2001	2935
26/05/2002	2583
16/07/2002	2854
10/10/2002	2757
30/01/2004	2728
27/03/2004	2692
18/05/2004	2678
15/0/2004	2642
02/06/2005	2573
14/05/2005	2572
09/08/2005	2552
02/09/2005	2631
05/02/2006	2751
04/03/2006	2696
07/05/2006	2523
30/12/2007	2511

FUENTE: (PDVSA, 2012)

- **Análisis de la producción de agua y petróleo acumulado.**

Para verificar que se tiene un yacimiento con empuje hidráulico se realiza una gráfica de producción de petróleo y agua acumulada en el software con la cual se ratifica que la tasa de petróleo disminuye a través del tiempo, y que el agua sigue aumentando en grandes cantidades.

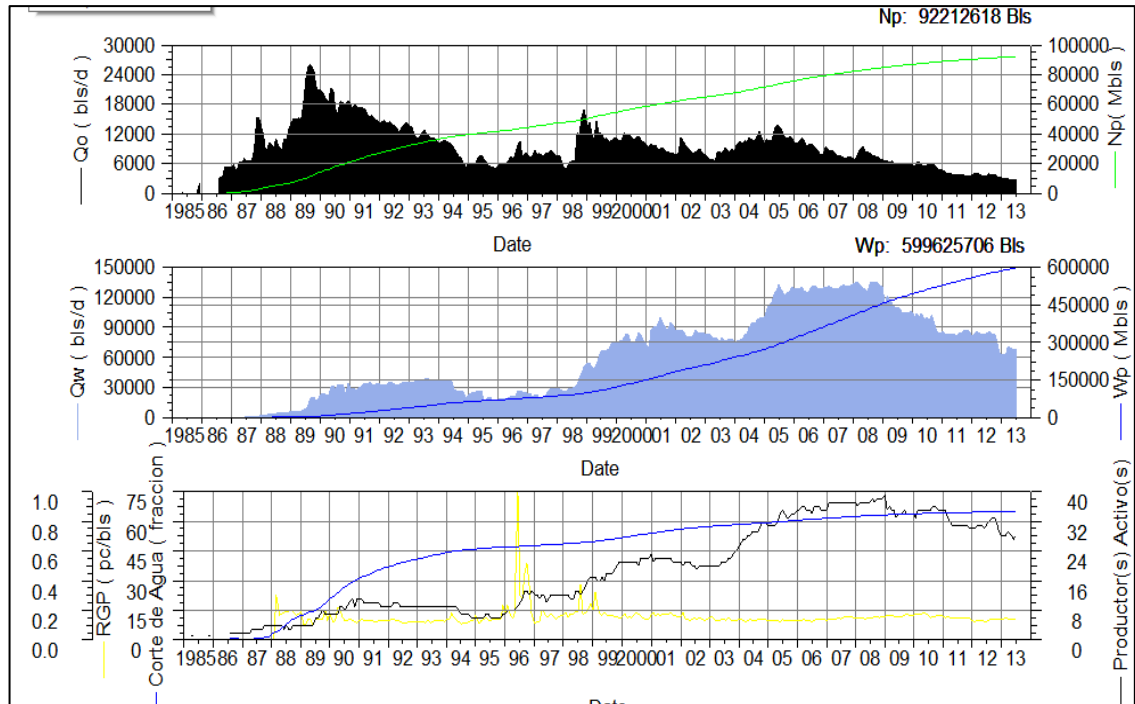


FIGURA 2.19 Gráfica de producción de petróleo-agua en el tiempo

Fuente: OFM versión 2007

- **Diagnóstico de procedencia del agua del yacimiento G8**

Se realizará un análisis con las curvas de Chan, el cual al interpretar nos podrá decir si el agua proviene del yacimiento o por comunicación externa debido a una mala cementación o falla del casing. Entonces se grafica en el software el RAP y la derivada de RAP para verificar lo antes mencionado.

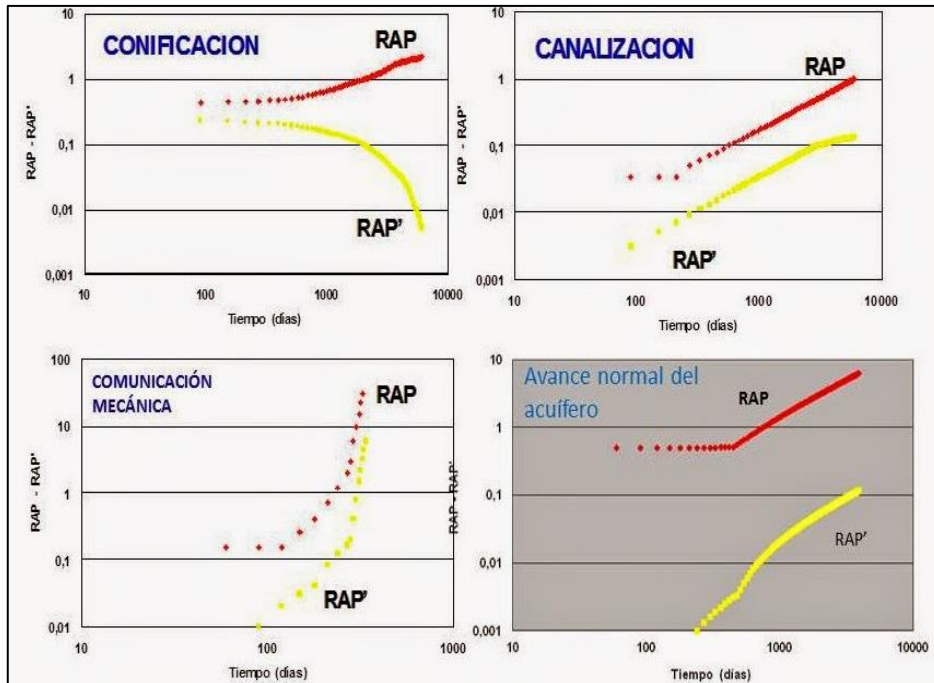


FIGURA 2.20 RAP-RAP' VS TIEMPO

Fuente: OFM versión 2007

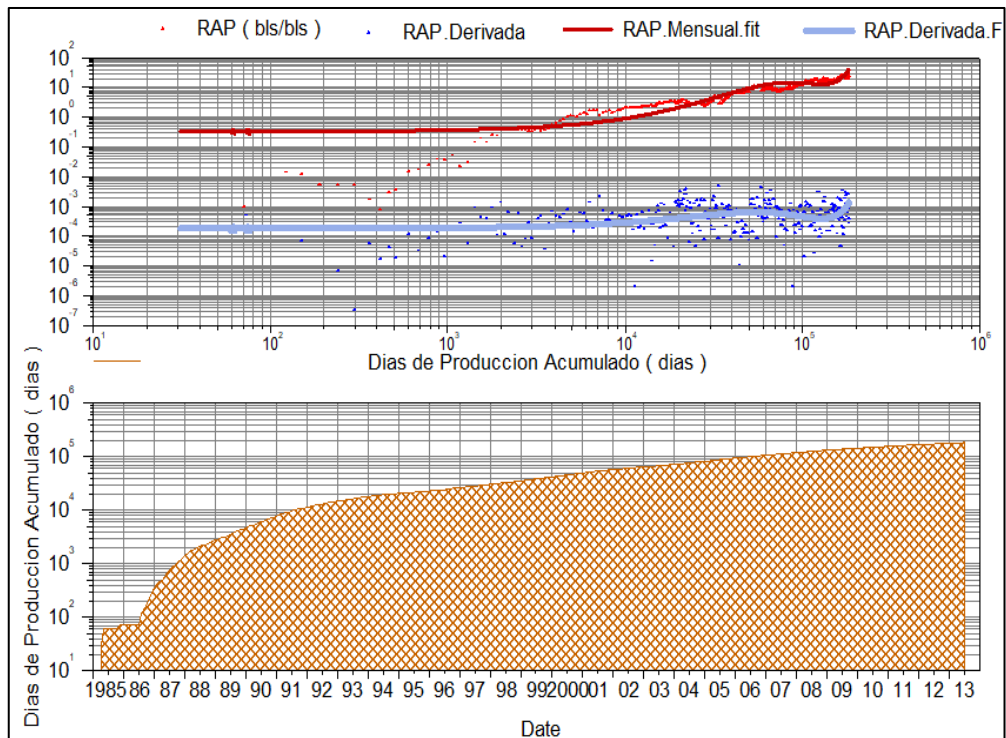


FIGURA 2.21 Gráfica de Chan

Fuente: Presentación Workover OZ ESPOIL Sept 2014

2.4.2 Establecimiento del modelo de declinación en el yacimiento G-8

Es necesario generar la gráfica de tasa de petróleo vs tiempo, para lograr establecer el mejor modelo de declinación para el yacimiento se establece un rango de tiempo representativo en el análisis de producción, para después utilizar el software de predicción con la opción mejor ajuste.

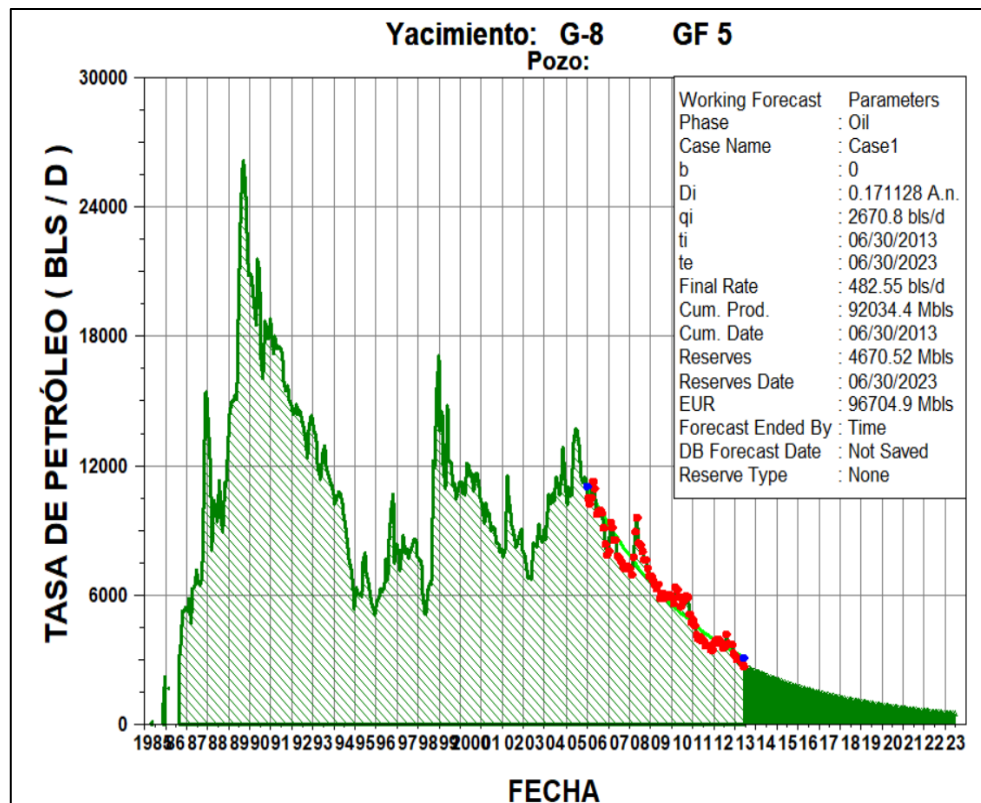


FIGURA 2.22 Tasa de petróleo vs tiempo

Fuente: OFM versión 2007

La curva tipo o curva de Fetkovich ayuda en la verificación del modelo de declinación obtenido, para lo cual es necesario graficar la tasa de petróleo adimensional vs tiempo adimensional y realizar el cotejo o macheo en un periodo de tiempo seleccionado. EL software de predicción posee un ajuste automático, que permite efectuar el mejor ajuste y después muestra el tipo de declinación obtenido.

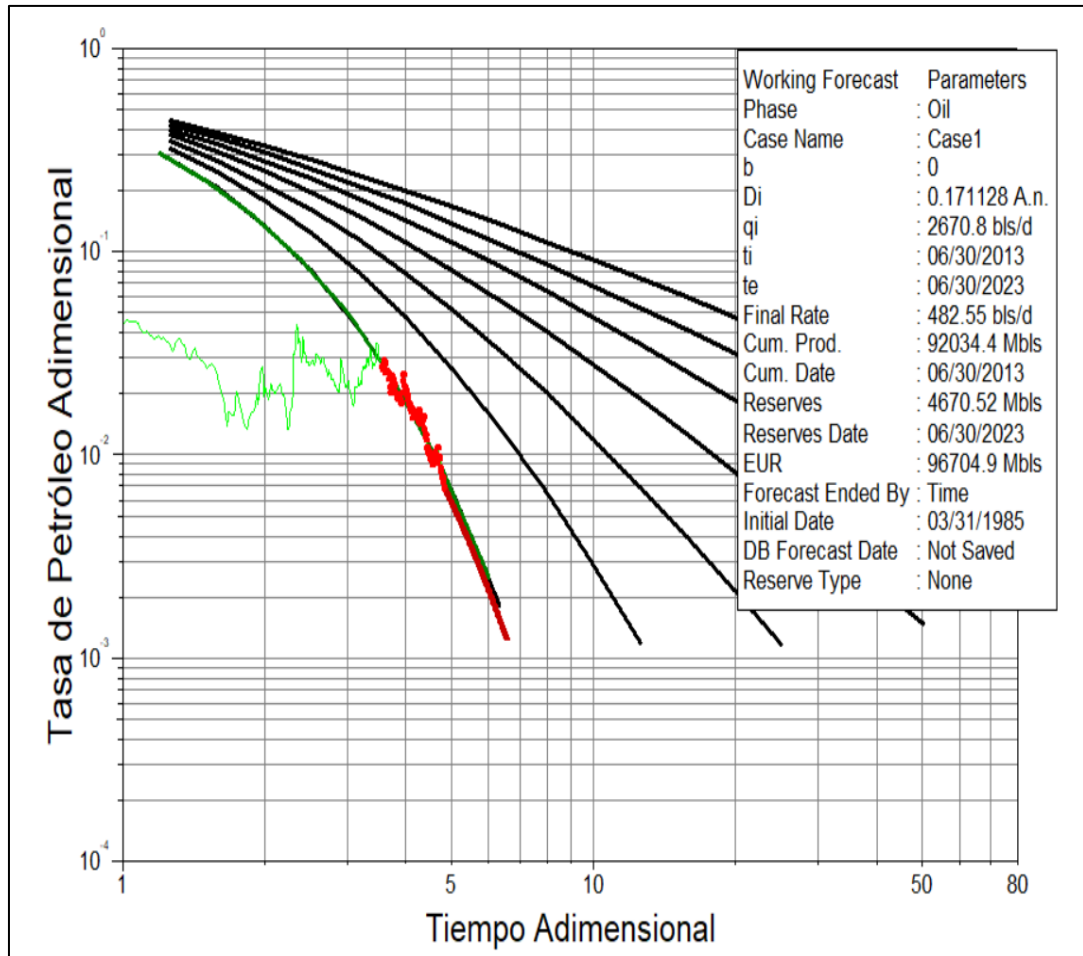


FIGURA 2.23 Ajuste con curvas tipo

Fuente: OFM versión 2007

2.5 Cálculo de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas

Las reservas remanentes se estiman sustrayendo a las reservas recuperables, la producción acumulada del yacimiento, como se observa en la siguiente figura que se presenta a continuación.

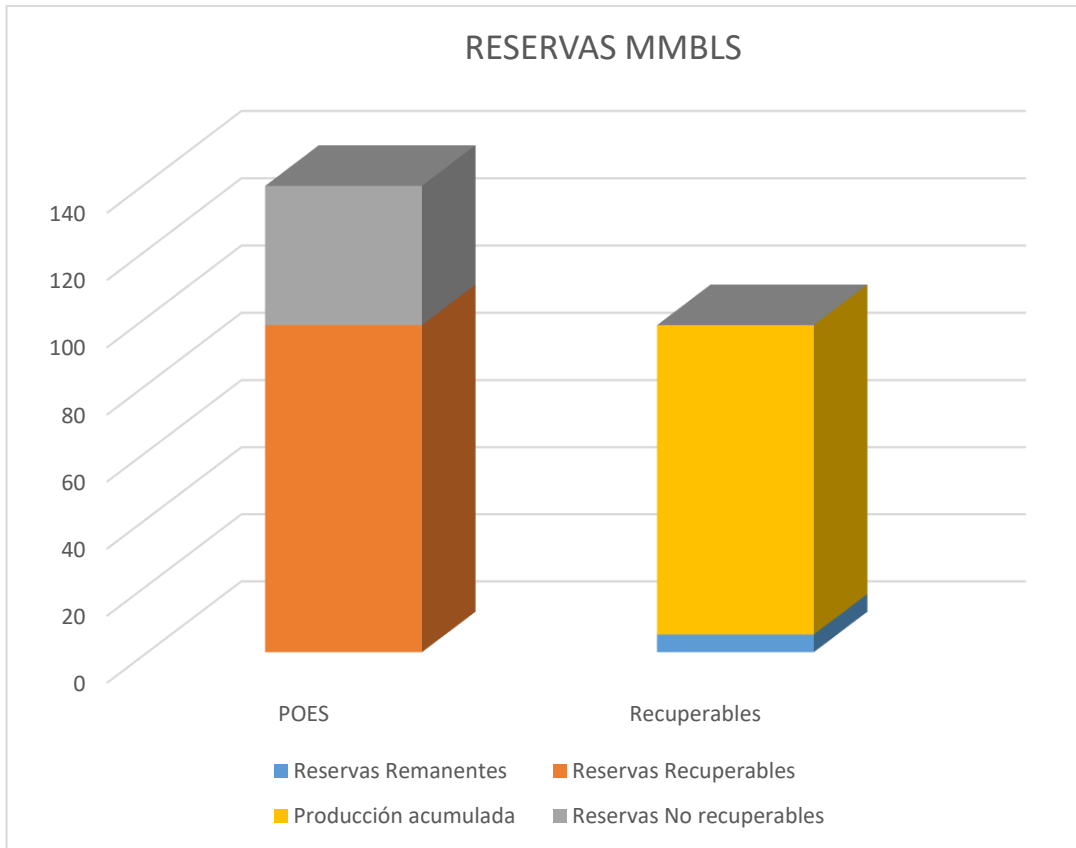


FIGURA 2.24 Reservas discretizadas
FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

2.5.1 Predicción de reservas remanentes desarrolladas

En la predicción de reservas desarrolladas es necesario contar con la fecha de producción más reciente y el número de pozos activos para aquel tiempo de producción. Una vez obtenidos los datos anteriores se grafica el Número de Pozos Activos vs Tiempo para realizar la predicción y el cálculo de reservas remanentes desarrolladas.

Cada pozo poseerá una tasa de declinación diferente a la declinación teórica promedio del campo. Por ende, en el cálculo de reservas remanentes se requiere actualizar la tasa de declinación de los pozos al tiempo de producción más reciente, para usar este tiempo como punto inicial en el desarrollo de la predicción.

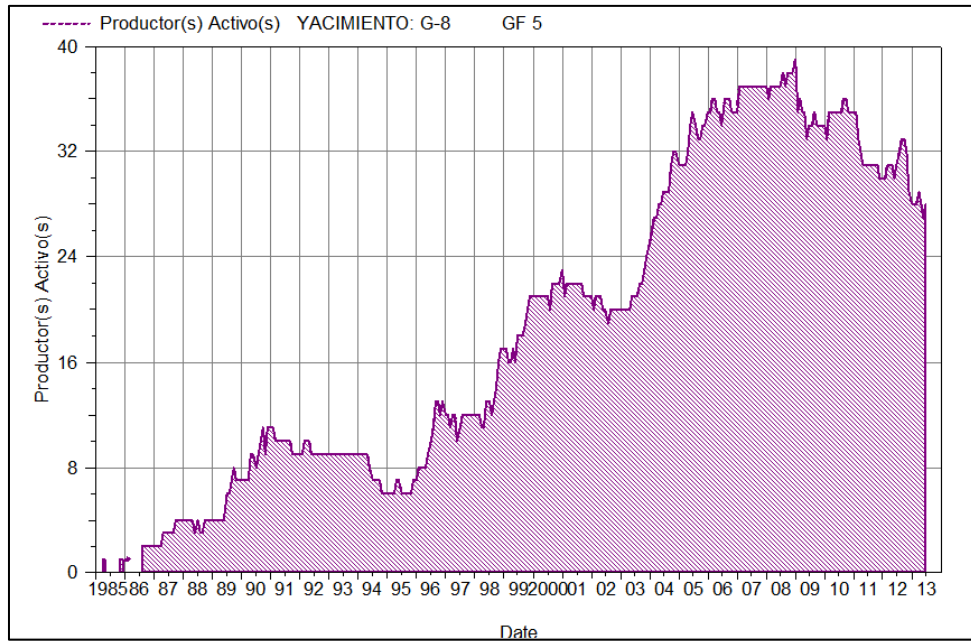


FIGURA 2.25 Número de pozos activos en el tiempo

Fuente: OFM versión 2007

En la figura 2.26 se observa un ajuste de la tasa de declinación en el tiempo más reciente.

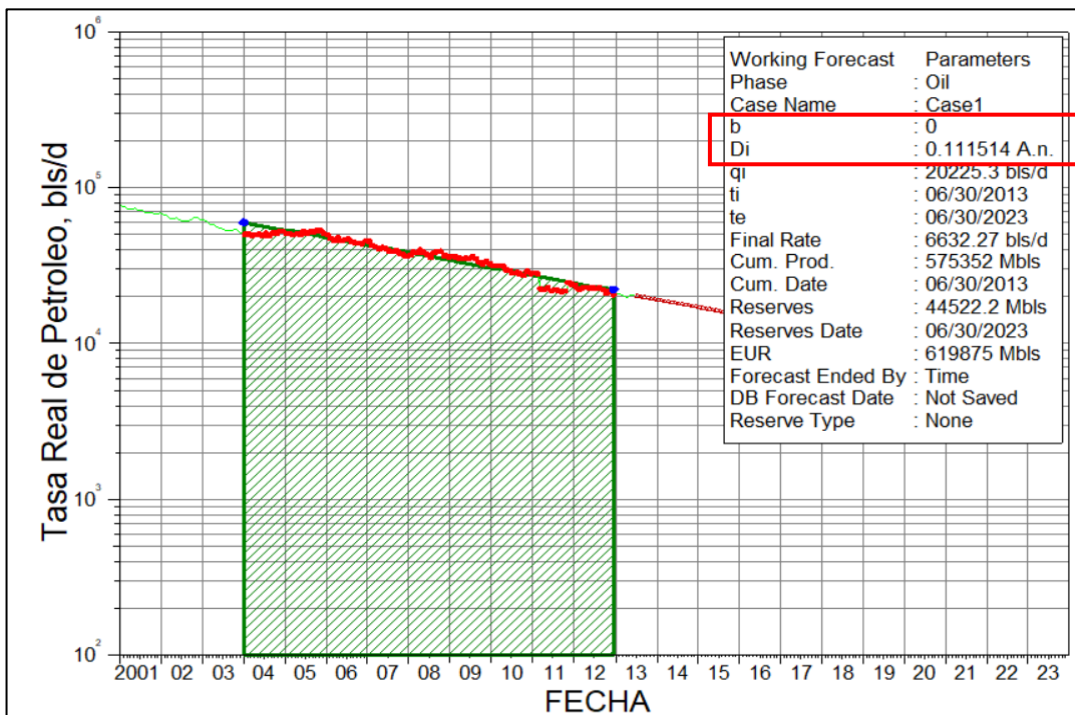


FIGURA 2.26 Tasa de declinación actualizada

Fuente: OFM versión 2007

Es primordial determinar la tasa de abandono por pozo previo a la predicción de producción, lo cual se lleva a cabo conociendo el valor del corte de agua, tipo de declinación, tasa de declinación y tasa de abandono por pozo, siguiendo la siguiente ecuación:

$$Q_{oab} = Q_{oact}(1 - BSW) \text{ Ecuación 2.1}$$

Posterior a la predicción por pozo, se determina la tasa de abandono y la producción acumulada en aquel punto. Para encontrar la cantidad de reservas desarrolladas se consideran futuros reacondicionamientos, consultando en el plan de desarrollo del campo.

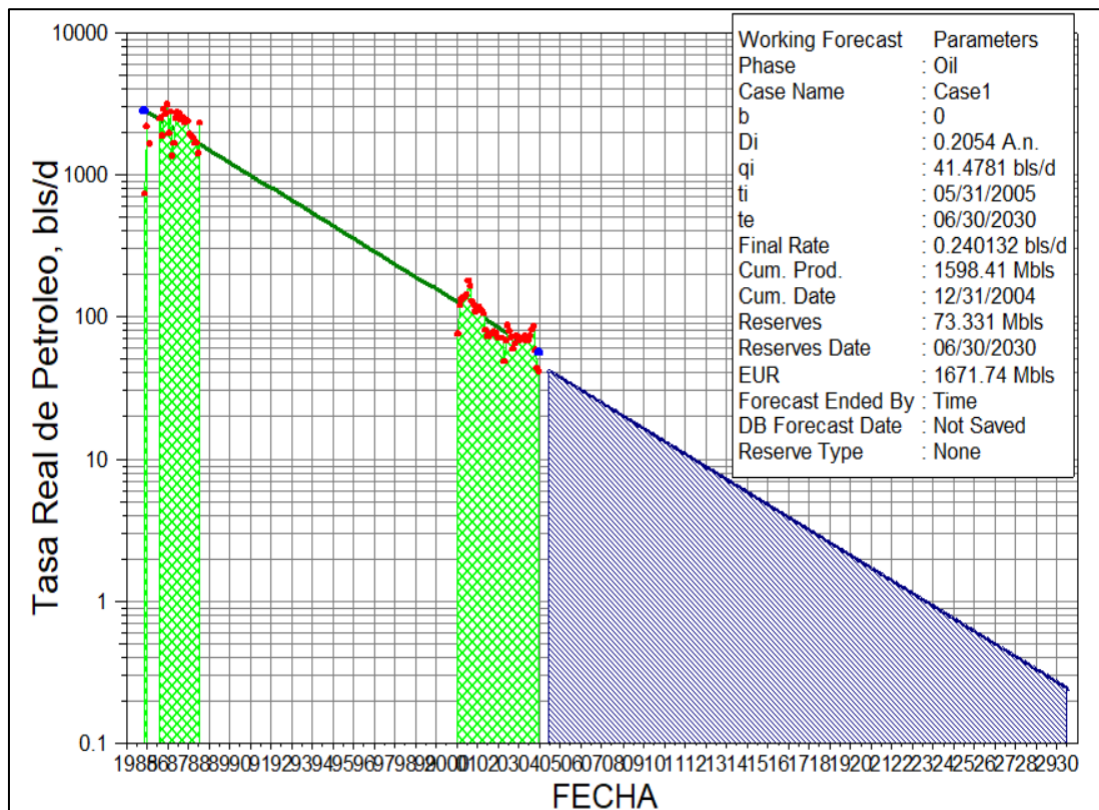


FIGURA 2.27 Predicción por pozo

Fuente: OFM versión 2007

El promedio de la tasa de declinación actualizada de pozos activos permite aproximar la tasa de declinación de producción. Los futuros reacondicionamientos alteran significativamente la tasa de abandono, por lo que es necesario estimar esta tasa conociendo el potencial esperado y de rentabilidad del proceso de producción.

2.5.2 Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas

La suma entre la predicción de producción acumulada de los pozos activos y producción por futuros reacondicionamientos será el total de reservas remanentes desarrolladas.

En cuanto que las reservas no desarrolladas son la diferencia entre la cantidad de reservas remanentes y la cantidad de reservas remanentes desarrolladas.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis del yacimiento G8 en el campo FICT-GF

3.1.1 Análisis del historial de presión

En el anterior capítulo se realizó la figura 3.1 en la cual se analizaron los datos de presión por pozo y fecha, donde al analizar la línea de tendencia se escogió el mejor comportamiento para una declinación. La tabla con que se trabaja en el software se presenta a continuación:

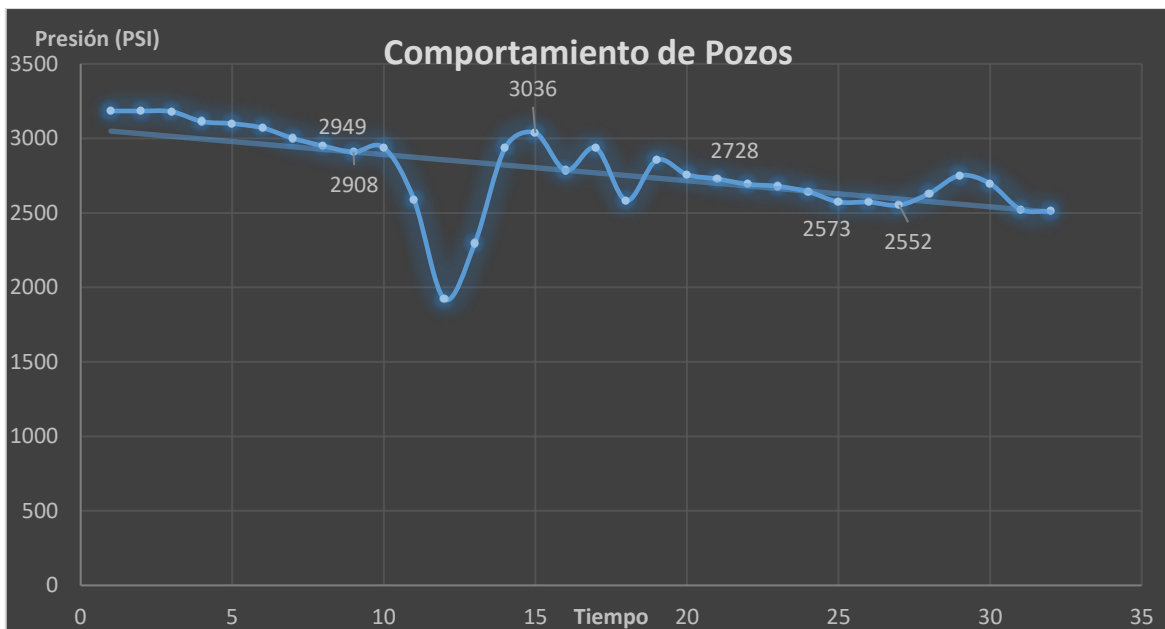


FIGURA 3.1 Gráfica de dispersión de presiones al datum.

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

Tabla 3.1 Presiones al datum del yacimiento G8.

Fecha	Pozo	Presión Promedio Datum
25/12/1984	GF-5X	3183
09/03/1986	GF-13X	3180
02/04/1989	GF-27D	3000
22/01/1991	GF-35	2908
29/09/2001	GF-148	2785
18/05/2004	GF-178	2678

Fuente: (PDVSA, 2012)

El comportamiento de presiones anormales en la gráfica de dispersión se puede explicar mediante un mapa de burbujas de líquido acumulado a través del tiempo. Se puede observar que existen zonas alejadas y de baja presión, este tipo de datos provocan incertidumbre y se los desprecia para los cálculos.

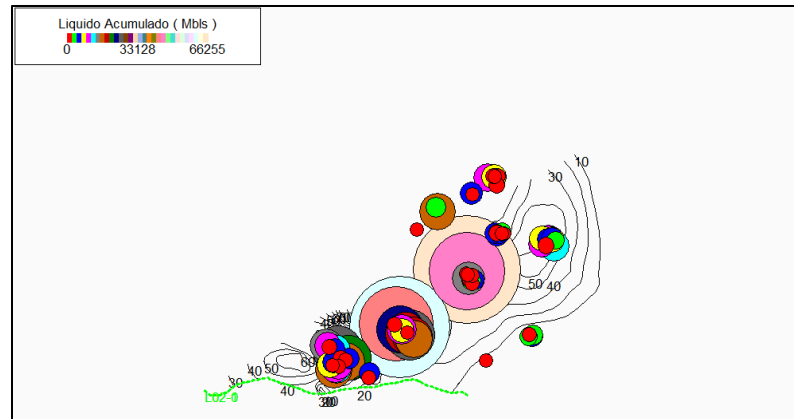


FIGURA 3.2 Mapa de burbujas
Fuente: OFM versión 2007

3.1.2 Análisis del historial de producción

En la figura 3.3 y 3.4, se puede observar un historial de producción de agua-petróleo respectivamente. En las gráficas se puede analizar que existe un aumento de la producción de agua y una disminución de producción de petróleo, por lo cual se puede notar un factor preponderante de que haya la existencia de un acuífero; es decir el yacimiento G-8 posee un mecanismo de producción hidráulico.

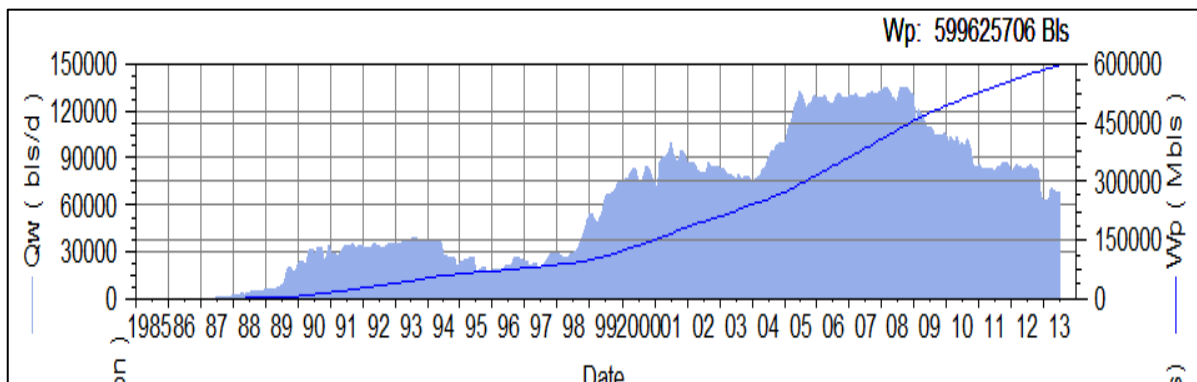


FIGURA 3.3 Historial de producción de agua
Fuente: OFM versión 2007

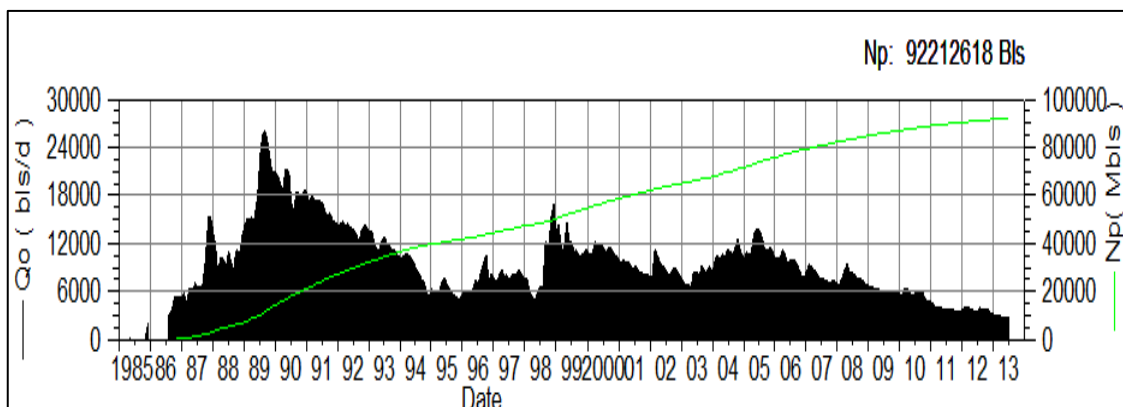


FIGURA 3.4. Historial de producción de petróleo

Fuente: OFM versión 2007

3.2 Uso del balance de materiales

Los siguientes datos de la tabla 3.2 se ingresaron al simulador, el cual genera un PVT sintético aproximando con la menor incertidumbre a la realidad.

Tabla 3.2 Parámetros petrofísicos del yacimiento G8 GF5

Yacimiento G8 GF5			
Ho (pies)	44	B_{oi} (By/Bn)	1,061
φ (%)	26	Presión (psi)	3200
S_o (%)	81	P_b (psi)	47,7
S_w (%)	19	AyS (%)	0,1
Salinidad (ppm)	515,4	A_{max} (acres)	201
°API	28,7	R_s (scf/stb)	6,8
W_p (MMBA)	595.673		

Fuente: (PDVSA, 2012)

En la gráfica 3.5 se observa el resultado del PVT sintético que realiza el programa, desde una presión de 5 psi hasta 3200 psi. Existen diferentes gráficas que muestran los resultados de esta generación de PVT sintético y son las figuras 3.5, 3.6 y 3.7.

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 ³ /scf	centipoise	lb/ft ³	lb/ft ³	RB/STB	centipoise
198	5	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0945	0.00906674	52.2728	1.86032	1.03597	0.329497
198	8.1982	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0812988	0.00919352	52.2728	2.1624	1.03596	0.329497
198	11.3964	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0713339	0.00932639	52.2728	2.46448	1.03595	0.329497
198	14.5946	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.063545	0.00946695	52.2728	2.76655	1.03594	0.329497
198	17.7928	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0572897	0.00961325	52.2728	3.06863	1.03593	0.329497
198	20.991	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0521595	0.0097658	52.2728	3.3707	1.03592	0.329497
198	24.1892	47.7002	0	1.0549	2.80921	0.1	0.0478658	0.00992456	52.2728	3.67278	1.03591	0.329497
198	27.3874	47.7002	0.612235	1.05544	2.80396	0.1	0.0442382	0.0100895	52.2641	3.97485	1.0359	0.329497
198	30.5856	47.7002	1.62463	1.05634	2.79531	0.1	0.0411044	0.0102607	52.2497	4.27693	1.03589	0.329497
198	33.7838	47.7002	2.62064	1.05723	2.78685	0.1	0.0383927	0.0104381	52.2353	4.57901	1.03588	0.329497
198	36.982	47.7002	3.60194	1.05811	2.77856	0.1	0.0360167	0.0106219	52.2209	4.88108	1.03587	0.329497
198	40.1802	47.7002	4.56993	1.05898	2.77042	0.1	0.0339177	0.0108119	52.2066	5.18316	1.03585	0.329497
198	43.3784	47.7002	5.5258	1.05984	2.76243	0.1	0.0320498	0.0110084	52.1923	5.48523	1.03584	0.329497
198	46.5766	47.7002	6.47057	1.0607	2.75457	0.1	0.0303769	0.0112115	52.1781	5.78731	1.03583	0.329497
198	49.7748	47.7002	6.8	1.061	2.75223	0.1	0.02887	0.0114213	52.1731	6.08939	1.03582	0.329497
198	52.973	47.7002	6.8	1.061	2.75283	0.1	0.0275055	0.0116379	52.1731	6.39146	1.03581	0.329497
198	56.1712	47.7002	6.8	1.061	2.75343	0.1	0.0262642	0.0118615	52.1731	6.69354	1.0358	0.329497
198	59.3694	47.7002	6.8	1.061	2.75403	0.1	0.0251301	0.0120921	52.1731	6.99561	1.03579	0.329497
198	62.5676	47.7002	6.8	1.061	2.75464	0.1	0.0240899	0.0123299	52.1731	7.29769	1.03578	0.329497
198	65.7658	47.7002	6.8	1.061	2.75524	0.1	0.0231324	0.0125752	52.1731	7.59976	1.03577	0.329497
198	68.964	47.7002	6.8	1.061	2.75584	0.1	0.0224481	0.012828	52.1731	7.90184	1.03576	0.329497
198	72.1622	47.7002	6.8	1.061	2.75644	0.1	0.0214289	0.0130885	52.1731	8.20392	1.03575	0.329497
198	75.3604	47.7002	6.8	1.061	2.75704	0.1	0.0206679	0.0133571	52.1731	8.50599	1.03574	0.329497
198	78.5586	47.7002	6.8	1.061	2.75765	0.1	0.019959	0.0136337	52.1731	8.80807	1.03573	0.329497
198	81.7568	47.7002	6.8	1.061	2.75825	0.1	0.0193972	0.0139187	52.1731	9.11014	1.03572	0.329497

FIGURA 3.5 Resultado de análisis sintético
Fuente: Mbal 2010 v10.5

3.3 Estimación del petróleo original en sitio usando EBM

En esta sección se corre la simulación de Balance de Materiales, en la cual nos indica cómo se comporta el yacimiento G8 a través del tiempo.

Run History Simulation

Done Cancel Help Report Layout Plot Calc Save

Stream Simulation

Time	Tank Pressure	Oil Recovery Factor	Avg Oil Rate	Avg Gas Rate	Avg Water Rate	Avg Liq Rate	Avg Gas Inj Rate	Avg Water Inj Rate	Oil Saturation	Gas Saturation	Water Saturation	Oil FVF
date d/m/y	psig	percent	STB/day	MMscf/day	STB/day	STB/day	MMscf/day	STB/day	fraction	fraction	fraction	RB/STB
01/04/1985	3200	0							0.81	0	0.19	1.06097
01/05/1985	3199.39	0.00398223	165.833	0	0	165.833	0	0	0.809973	0	0.190027	1.06097
01/06/1985	3199.93	0.00398223	0	0	0	0	0	0	0.809971	0	0.190029	1.06097
01/07/1985	3199.96	0.00398223	0	0	0	0	0	0	0.809971	0	0.190029	1.06097
01/08/1985	3199.97	0.00398223	0	0	0	0	0	0	0.809971	0	0.190029	1.06097
01/09/1985	3199.97	0.00398223	0	0	0	0	0	0	0.809971	0	0.190029	1.06097
01/10/1985	3199.98	0.00398223	0	0	0	0	0	0	0.809971	0	0.190029	1.06097
01/11/1985	3199	0.00639718	215.71	0	0.225806	215.935	0	0	0.809925	0	0.190075	1.06097
01/12/1985	3199.25	0.0115877	147.7	0	0	147.7	0	0	0.809908	0	0.190091	1.06097
01/01/1986	3199.93	0.0115877	0	0	0	0	0	0	0.809906	0	0.190093	1.06097
01/02/1986	3199.44	0.0139984	108	0	0	108	0	0	0.809888	0	0.190111	1.06097
01/03/1986	3199.93	0.0139984	0	0	0	0	0	0	0.809887	0	0.190113	1.06097
01/04/1986	3199.96	0.0139984	0	0	0	0	0	0	0.809887	0	0.190113	1.06097
01/05/1986	3199.96	0.0139984	0	0	0	0	0	0	0.809887	0	0.190113	1.06097
01/06/1986	3199.96	0.0139984	0	0	0	0	0	0	0.809887	0	0.190113	1.06097
01/07/1986	3199.97	0.0139984	0	0	0	0	0	0	0.809887	0	0.190113	1.06097
01/08/1986	3189.95	0.0571256	1932.1	0	28.6129	1960.71	0	0	0.809564	0	0.190433	1.06097
01/09/1986	3191.64	0.0909353	1514.68	0	19.1935	1533.87	0	0	0.809285	0	0.19071	1.06097
01/10/1986	3181.35	0.166277	3487.8	0	20.3333	3508.13	0	0	0.808702	0	0.19129	1.06097
01/11/1986	3177.35	0.258162	4116.45	0	22.5161	4138.97	0	0	0.807968	0	0.192019	1.06097
01/12/1986	3171.35	0.370032	5178.83	0	28.4333	5207.27	0	0	0.807078	0	0.192904	1.06097
01/01/1987	3170.49	0.487182	5248.32	0	9.51613	5257.84	0	0	0.806131	0	0.193845	1.06097
01/02/1987	3170.17	0.604209	5242.84	0	4.19355	5247.03	0	0	0.805184	0	0.194786	1.06097
01/03/1987	3174.89	0.690709	4290.36	0	13.3214	4303.68	0	0	0.804471	0	0.195495	1.06097
01/04/1987	3179.2	0.768455	3483.03	0	13.5806	3496.61	0	0	0.80383	0	0.196132	1.06097

FIGURA 3.6 Resultado de simulación de balance de materiales
Fuente: Mbal 2010 v10.5

Para mostrar un resultado apreciable, se analiza 3 gráficas en el software:

- Método Analítico.
- Método Gráfico.
- Gráfica de Energía.

En el método analítico se puede observar que hay una declinación mínima y constante debido a la existencia del acuífero, y el estado del match es de nivel medio; es decir es un resultado aceptable.

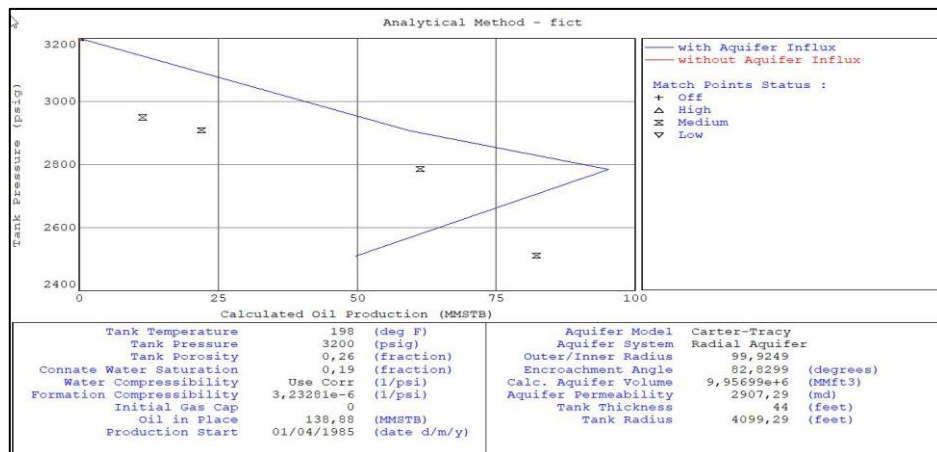


FIGURA 3.7 Método analítico sin regresión

Fuente: Mbal 2010 v10.5

Para obtener un mejor ajuste de nuestros resultados se utiliza regresiones en el método analítico, para la cual la mejor correlación que se obtuvo en pasos anteriores fue la de “Glaso”, se muestra un resultado significativo y se acerca el POES al original.

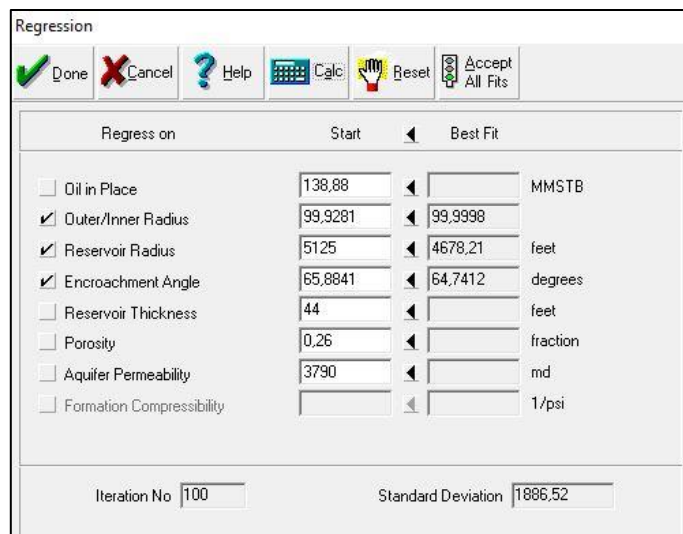


FIGURA 3.8 Regresiones del método analítico

Fuente: Mbal 2010 v10.5

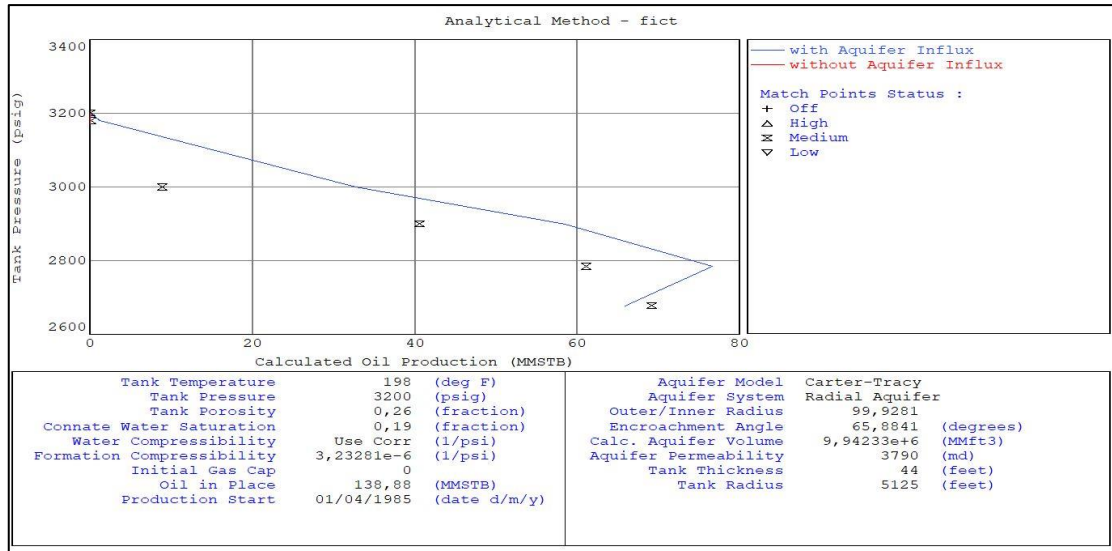


FIGURA 3.9 Método analítico con regresión
 Fuente: Mbal 2010 v10.5

Así mismo el POES presenta cambios significativos y que disminuyen en gran cantidad el error en el método gráfico.

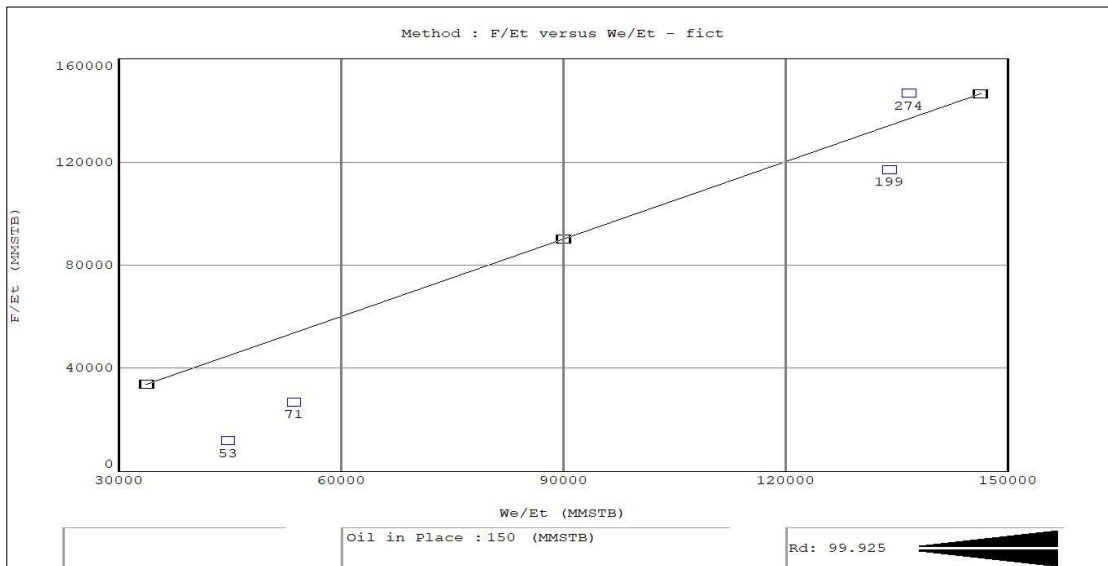


FIGURA 3.10 Método gráfico de POES sin regresión
 Fuente: Mbal 2010 v10.5

En este método presenta un resultado de POES de 140 MMSTB, en contraste con el POES referencial que es de 138,88 MMSTB; es decir se obtiene un error de 0.8%. Es un resultado muy aceptable ya que se acerca en gran cantidad al original.

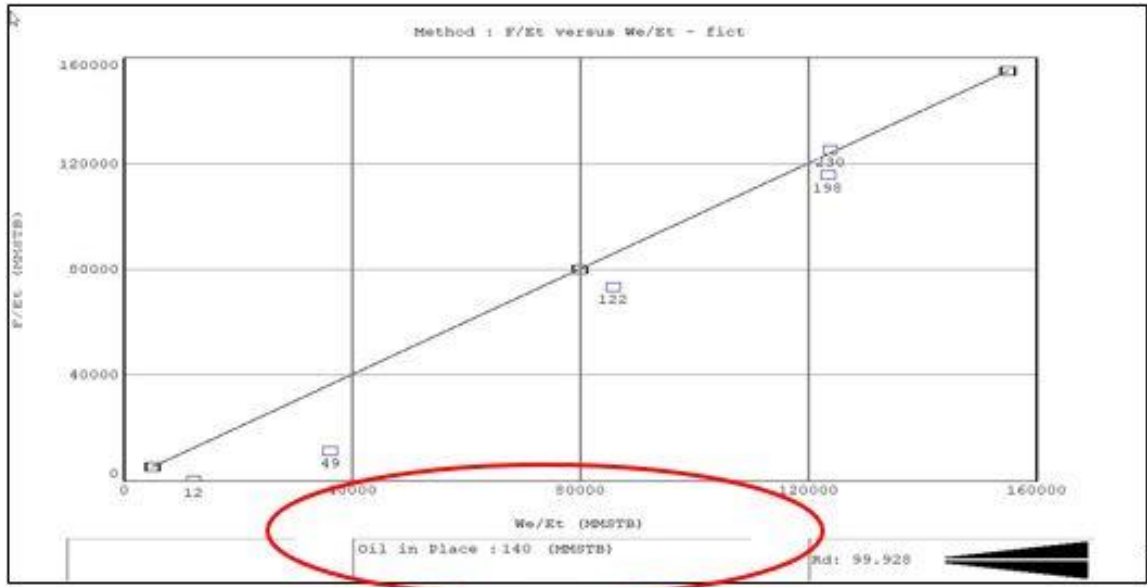


FIGURA 3.11 Método gráfico de POES con regresión

Fuente: Mbal 2010 v10.5

Por último, se analiza el gráfico de energía, en el cual podemos confiar en que nuestro yacimiento se maneja por un mecanismo hidráulico debido a la alta cantidad de influjo de agua; que sería la principal energía de este yacimiento.

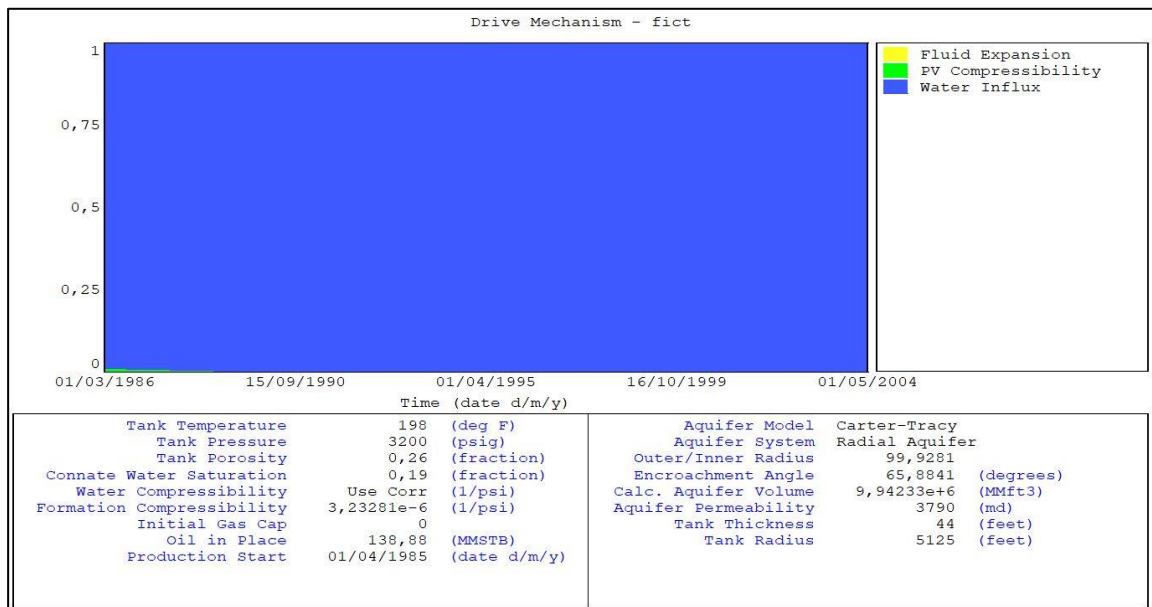


FIGURA 3.12 Gráfica de energía

Fuente: Mbal 2010 v10.5

Por último, para acercar la respuesta a mayor exactitud, se realiza un análisis de sensibilidades como en la figura 3.13, pero cabe recalcar que no existe mucha diferencia.

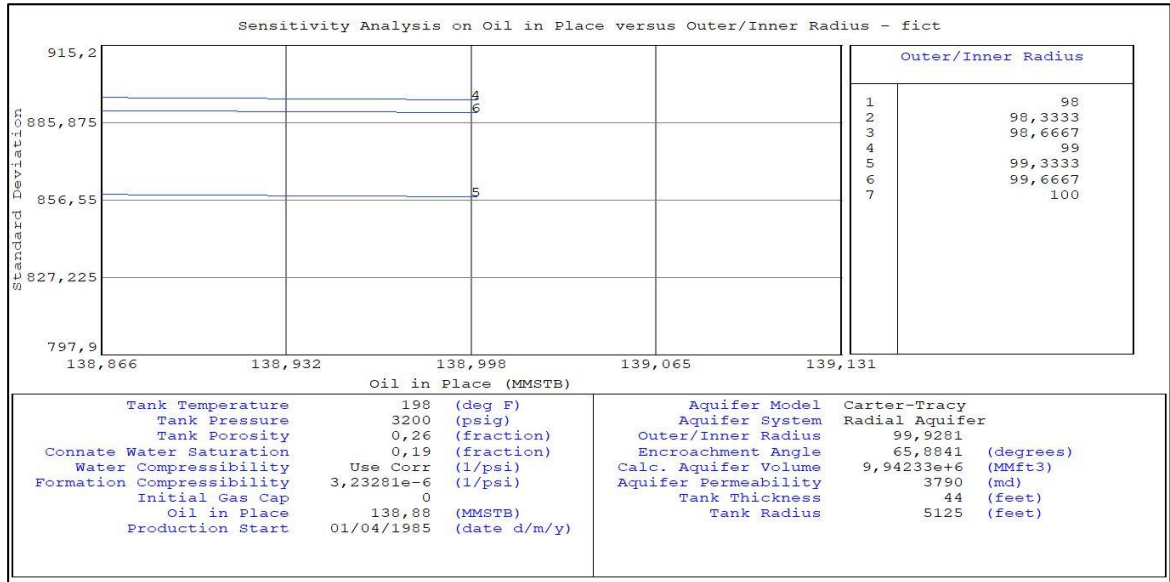


FIGURA 3.13 Análisis de sensibilidad para radio externo-interno

Fuente: Mbal 2010 v10.5

3.4 Cálculo de reservas recuperables y no recuperables

El POES usado para determinar las reservas se obtuvo mediante estudio bibliográfico.

$$R_{Recuperables} = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w - S_{or})}{B_o}$$

$$R_{Recuperables} = \frac{7758 \times 2018 \times 44 \times 0.26 \times (1 - 0.19 - 0.2418)}{B_o} = 97475998.44 \text{ bbl}$$

$$\boxed{R_{Rec} = 97.48 \text{ MMbbls}}$$

$$R_{NRec} = N - R_{Rec}$$

$$R_{NRec} = 138.88 - 97.48$$

$$\boxed{R_{NRec} = 41.4 \text{ MMbbls}}$$

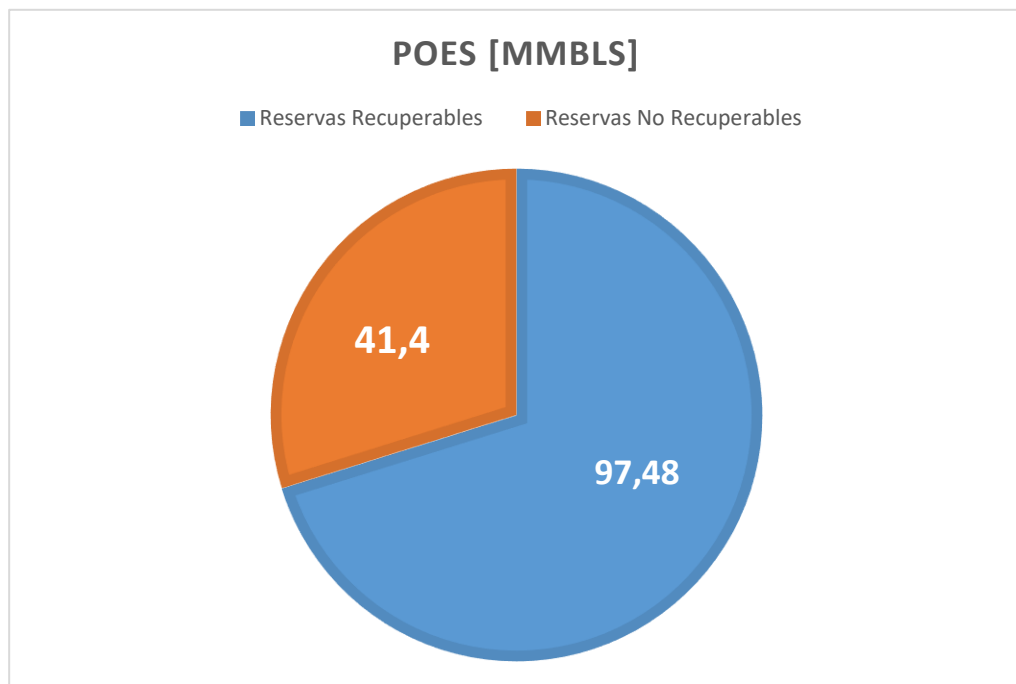


FIGURA 3.14 Reservas recuperables y no recuperables yacimiento G-8

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

3.5 Análisis de curvas de declinación de producción

3.5.1 Selección de pozos

Los datos del yacimiento y por pozo como: tasa de fluido promedio, producción de varias arenas o en commingled fueron revisados, para encontrar que, del total de 75 pozos, 28 son pozos productores de los cuales 20 no producen en commingled.

Tabla 3.3 Pozos productores, No commingled

Pozo	No Commingled
GF 19	
GF 21	
GF 53	
GF 58	
GF 62	
GF 66	
GF 83	
GF 90	
GF 133	
GF 134	
GF 0138	
GF 0148	
GF 0149	
GF 0162	
GF 0164	
GF 0165	
GF 0172	
GF 0177	
GF 0183	
GF 0187	
GF 0191	
GF 0197	
GF 0198	
GF 0201	
GF 0203	
GF 0206	
GF 0219	
GF 224R	

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

Para los pozos que cumplieron la condición de ser productores y solo producir del yacimiento G-8 se ha determinado su análisis de producción posterior a generar las curvas de producción de tasa de fluido por día, tasa de petróleo por día y porcentaje de agua y sedimentos. Se analiza el sistema de levantamiento donde se debe observar frecuencia estable, nivel dinámico estable y presión de cabeza estable durante un periodo de tiempo de al menos dos años.

En la figura que se presenta a continuación se observó que para el intervalo seleccionado no se cumple la condición de nivel dinámico estable, a pesar de ser un pozo productor, por lo que fue descartado para representar la declinación natural del reservorio.

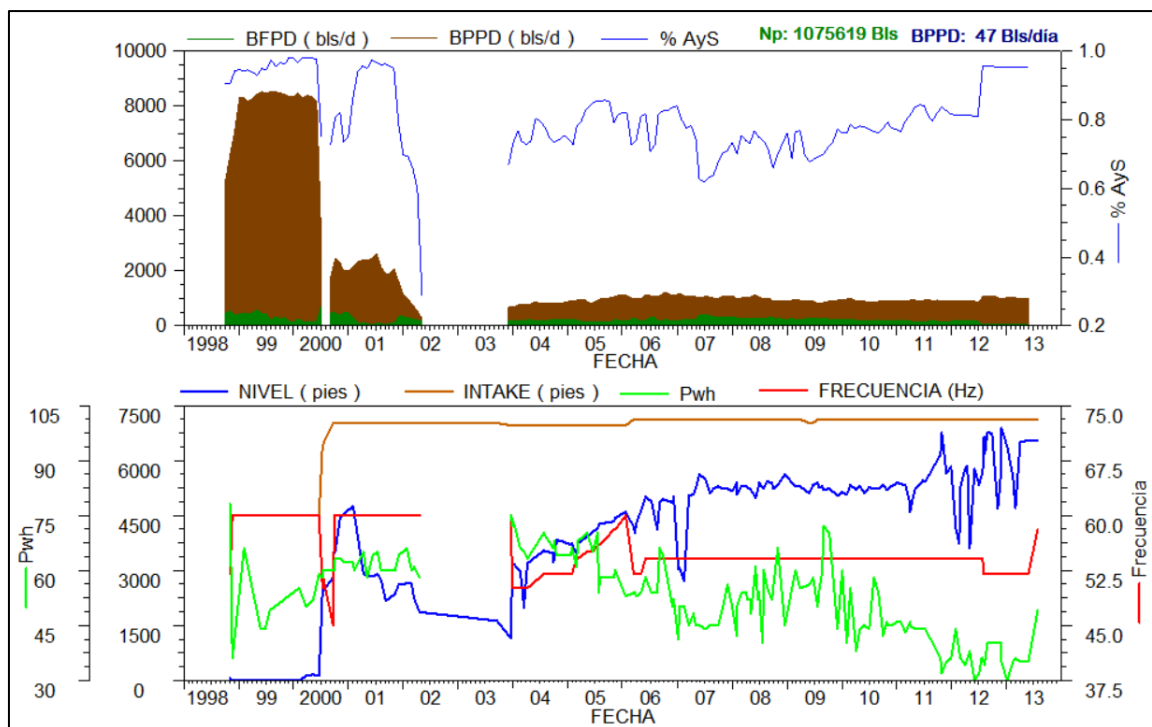


FIGURA 3.15 Curvas de producción del pozo GF 19

Fuente: OFM versión 2007

En el siguiente grupo de figuras se observan las curvas de producción para diferentes pozos productores que solo producen del yacimiento G8, en las que se encontró que los pozos: GF 83, GF 133, GF 0148, GF 0172, representan de mejor forma la declinación natural del yacimiento.

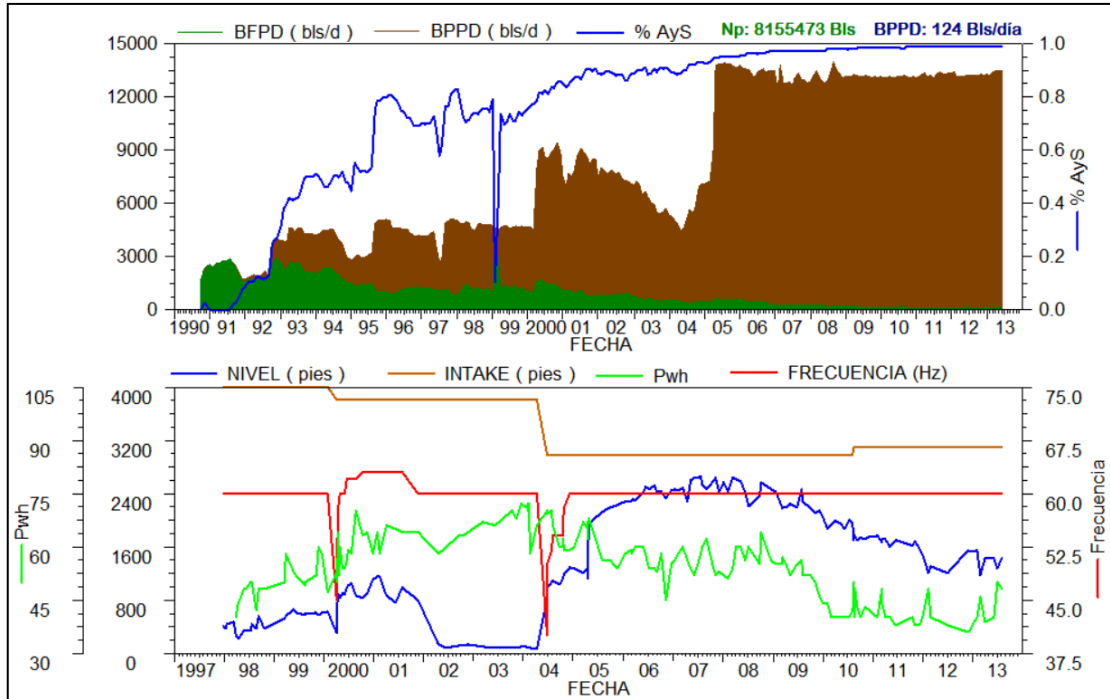


FIGURA 3.16 Curvas de producción del pozo GF 21
 Fuente: OFM versión 2007

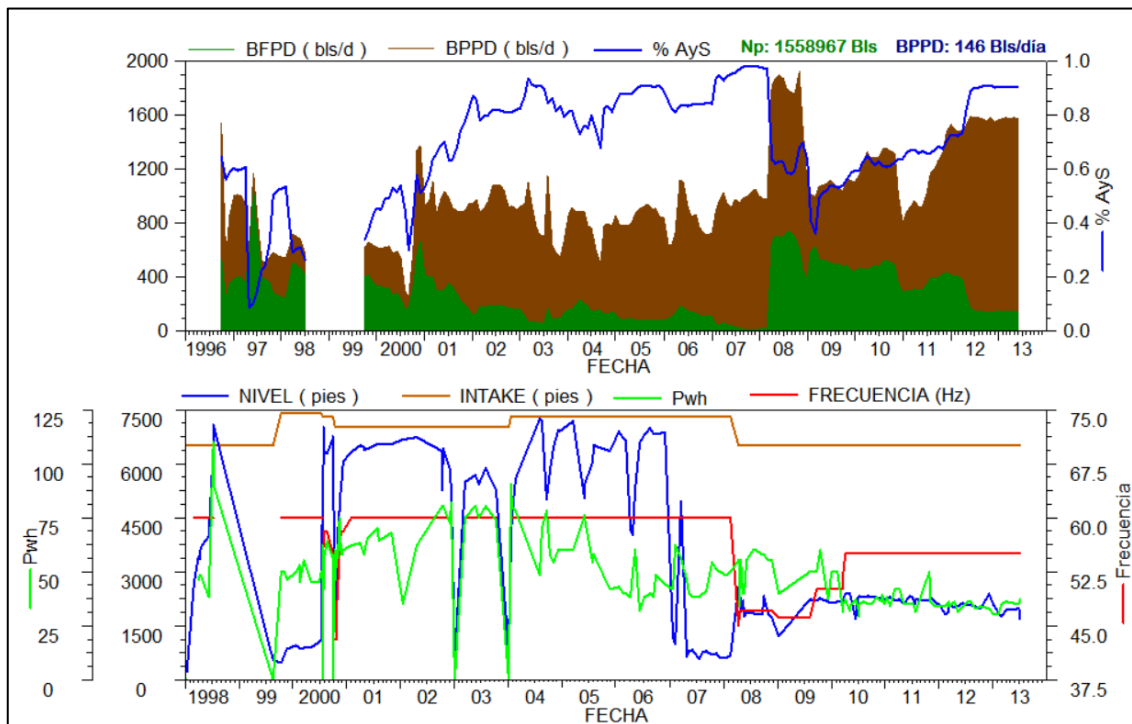


FIGURA 3.17 Curvas de producción del pozo GF 53
 Fuente: OFM versión 2007

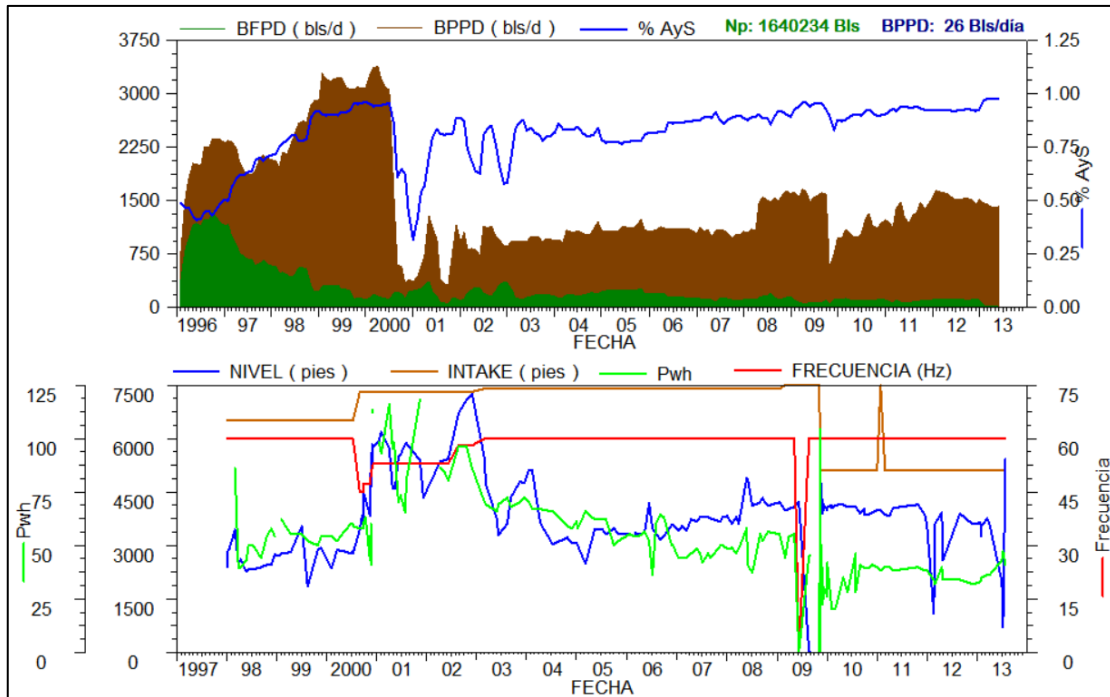


FIGURA 3.18 Curvas de producción del pozo GF 62
 Fuente: OFM versión 2007

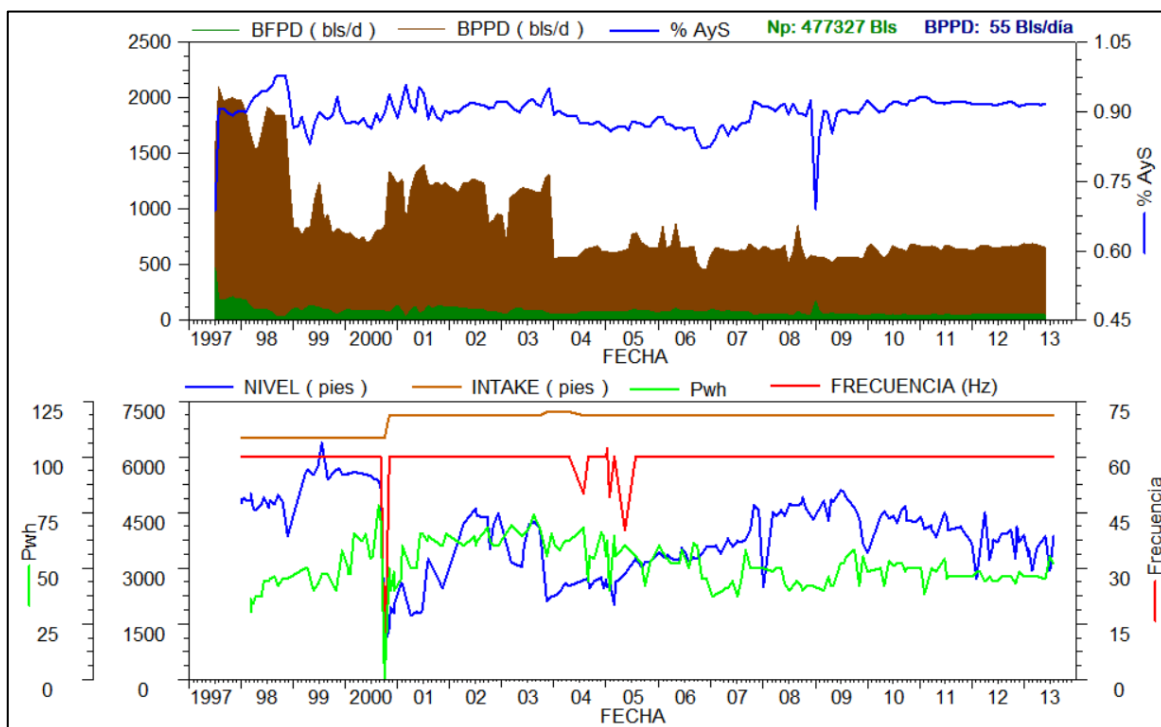


FIGURA 3.19 Curvas de producción del pozo GF 66
 Fuente: OFM versión 2007

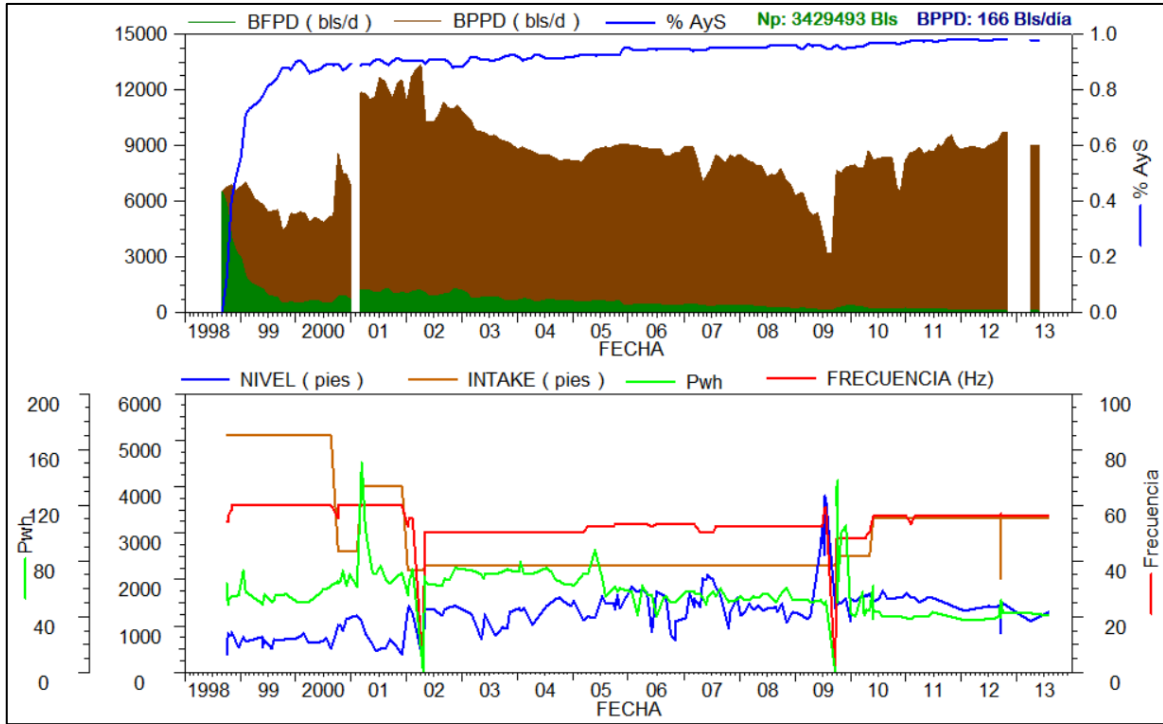


FIGURA 3.20 Curvas de producción del pozo GF 83
Fuente: OFM versión 2007

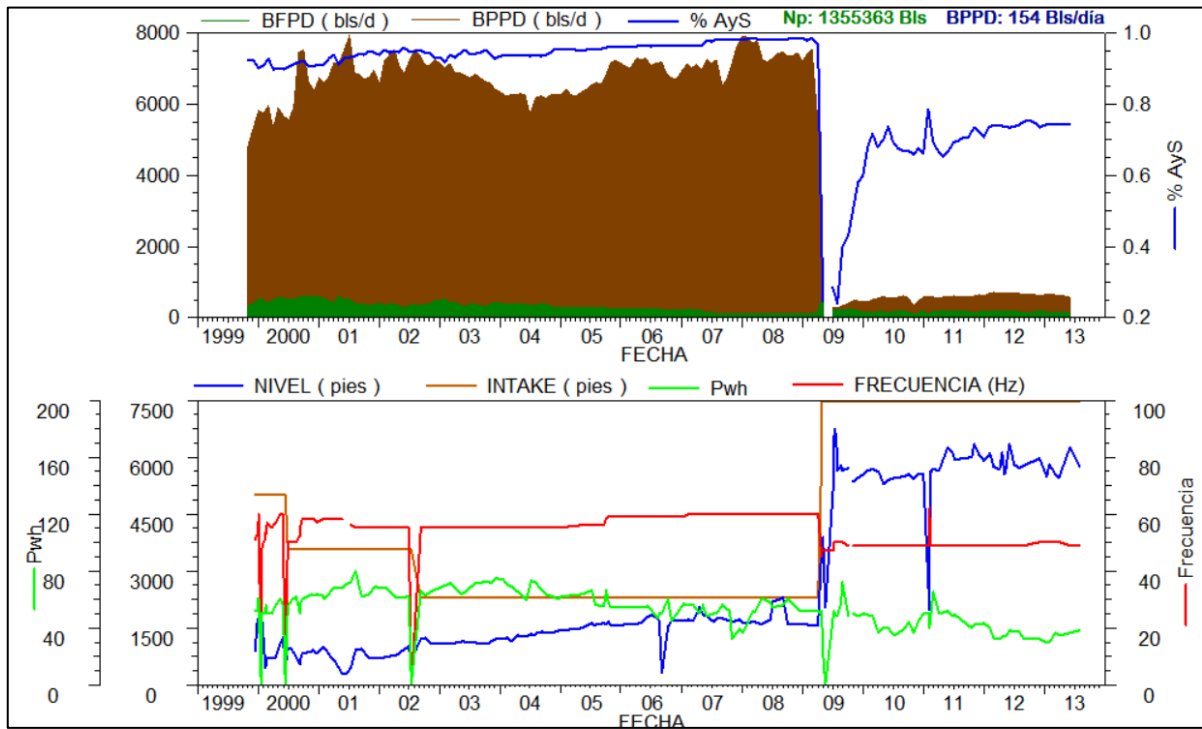


FIGURA 3.21 Curvas de producción del pozo GF 0133
Fuente: OFM versión 2007

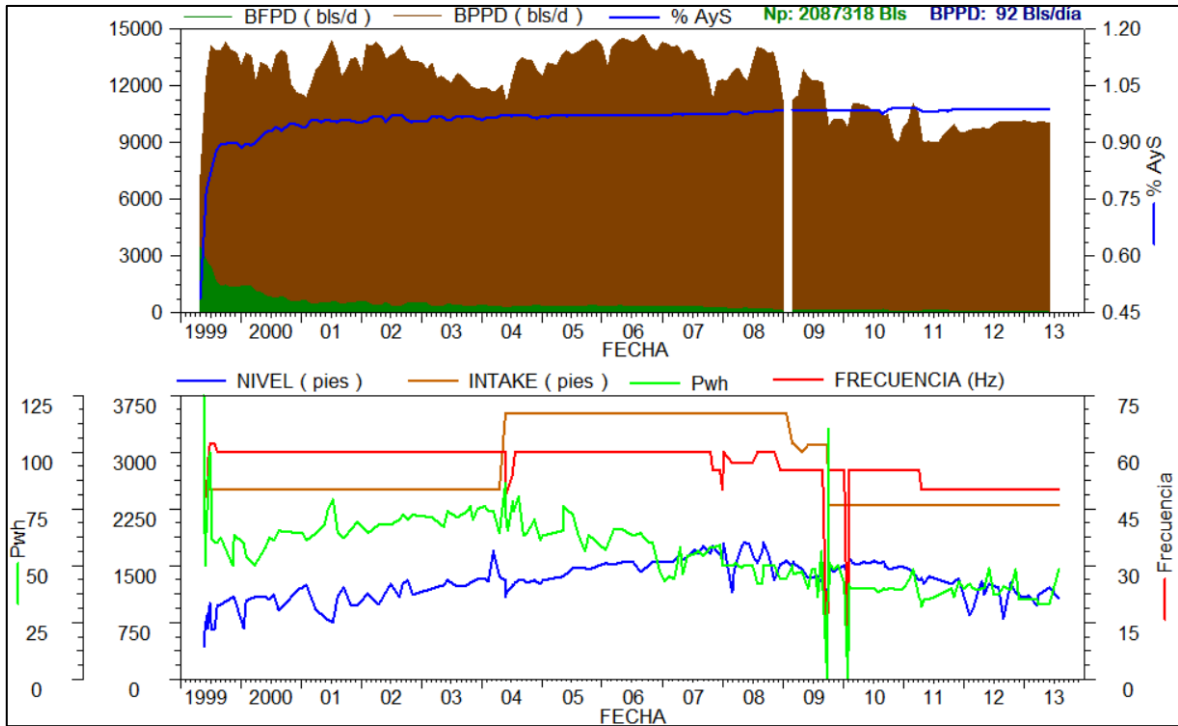


FIGURA 3.22 Curvas de producción del pozo GF 0138
 Fuente: OFM versión 2007

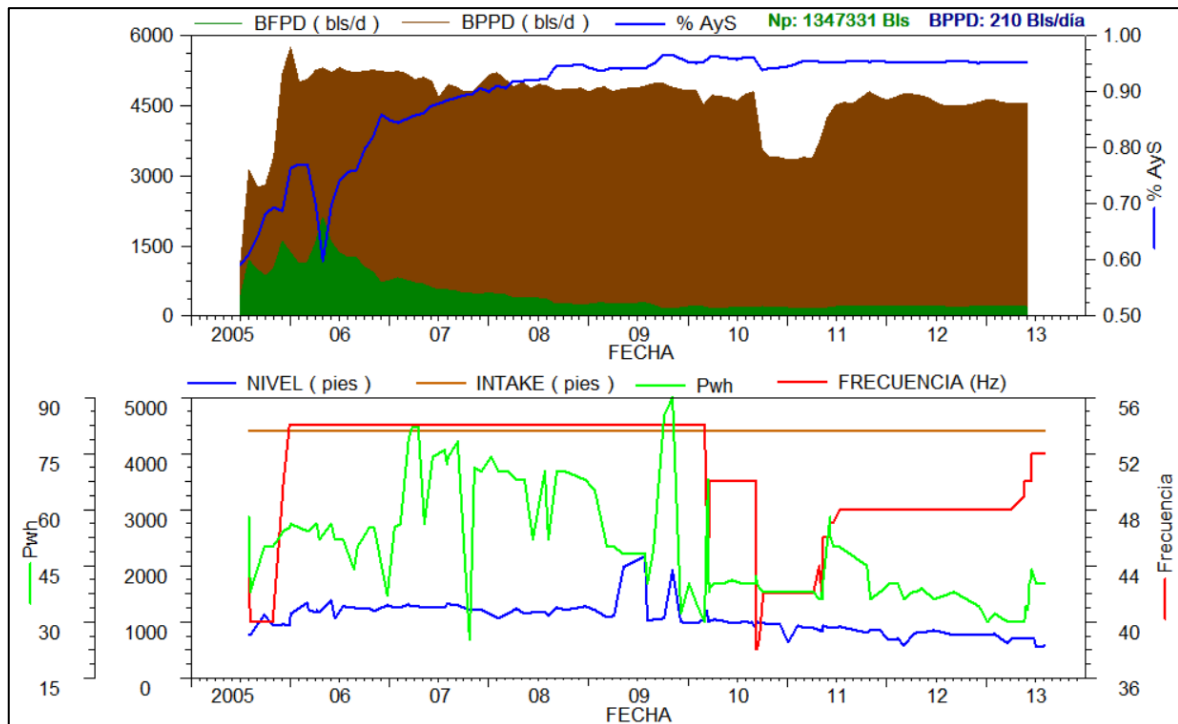


FIGURA 3.23 Curvas de producción del pozo GF 0148
 Fuente: OFM versión 2007

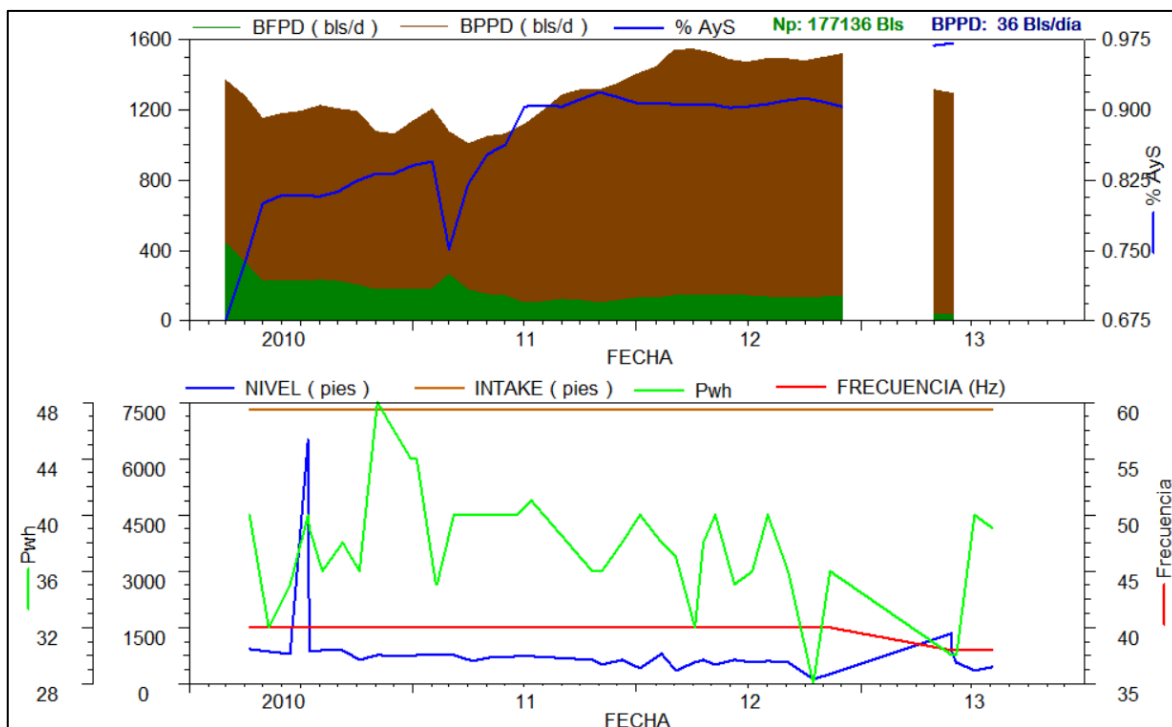


FIGURA 3.24 Curvas de producción del pozo GF 0149

Fuente: OFM versión 2007

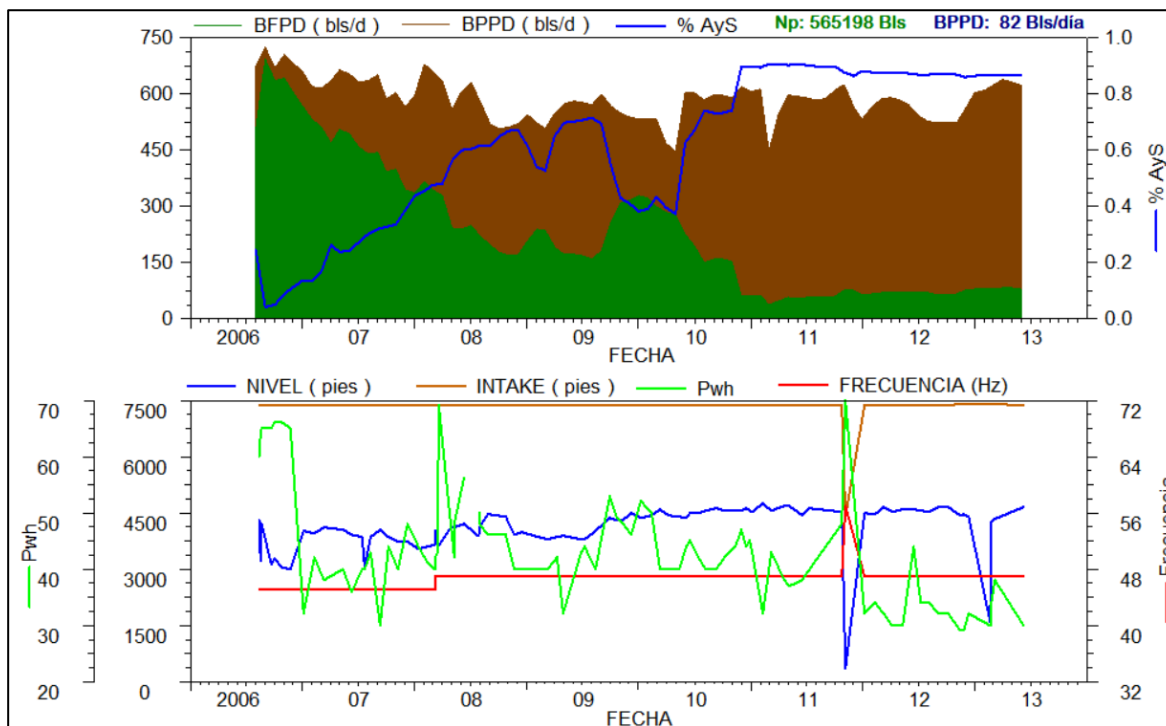


FIGURA 3.25 Curvas de producción del pozo GF 0162

Fuente: OFM versión 2007

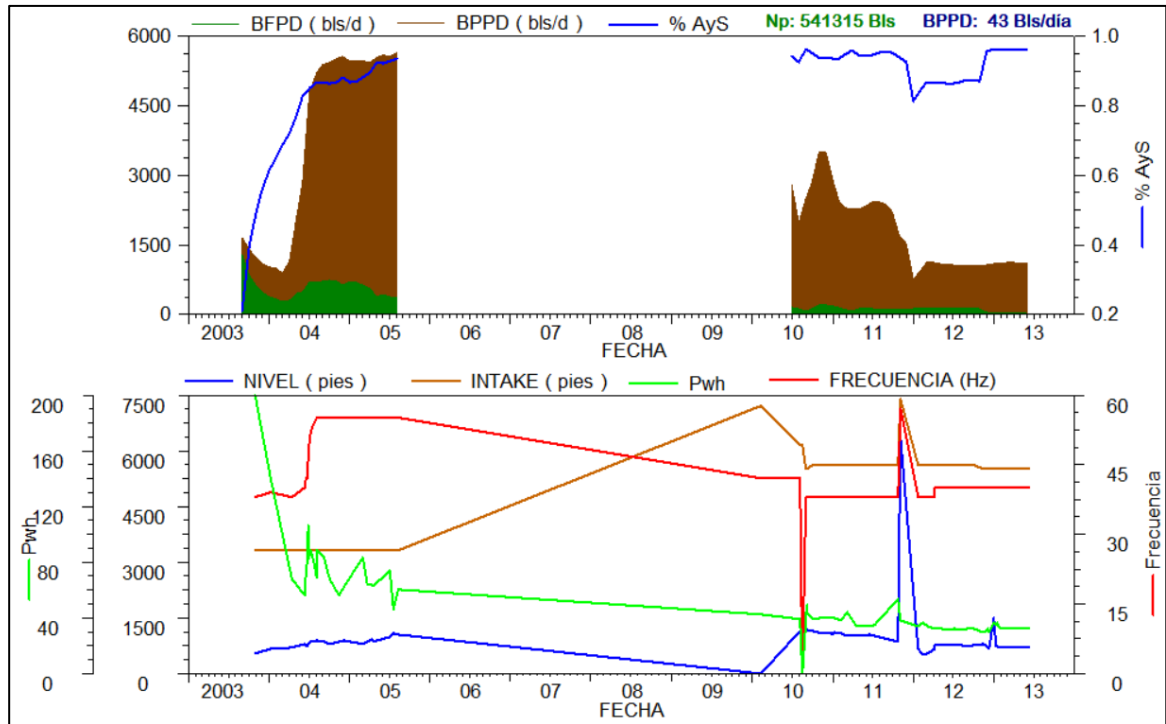


FIGURA 3.26 Curvas de producción del pozo GF 0164
 Fuente: OFM versión 2007

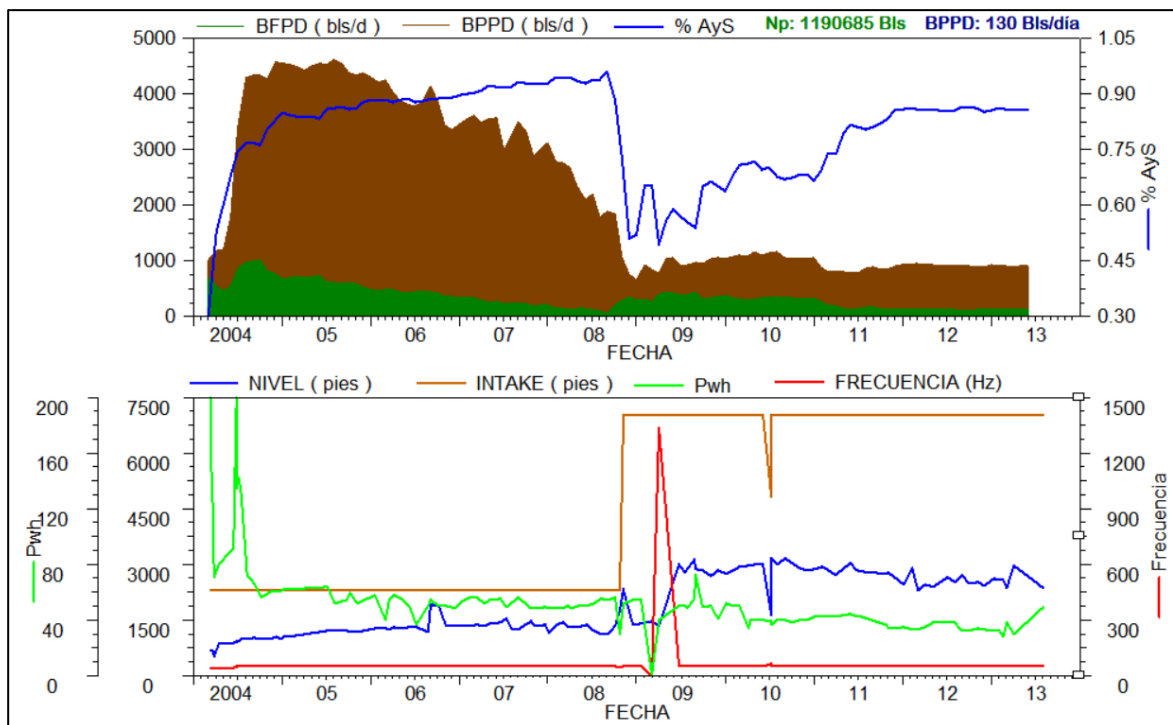


FIGURA 3.27 Curvas de producción del pozo GF 0172
 Fuente: OFM versión 2007

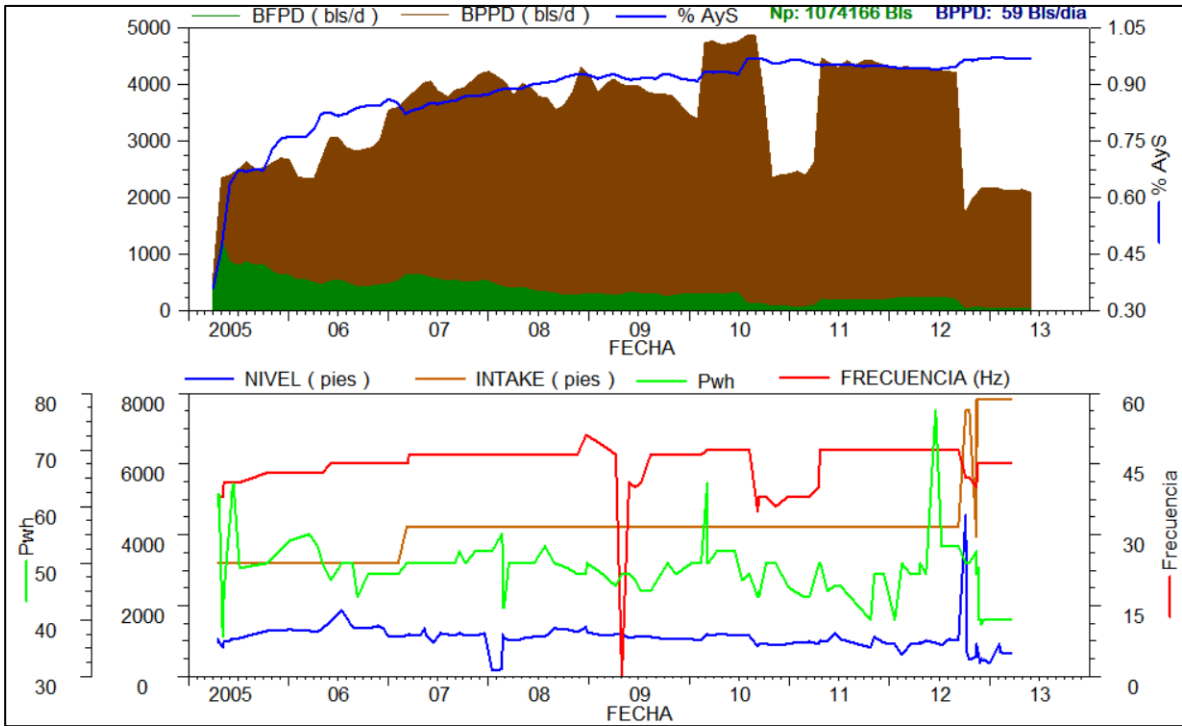


FIGURA 3.28 Curvas de producción del pozo GF 0183

Fuente: OFM versión 2007

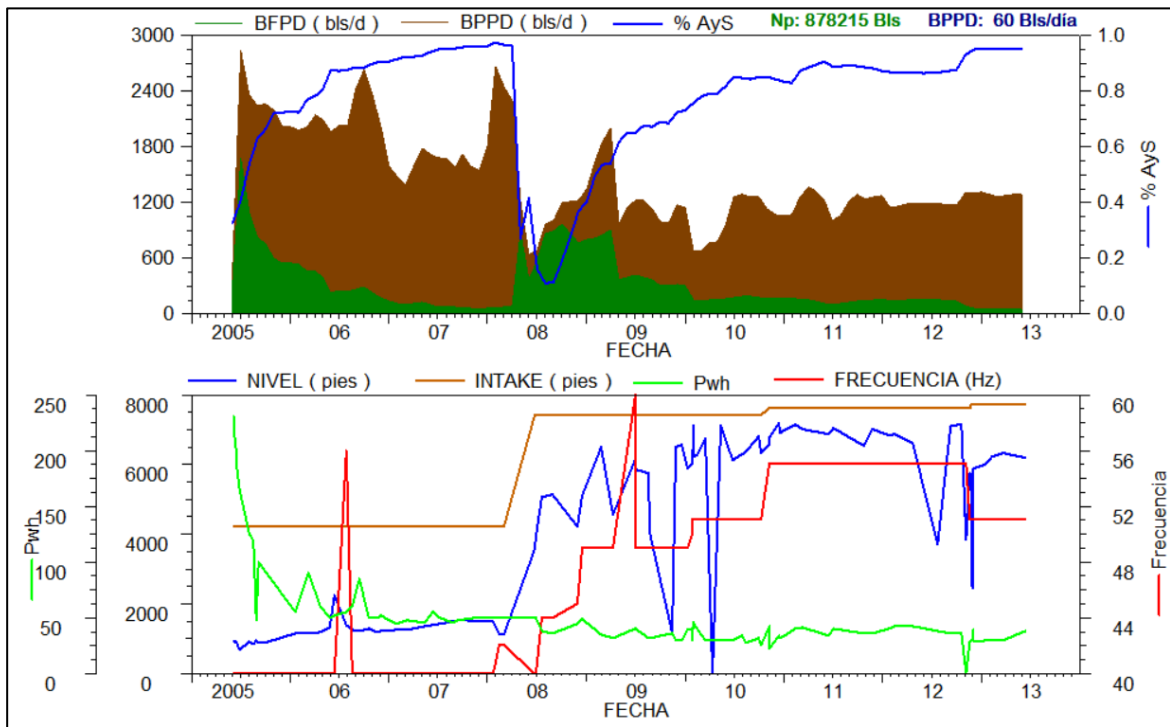


FIGURA 3.29 Curvas de producción del pozo GF 0197

Fuente: OFM versión 2007

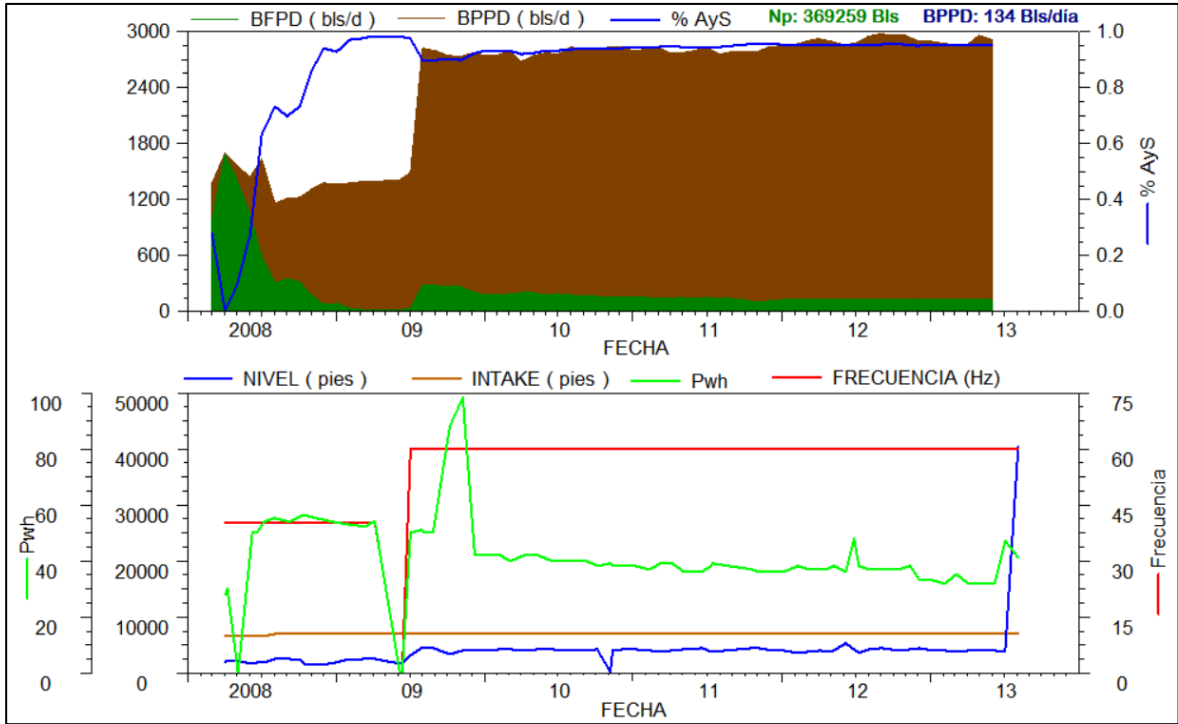


FIGURA 3.30 Curvas de producción del pozo GF 0201
Fuente: OFM versión 2007

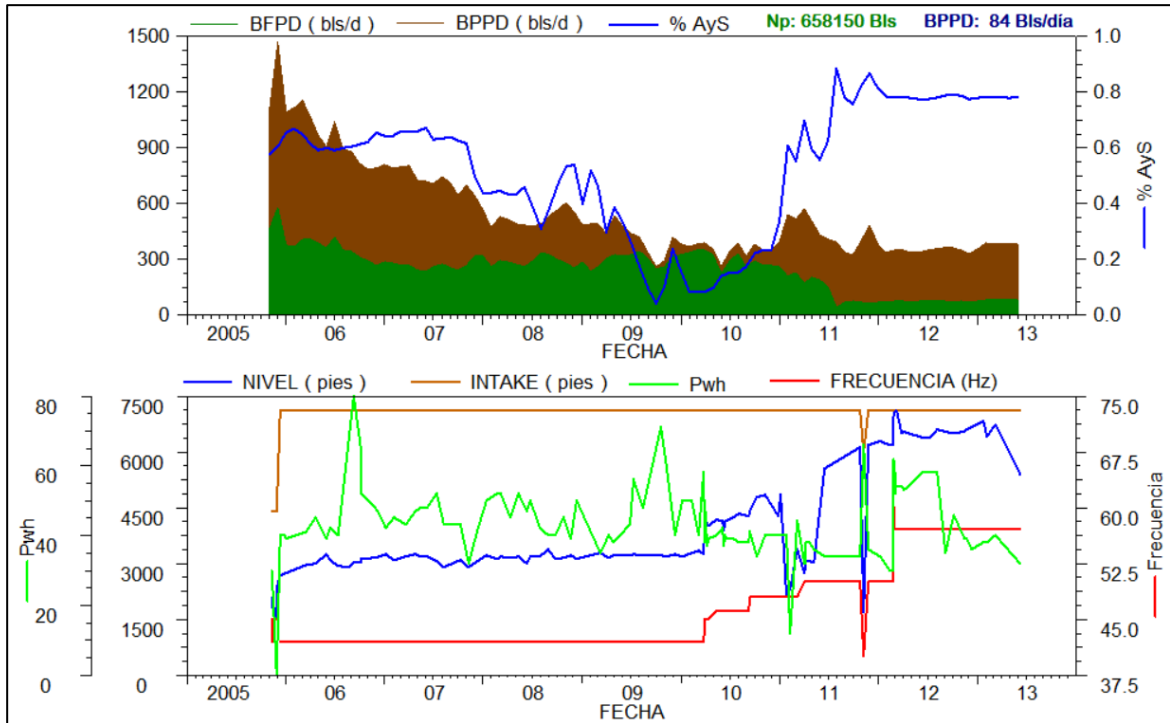


FIGURA 3.31 Curvas de producción del pozo GF 0203
Fuente: OFM versión 2007

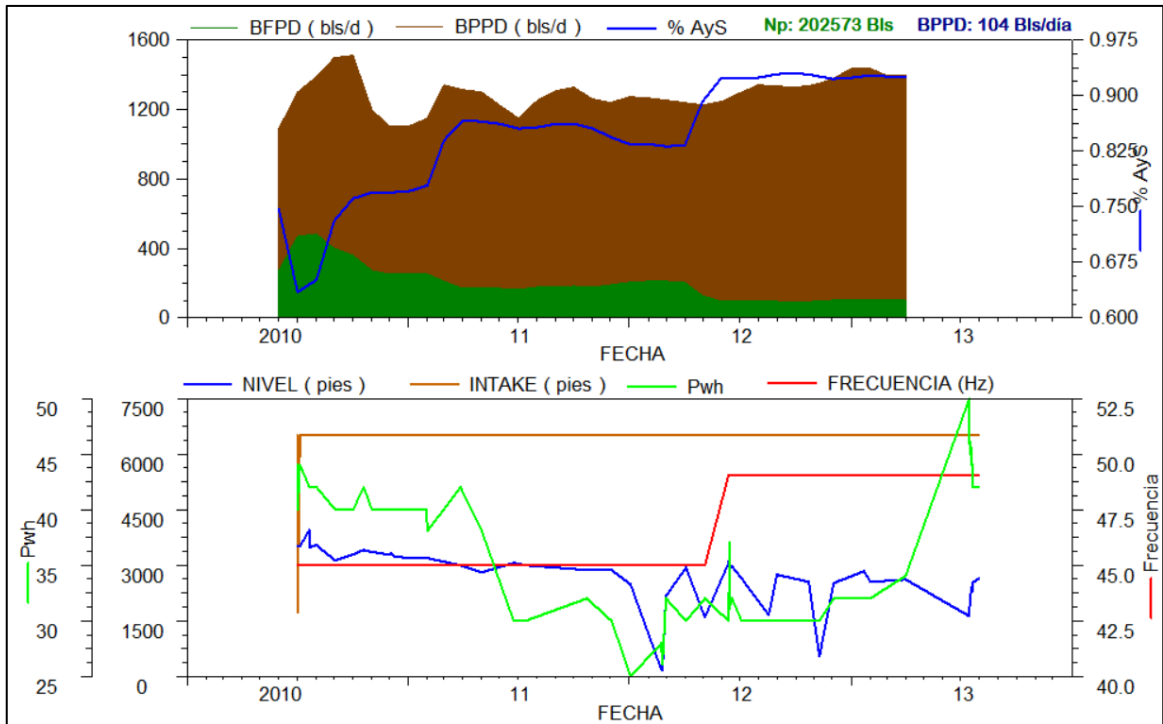


FIGURA 3.32 Curvas de producción del pozo GF 0206
Fuente: OFM versión 2007

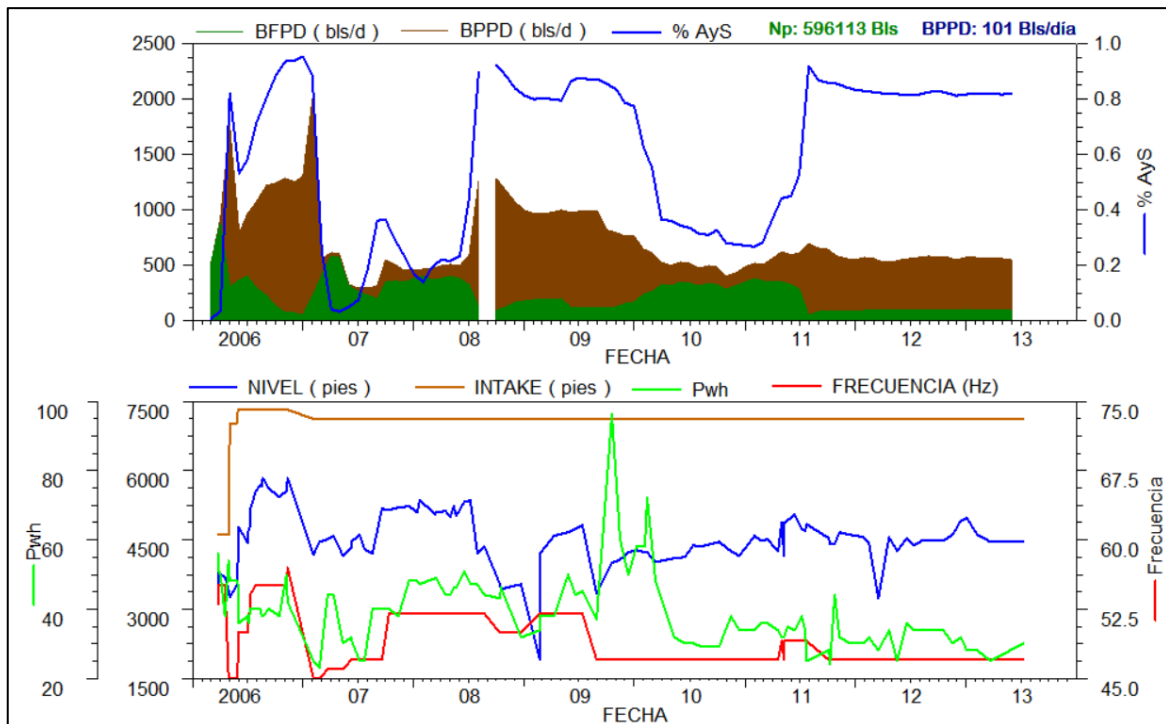


FIGURA 3.33 Curvas de producción del pozo GF 219
Fuente: OFM versión 2007

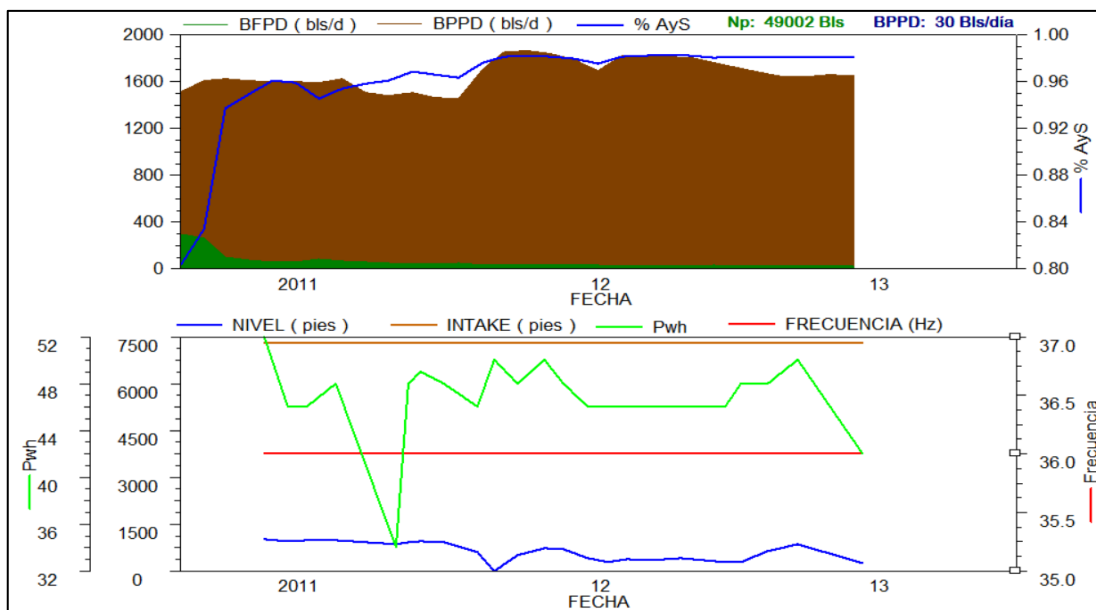


FIGURA 3.34 Curvas de producción del pozo GF 224R

Fuente: OFM versión 2007

Los pozos que cumplieron con las condiciones de comportamiento de declinación natural del yacimiento como estabilidad de p_{wh} , presión de intake, frecuencia y BFPD, aumento de bsw, disminución de BPPD en un periodo considerable de tiempo, fueron los pozos: GF 83, GF 133, GF 0148 y GF 0172. Al comparar con los modelos de Chan se obtuvo que la procedencia del agua en los 4 pozos que mejor representan el modelo de declinación natural del yacimiento existe efecto de canalización, tal como se observa en la tabla 3.4.

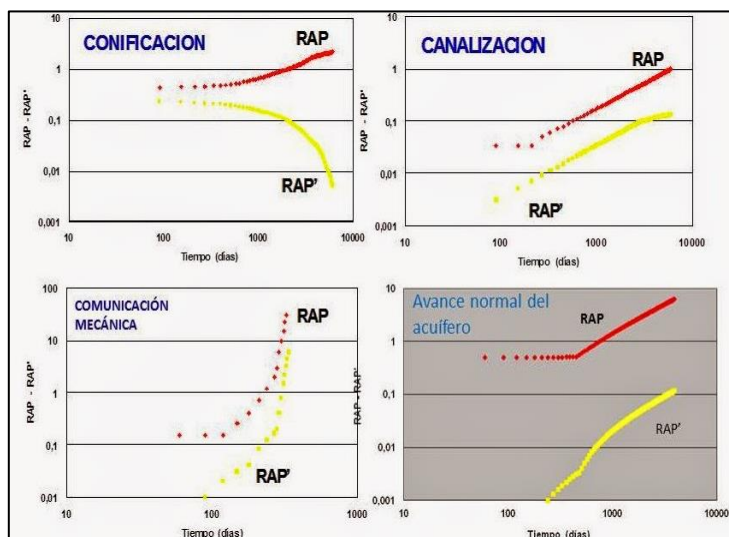
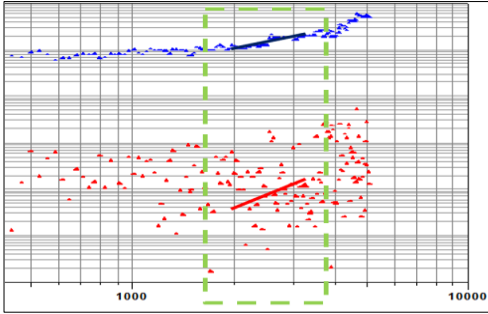
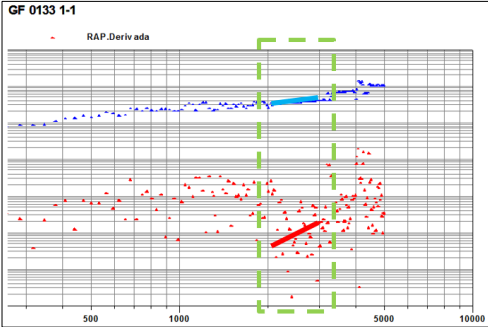
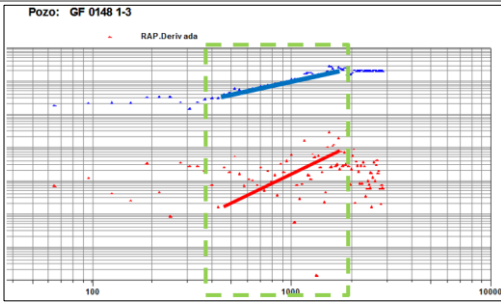
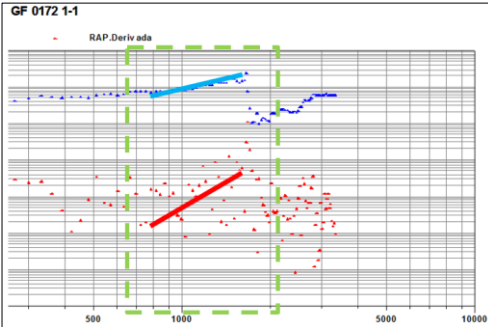


FIGURA 3.35 Curvas de Chan. RAP/RAP' vs tiempo

Fuente: Presentación Workover OZ ESPOIL Sept 2014

Tabla 3.4 Procedencia de agua de pozos

Pozo	Gráficas de Chan de cada pozo	Tipo de procedencia del agua
GF 83		Canalización
GF 133		Canalización
GF 0148		Canalización
GF 0172		Canalización

Fuente: OFM versión 2007

En la tabla 3.5 que se muestra a continuación se muestra el periodo para los cuales los pozos escogidos cumplieron con las condiciones necesarias para representar el modelo de declinación natural del yacimiento G8.

Tabla 3.5 Pozos representativos

Pozo	Equipo de Levantamiento	Periodo de análisis
GF 83	BES	1/6/2003-1/1/2007
GF 0148	BES	1/1/2007-1/1/2009
GF 0172	BES	1/1/2006-1/1/2008
GF 133	BES	1/1/2006-1/1/2008

Fuente: OFM versión 2007

La figura 3.36 representa la selección de pozos que se utilizó en la determinación del modelo de yacimiento.

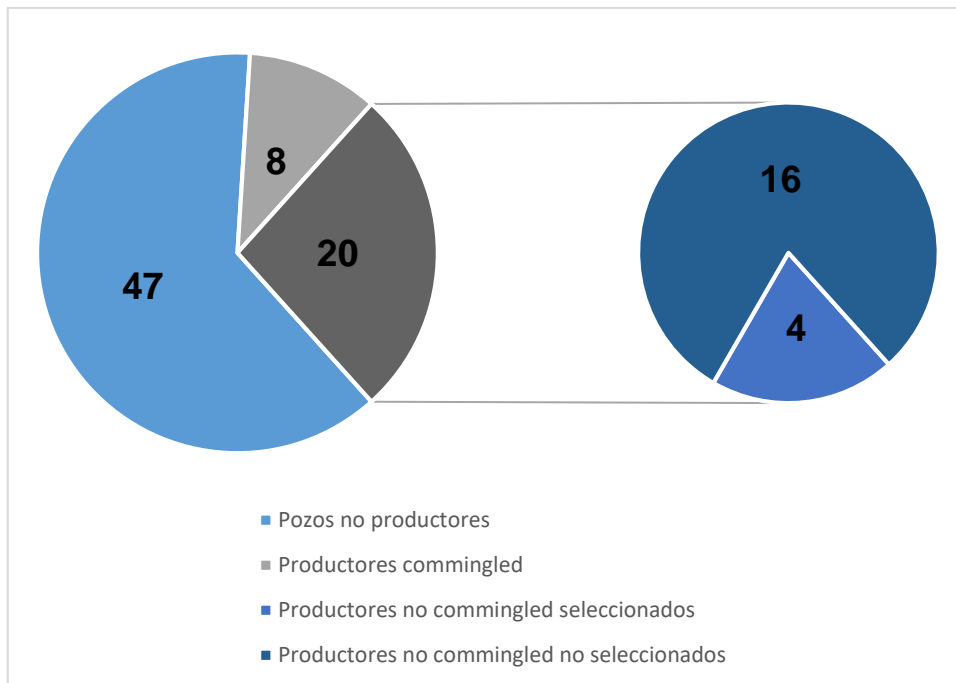


FIGURA 3.36 Distribución de pozos para selección

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

3.5.2 Selección del modelo de declinación del yacimiento G8

Utilizando los pozos representativos se procedió con la selección del modelo de declinación para cada intervalo mostrado en la tabla 3.5, posterior a la selección del modelo, se validó el mismo utilizando las curvas de Fetkovich donde se obtuvieron las siguientes figuras.

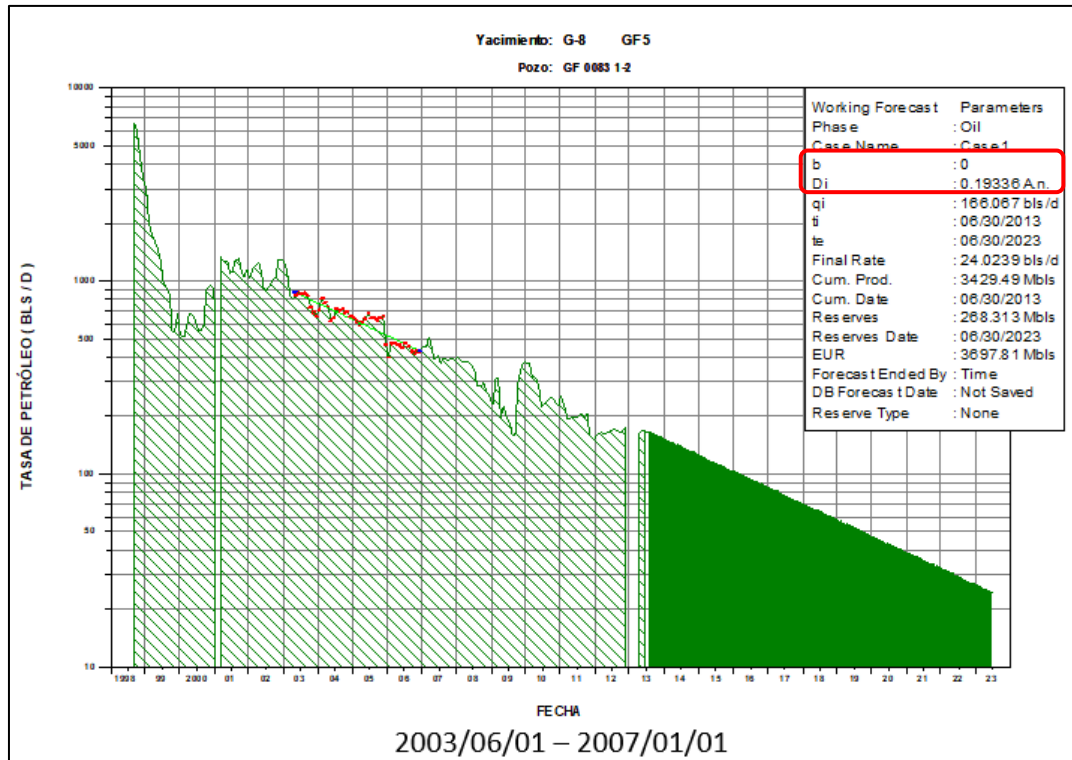


FIGURA 3.37 Predicción pozo GF 83
Fuente: OFM versión 2007

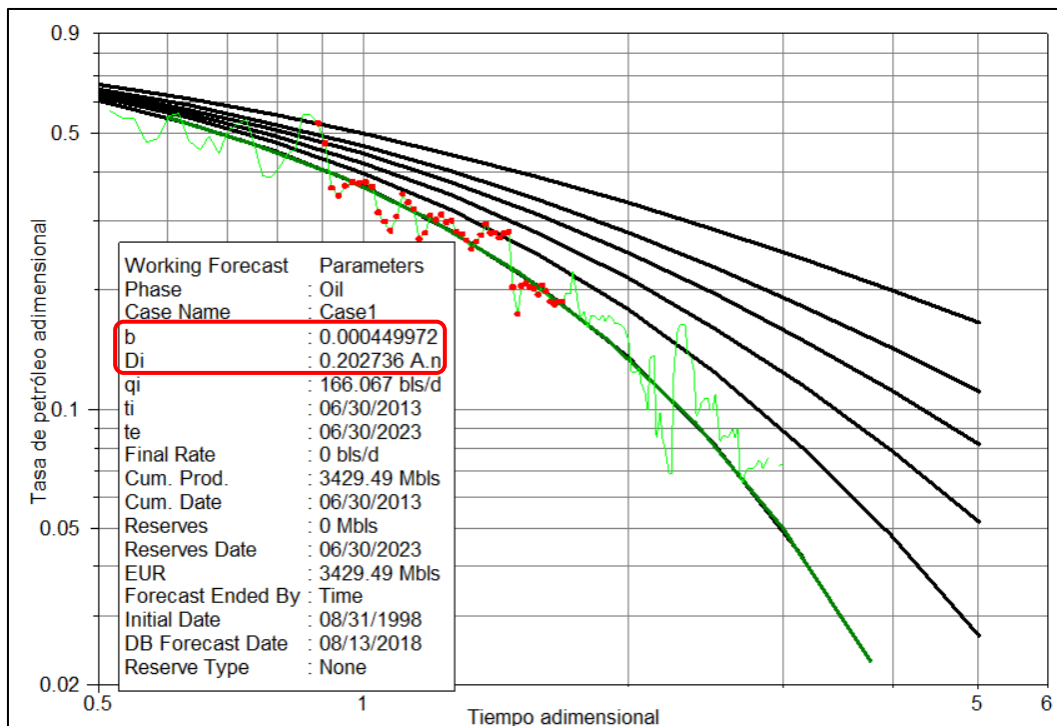


FIGURA 3.38 Curva Fetkovich pozo GF 83
Fuente: OFM versión 2007

En la siguiente tabla 3.6 se presentan los resultados al realizar el ajuste del modelo de declinación de los pozos representativos en los intervalos de tiempo establecidos, los mismos que fueron validados con la curva tipo Fetkovich dando resultados muy similares en cuanto a la tasa de declinación y exponente de declinación.

Tabla 3.6 Resultados por pozo

Pozo	Método	Tipo de Declinación (b)	Tasa de Declinación (D _i)
GF 83	Empírico (ARPS)	b=0 exponencial	0.19336
	Fetkovich	b=0 exponencial	0.202736
GF 133	Empírico (ARPS)	b=0 exponencial	0.143087
	Fetkovich	b=0 exponencial	0.143087
GF 0148	Empírico (ARPS)	b=0 exponencial	0.592427
	Fetkovich	b=0 exponencial	0.592427
GF 0172	Empírico (ARPS)	b=0 exponencial	0.491582
	Fetkovich	b=0 exponencial	0.491582

Fuente: OFM versión 2007

El modelo de declinación del yacimiento representativo de las condiciones actuales de producción entre 2003 y 2008, se obtuvo promediando los valores de cada pozo. De esta forma se tuvo que el yacimiento posee una declinación de tipo exponencial con una tasa de declinación de 0.3553 a.n.

3.6 Cálculo de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas

Las reservas Remanentes es la cantidad de reservas recuperables que se encuentran en el yacimiento después de un periodo de producción.

$$R_{Remanentes} = R_{Recuperables} - N_p$$

$$R_{Remanentes} = 97.48 - 92.2$$

$$R_{Remanentes} = 5.28 \text{ MMbls}$$

3.6.1 Predicción de reservas remanentes desarrolladas

Los pozos productores activos del yacimiento G8 que fueron utilizados para realizar la predicción coincidieron con los pozos usados en la determinación del modelo de declinación del yacimiento. Fue necesario verificar visualmente el intervalo usado para determinar el modelo de declinación, de donde se encontró que no se debía realizar la actualización de la tasa de declinación para estos pozos, puesto que en dicho intervalo ya se había realizado el cambio de pendiente durante el aumento del porcentaje de corte de agua como se observa en la figura a continuación.

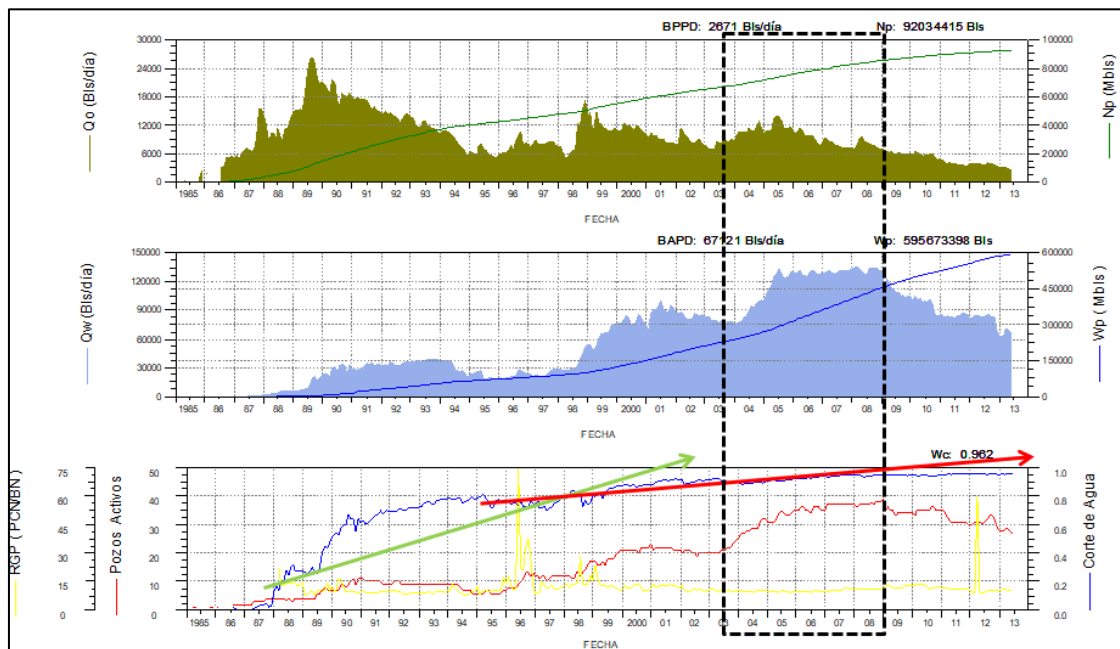


FIGURA 3.39 Visualización del cambio de pendiente en %AyS

Fuente: OFM versión 2007

Usando la ecuación $Q_{oab} = Q_{oact}(1 - BSW)$ **Ec.2.1**, considerando que los pozos activos producen hasta un BSW cerca de 99% y los diferentes límites de producción por pozo o tasa de abandono, se obtuvo el siguiente conjunto de figuras que representan la predicción por pozo de la producción acumulada.

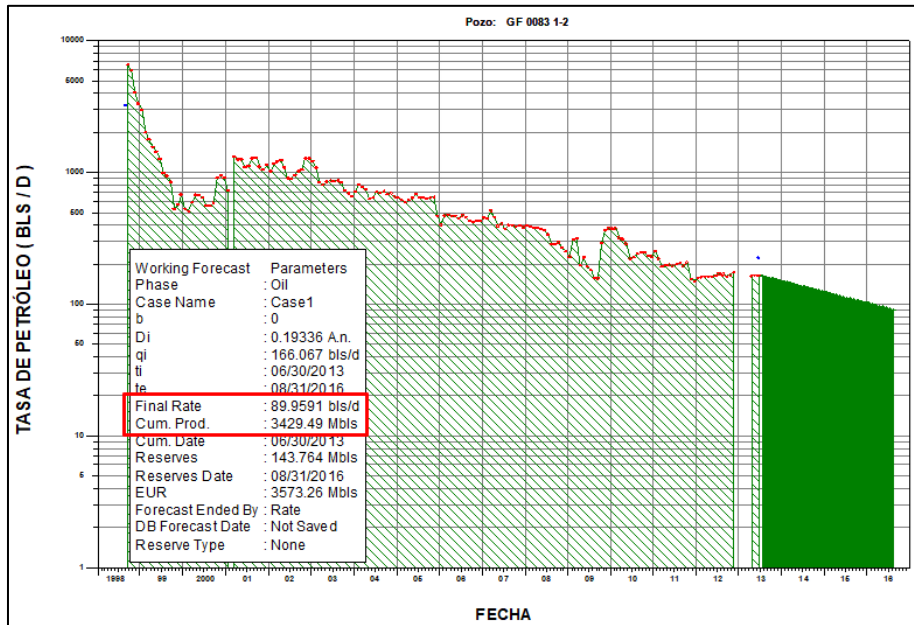


FIGURA 3.40 Predicción de producción en GF 83
Fuente: OFM versión 2007

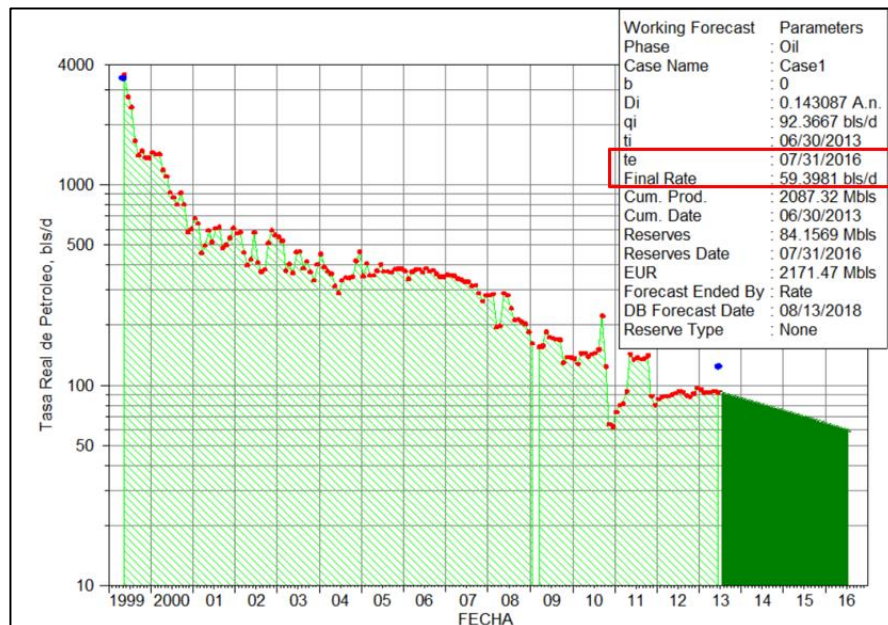


FIGURA 3.41 Predicción de producción en GF 0133
Fuente: OFM versión 2007

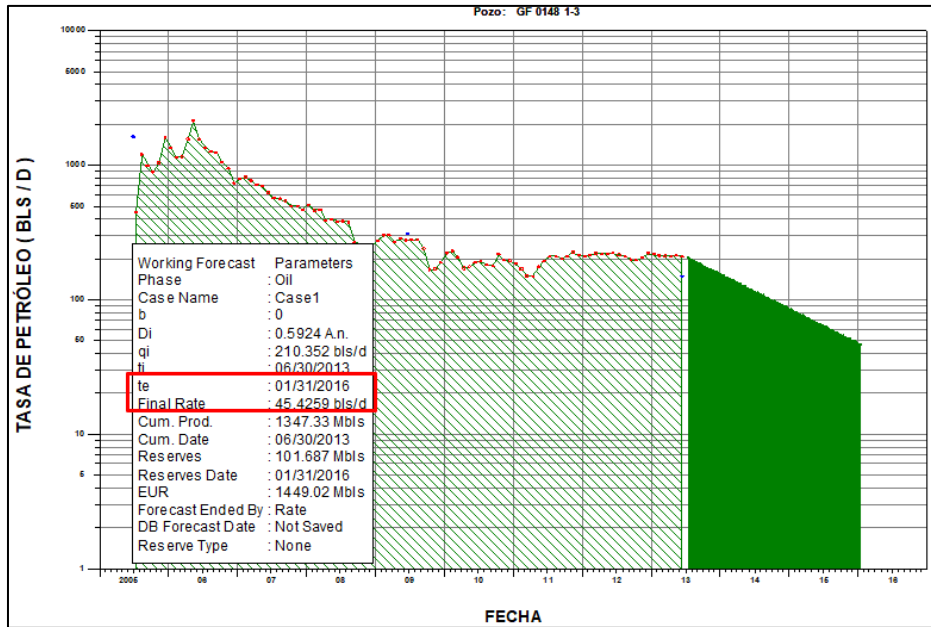


FIGURA 3.42 Predicción de producción en GF 0148
Fuente: OFM versión 2007

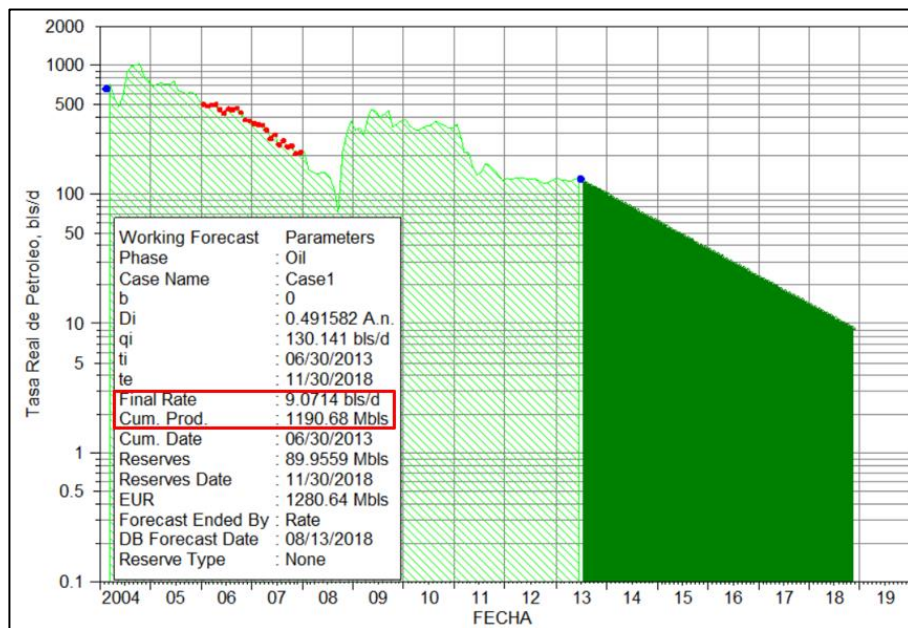


FIGURA 3.43 Predicción de producción en GF 178
Fuente: OFM versión 2007

Tabla 3.7 Predicción de pozos activos

Pozo	Tasa de declinación (A.n)	Inicio	Fin	Tasa de abandono	Reservas (Mbls)
GF 83	0.19336	6/30/2013	8/31/2016	90.06	143.764
GF 133	0.143087	6/30/2013	7/31/2016	60.1032	84.1569
GF 0148	0.592427	6/30/2013	1/31/2016	45.51	101.68
GF 0172	0.491582	6/30/2013	11/30/2018	9.29	89.9559
				TOTAL	419.5568

FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

Para la correcta discretización de las reservas remanentes desarrolladas fue necesario realizar la predicción de producción en pozos donde se van a realizar trabajos de reacondicionamiento, para ello se tomaron en cuenta los pozos que se encuentran en la tabla 3.8 debido a los futuros trabajos a efectuarse.

Tabla 3.8 Características futuros RA/RC

Tipo de Actividad	Pozo	Fecha estimada	Potencial comprometido (bn/d)	Tasa de abandono (bls/d)
RA/RC	GF-116	jul-17	180	35.237
RA/RC	GF-148	sep-14	180	45.508
RA/RC	GF-152	jul-14	180	70.403
RA/RC	GF-162	ago-16	160	6.23
RA/RC	GF-177	oct-18	180	22.451
RA/RC	GF-178	jun-19	180	50.861
RA/RC	GF-187	may-15	180	12.147
RA/RC	GF-203	jun-15	180	3.868

FUENTE: (PDVSA, 2012)

Se utilizó el software usado en EBM con la característica de curvas de declinación para la predicción de los futuros RA/RC. Como se observa en las figuras que se muestran a continuación.

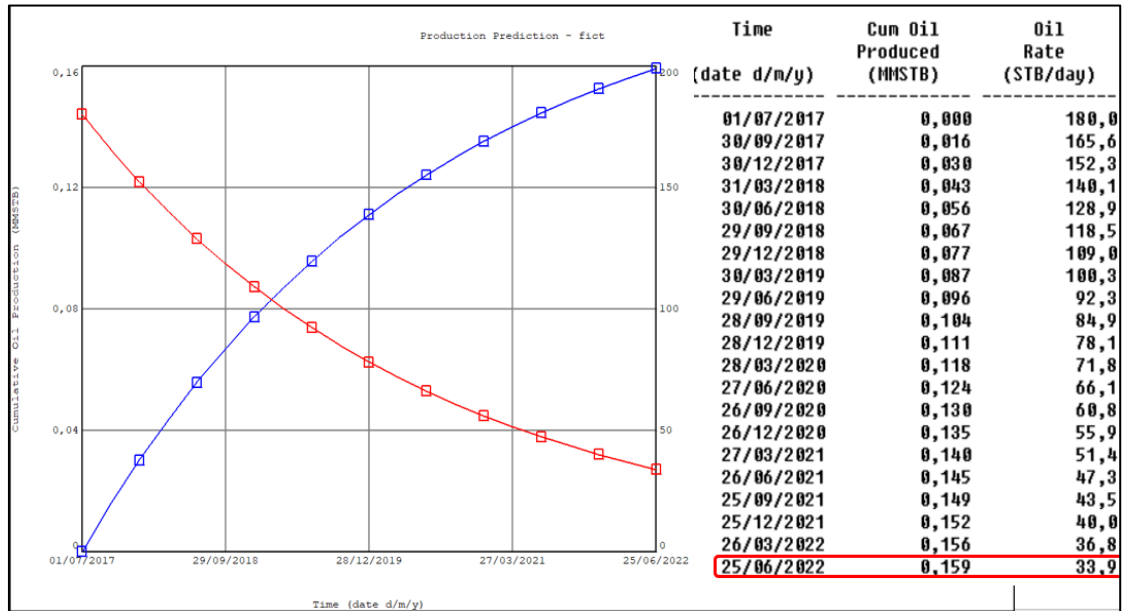


FIGURA 3.44 Predicción RA/RC GF 0116

Fuente: Mbal 2010 v10.5

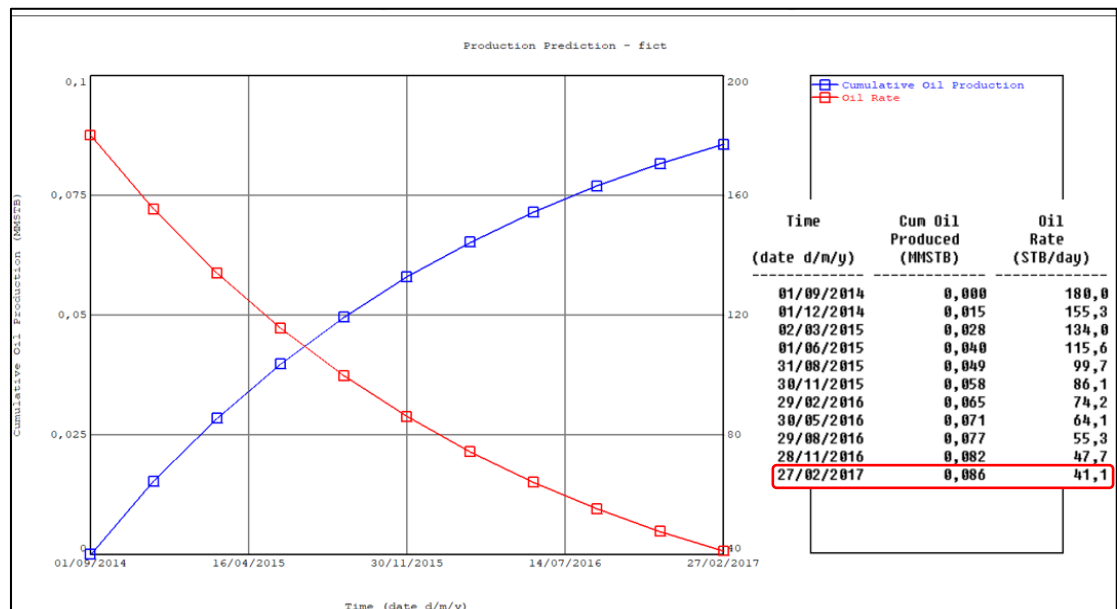


FIGURA 3.45 Predicción RA/RC GF 0148

Fuente: Mbal 2010 v10.5

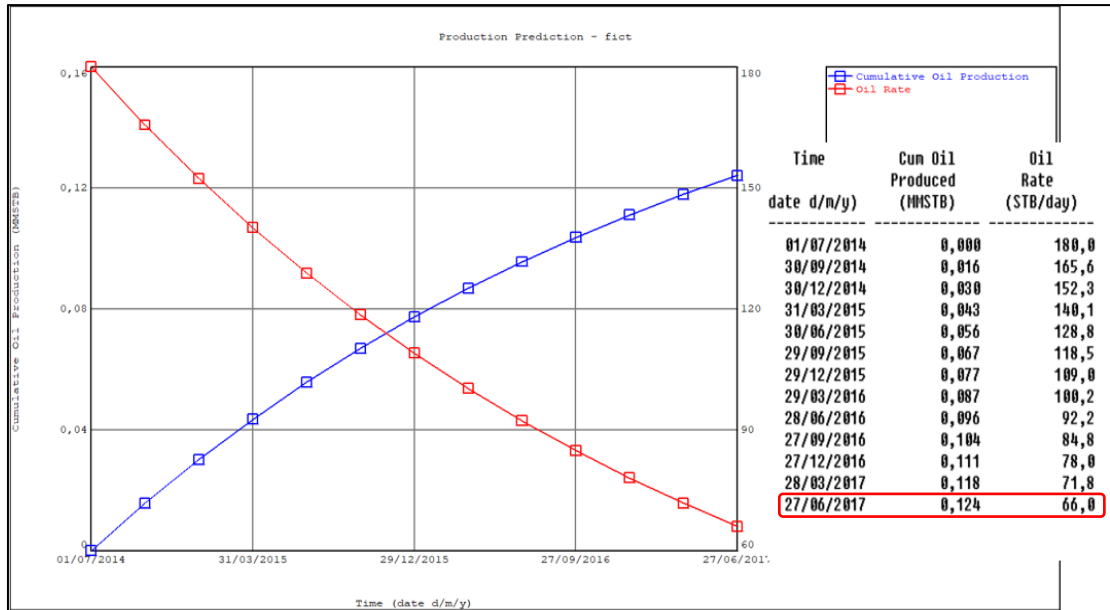


FIGURA 3.46 Predicción RA/RC GF 0152
Fuente: Mbal 2010 v10.5

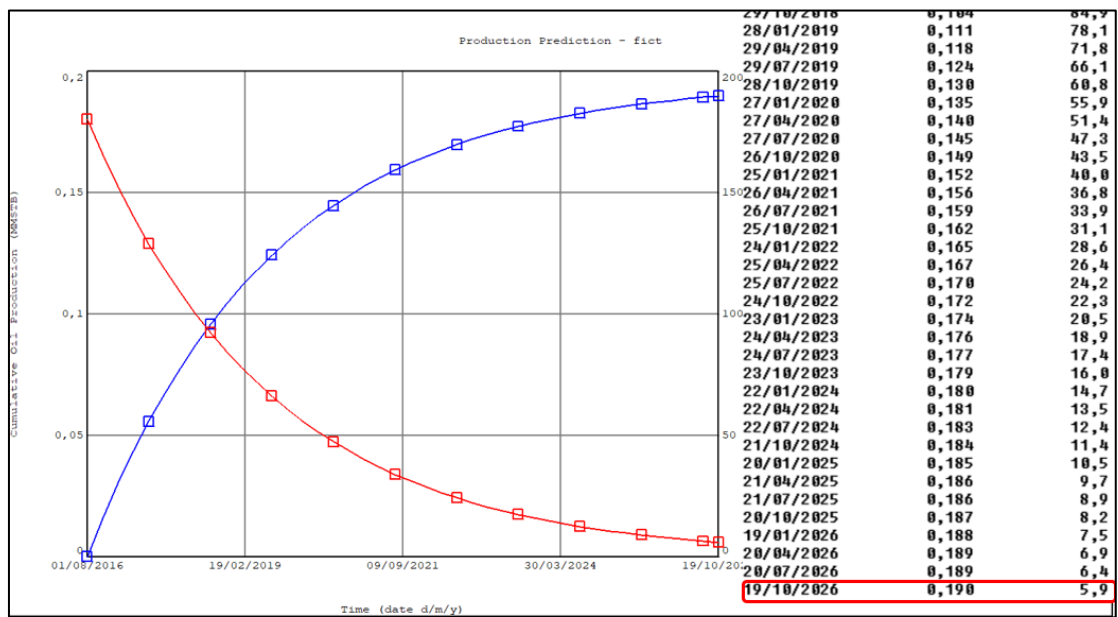


FIGURA 3.47 Predicción RA/RC GF 0162
Fuente: Mbal 2010 v10.5

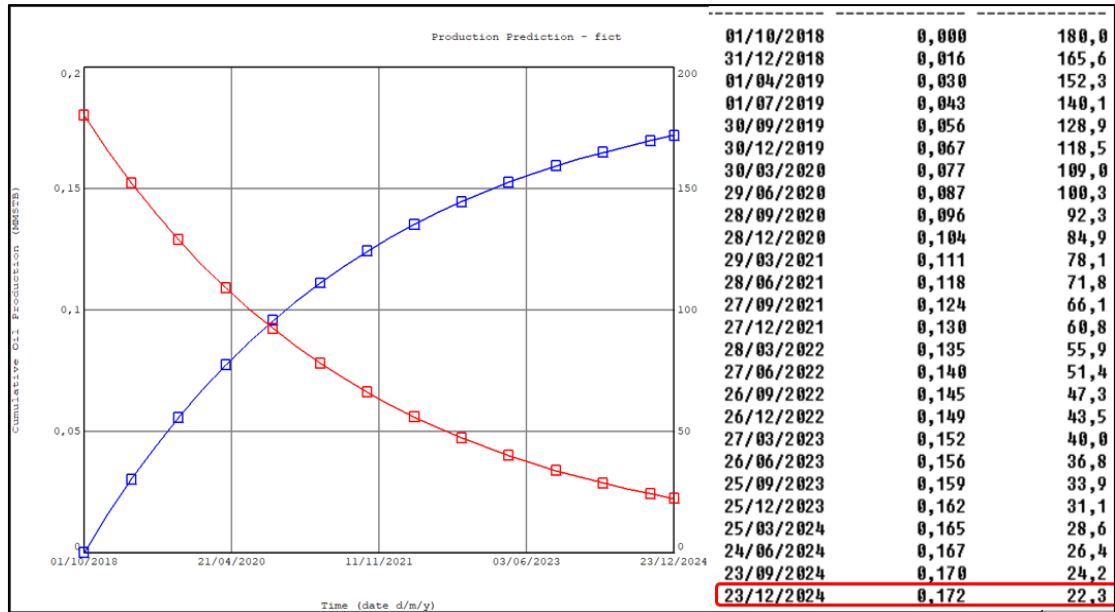


FIGURA 3.48 Predicción RA/RC GF 0177
Fuente: Mbal 2010 v10.5

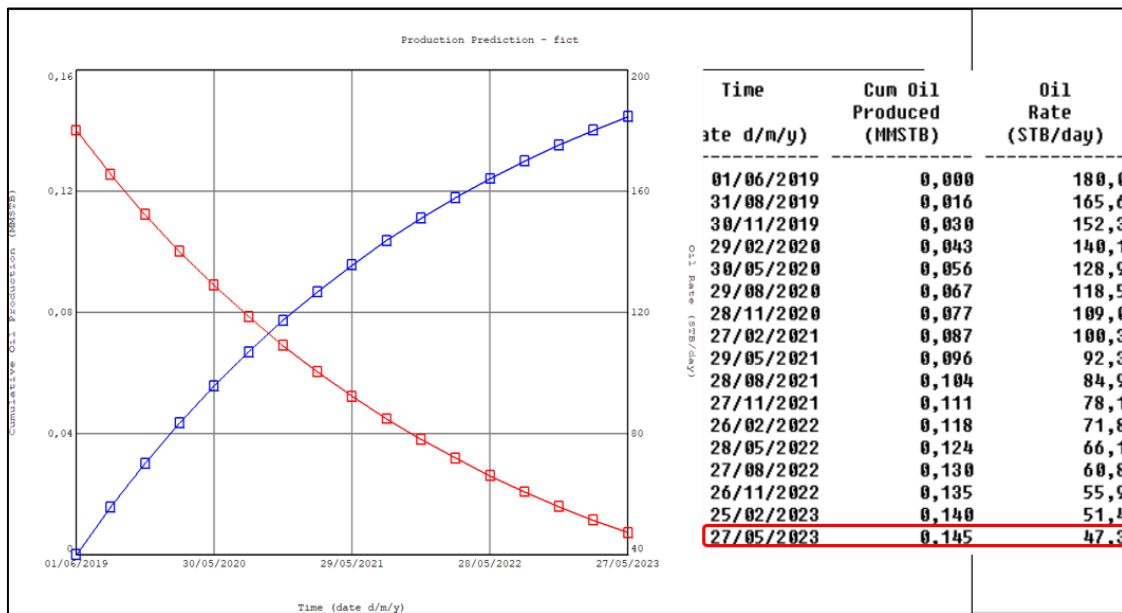


FIGURA 3.49 Predicción RA/RC GF 0178
Fuente: Mbal 2010 v10.5

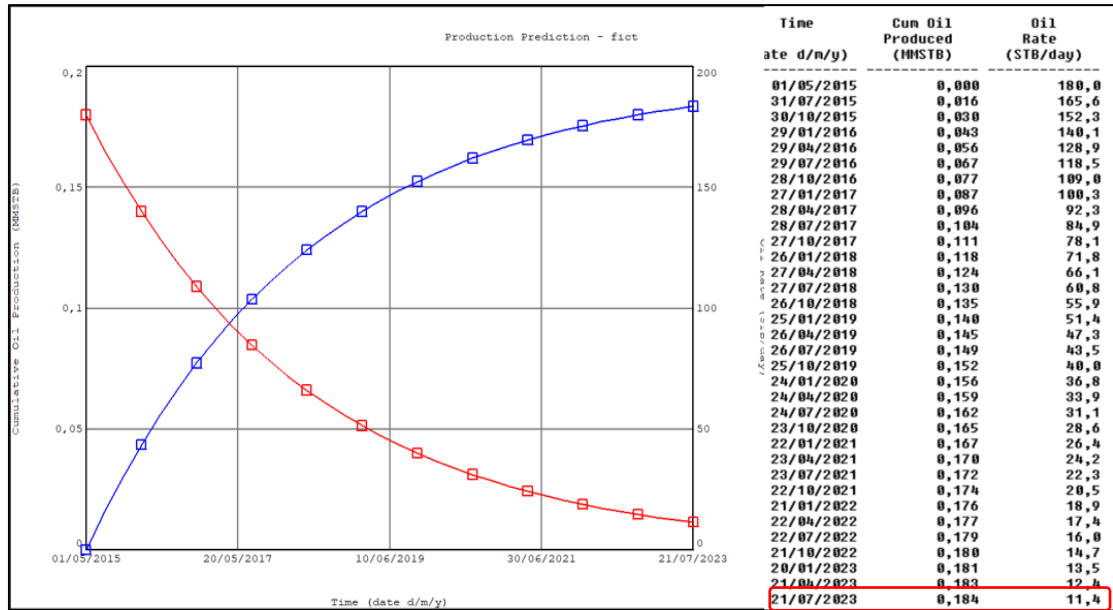


FIGURA 3.50 Predicción RA/RC GF 0187
Fuente: Mbal 2010 v10.5

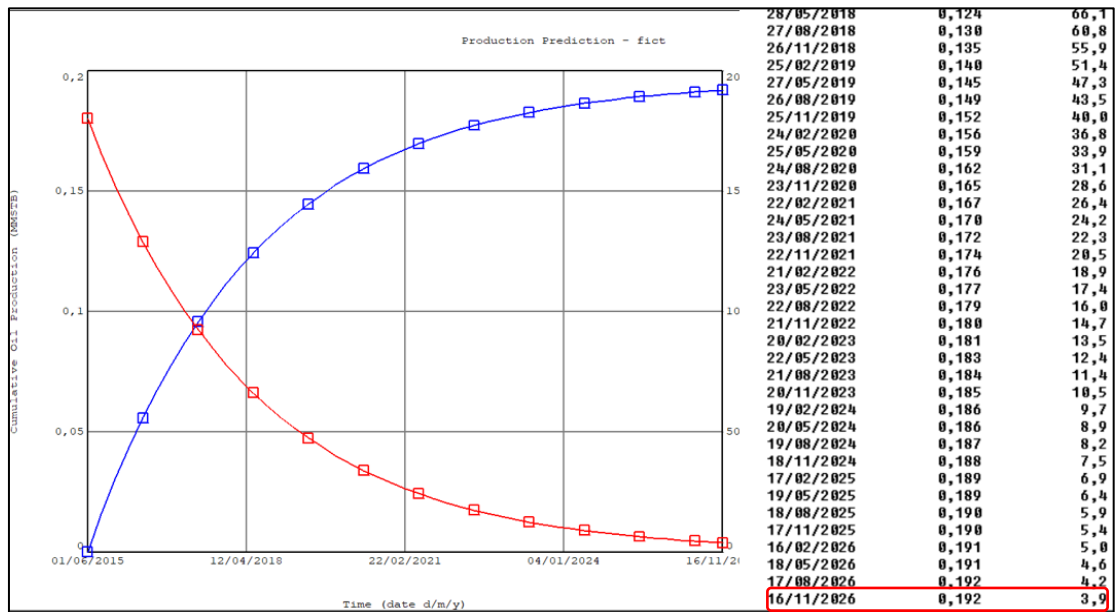


FIGURA 3.51 Predicción RA/RC GF 0203
Fuente: Mbal 2010 v10.5

Tabla 3.9 Resultados predicción futuros RA/RC

Pozo	Fecha estimada	Potencial comprometido (bn/d)	Tasa de Abandono (bls/d)	Fecha de abandono	Reservas (MMbls)
GF-116	1/7/2017	180	35.237	25/06/2022	0.159
GF-148	1/9/2014	180	45.508	27/02/2017	0.086
GF-152	1/7/2014	180	70.403	27/06/2017	0.124
GF-162	1/8/2016	160	6.23	19/10/2026	0.190
GF-177	1/10/2018	180	22.451	23/12/2024	0.172
GF-178	1/6/2019	180	50.861	27/05/2023	0.145
GF-187	1/5/2015	180	12.147	21/07/2023	0.184
GF-203	1/6/2015	180	3.868	16/11/2026	0.192
TOTAL					1.252

Fuente: Mbal 2010 v10.5

3.6.2 Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas

$$R_{Desarrolladas} = \text{Pozos activos} + \text{Futuros RA/RC}$$

$$R_{Desarrolladas} = 0.4195568 \text{ MMbls} + 1.252 \text{ MMbls}$$

$$\boxed{R_{Desarrolladas} = 1.67156 \text{ MMbls}}$$

$$R_{No\ desarrolladas} = R_{Remanentes} - R_{Desarrolladas}$$

$$R_{No\ desarrolladas} = 5.28 \text{ MMbls} - 1.67156 \text{ MMbls}$$

$$\boxed{R_{No\ desarrolladas} = 3.60344 \text{ MMbls}}$$

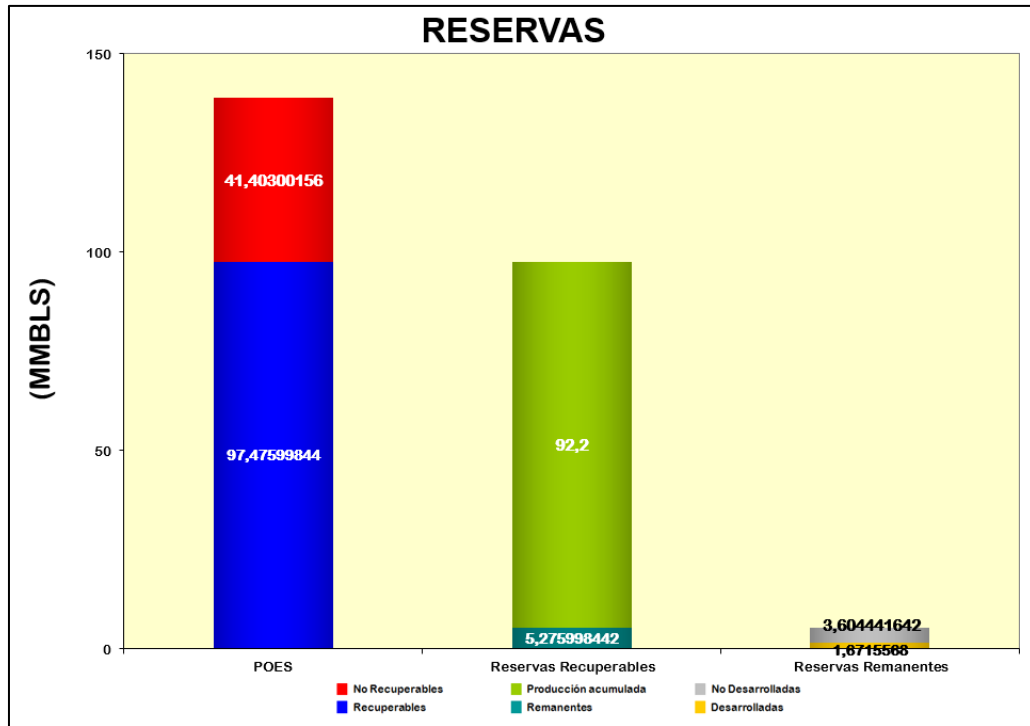


FIGURA 3.52 Reservas yacimiento G8 discretizadas
 FUENTE: CAMPOVERDE, J.; VALENCIA, K. 2018

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- El petróleo original en sitio que se obtuvo por balance de materia en el software es aproximadamente 140 MMBLS, el cual es un valor justificado debido a que el error en contraste con el POES oficial es 0,80%.
- Se evidencia un acuífero con alto empuje hidráulico de un 99%, el cual se justifica por medio del historial de producción de agua y el historial de presiones de la formación G8 GF5; en conjunto con la simulación de balance de materiales.
- Se obtuvo datos PVT sintéticos con la correlación “Glaso” con una desviación estándar de 2.62002×10^{-5} en promedio.
- Los parámetros del acuífero obtenidos a través de correlaciones y análisis de sensibilidades fueron: una relación de radio de 99,9281 y un radio de reservorio de 5125 ft lo cual infiere un acuífero de dimensiones infinitas.
- El yacimiento sigue el modelo exponencial de entre los tipos de declinación de producción con una tasa de declinación de 0.3553 A.n. representativa para el periodo entre 2003 y 2008.
- Los pozos activos sin incluir futuros RA/RC es de 419.5568 Mbbls, estimada hasta el año 2018, el valor de los futuros RA/RC es 1252 Mbbls estimado hasta noviembre de 2026.
- La cantidad de reservas remanentes desarrolladas es decir incluidos pozos activos y futuros RA/RC es de 1671.56 Mbbls hasta el año 2026, las reservas remanentes no desarrolladas son alrededor de 3603.44 Mbbls.
- Dada la cantidad de reservas remanentes no desarrolladas y el elevado valor en el corte de agua en el yacimiento, la mejor opción es trazar un programa de reacondicionamientos en los pozos para incrementar la producción del campo.

4.2 Recomendaciones

- Generar la predicción mediante balance de materiales y utilizar simulación numérica para validar los cálculos.
- Actualizar los potenciales comprometidos para los ra/rc más actuales.
- Utilizar solo este modelo de declinación determinado para futuros proyectos de predicción.
- Actualizar la tasa de declinación en caso de haber un cambio en la pendiente de la curva de corte de agua, o en caso de caer en la primera región sin estabilización.
- Recalcular las reservas remanentes desarrolladas en caso de que el precio del barril de petróleo cambie de forma considerable.
- Utilizar modelo dinámico de yacimiento del yacimiento G8 para realizar una asignación de producción que refleje la verdadera producción de pozos productores en commingled.
- Considerar los datos más recientes de producción durante la actualización de la tasa de declinación por pozo, utilizando el tipo de declinación de mejor ajuste el cual posee menor coeficiente de determinación.
- Validar la selección del modelo de declinación haciendo uso de las curvas tipo, además de validar las tasas de declinación utilizando las curvas de Blasingame.
- Realizar la actualización de tasas de declinación por pozo si al revisar las curvas de producción del yacimiento en los pozos seleccionados para elaborar la predicción de reservas, éstas se encuentran previo al periodo de cambio de tendencia.

5. BIBLIOGRAFÍA

- Chan, K. S. (1995). *Water Control Diagnostics Plots*. SPE, Dallas. Recuperado el junio de 2018
- Fabiola, B. (2013). *MODELO DE SIMULACIÓN DINÁMICO DEL YACIMIENTO G-8*. Trabajo Especial de Grado, Caracas.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Ediciones Astro Data S.A.
- Ferrer, M. P. (2009). Los Yacimientos de Hidrocarburos. En M. P. Ferrer, & E. A. S.A. (Ed.), *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS* (Edición Especial ed., pág. 30). Maracaibo, Venezuela. Recuperado el 4 de Junio de 2018
- Guerrero, M. (8 de diciembre de 2013). *Blogspot*. Recuperado el 4 de junio de 2018, de Distribuciones de Probabilidad: <http://mayelaguerreroalvarez.blogspot.com/2013/12/distribucion-discreta-uniforme-continua.html>
- HAWKINS, B. C. (1991). *APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING*. Prentice Hall.
- Macualo, F. E. (s.f.). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Universidad Surcolombiana.
- Ministerio de Energía y Petróleo, R. B. (Noviembre de 2005).
- PDVSA. (14 de mayo de 2012). *LIBRO DE RESERVAS*. Venezuela. Recuperado el 26 de junio de 2018
- PETROAMAZONAS. (16 de abril de 2018). *CURVAS DE CHAN*. (Petroamazonas, Ed.) Ecuador. Recuperado el 18 de junio de 2018
- SPE, AAPG, WPC,SPEE. (7 de enero de 2008). *Petroleum Resouces Management System*. 1(2). (C. d. Ingenieros, Trad.) Recuperado el 29 de mayo de 2018
- Towler, B. F. (2002). *Fundamental Principles of Reservoir Engineering*. United States Of America.