



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

**ESTIMACIÓN DE RESERVAS; DESARROLLADAS Y NO
DESARROLLADAS DEL YACIMIENTO G-10, CAMPO ESPOL-X,
CASO DE ESTUDIO.**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

PRESENTADOR POR:

RICHARD LEONARDO PONCE DELGADO.

STEPHANO ENRIQUE RODAS DE LA TORRE.

GUAYAQUIL-ECUADOR

2017-2018.

DEDICATORIA

A una persona muy especial a quien le debo el haber podido mirar la vida de una manera diferente, alguien que con su ejemplo diario de supervivencia me enseñó a vencer cualquier obstáculo que encontrara en mi camino e hizo aumentar mi fé en Dios. A esa guerrera incansable Melissa Nicole Ponce Delgado mi hermana, le dedico este trabajo como homenaje a su espíritu de superación y porque juntos en algún momento vencimos la adversidad y jamás nos rendimos.

Richard Leonardo Ponce Delgado

DEDICATORIA

A mi más dura crítica y mi más ferviente apoyo.

A mis padres, Luis e Ivonne, a mi hermano Jorge que son motor de mi vida y el motivo principal para crecer y superarme.

A mis abuelos, Franklin, Filo, Rosa, Enrique, Julia y Juan. Pilares de mi familia ayudándome en todo momento de su vida con palabras y acciones.

A mis tíos y primos que siempre estuvieron pendientes de este camino, y no dudaron de mí.

A los amigos de toda mi vida, especialmente Suleika, Alixon, que siempre estuvieron conmigo en los momentos más duros de esta etapa.

Stephano Enrique Rodas de la Torre

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, a la FICT por acogernos y formarnos como profesionales.

También a mis maestros de quienes aprendí lo mejor que me brindaron de vuestros conocimientos y muy especialmente a mis tutores MsC. Danilo Arcentales, MsC. Fernando Sagnay, MsC Kenny Escobar a quienes siempre recordaremos por su apoyo intelectual y personal.

Richard Leonardo Ponce Delgado

Stephano Enrique Rodas de la Torre

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

**MSc. Xavier Vargas Gutiérrez
COORDINADOR DE LA CARRERA**

**MSc. Danilo Arcentales
PROFESOR DE LA MATERIA**

**MSc. Fernando Sagnay
PROFESOR DE LA MATERIA**

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Richard Leonardo Ponce Delgado

Stephano Enrique Rodas de la Torre

RESUMEN

El presente trabajo, describe una metodología para poder estimar las reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas, de un yacimiento en estudio denominado G-10, perteneciente al campo ESPOL-X, mediante la construcción de un modelo de balance de materiales en el software MBAL, así como el análisis de las curvas de declinación de producción en el software OFM.

El Capítulo 1, se presenta el planteamiento del problema, la justificación, la hipótesis, la propuesta del trabajo, así como un resumen metodológico a seguir. Se describe de forma general el campo y los objetivos del proyecto.

En el Capítulo 2, se realiza una recopilación del sustento teórico del presente proyecto, descripción de reservas, formas de cuantificación de las reservas, balance de materiales y modelos de declinación de producción.

El Capítulo 3, se describe la metodología planteada concerniente a la construcción del modelo de balance de materiales generada en MBAL y el análisis de las curvas de declinación de producción en OFM; esto último utilizado para la predicción de la producción que finalmente ayudará a estimar las reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas.

En el Capítulo 4, se presentan y se analizan los resultados obtenidos de la metodología planteada, justificados mediante modelos teóricos.

El Capítulo 5, se describen las conclusiones y recomendaciones del presente proyecto.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XX
ÍNDICE DE TABLAS	XXIV
CAPITULO 1.....	25
INTRODUCCIÓN	25
1.1 Preámbulo	26
1.2 Descripción del Problema.....	27
1.3 Justificación	28
1.4 Hipótesis.....	30
1.5 Propuesta	30
1.6 Objetivos.....	30
1.6.1 Objetivo General	30

1.6.2 Objetivos Específicos	31
1.7 Metodología	32
1.8 Descripción del Campo.....	33
1.8.1 Antecedentes del Campo	33
1.8.2 Estructura Geológica	33
1.8.3 Característica del Yacimiento G-10 y sus Fluidos	34
CAPITULO 2.....	36
MARCO TEÓRICO	36
2.1 Definición y clasificación de las reservas de petróleo.....	37
2.2 Reservas Probadas de Petróleo	38
2.2.1 Reservas Probadas Desarrolladas	40
2.2.2 Reservas Probadas Sub-Desarrolladas	42
2.3 Reservas No Probadas de Petróleo	43
2.3.1 Reservas Probables de Petróleo	44
2.3.2 Reservas Posibles de Petróleo	46
2.4 Tipos de reservas de acuerdo con el método de recuperación	48
2.4.1 Reservas Primarias	48
2.4.2 Reservas Suplementarias	49
2.5 Métodos de cálculo del Petróleo Original in-situ 'POES'	49

2.5.1 Métodos Determinísticos	50
2.5.2 Métodos Probabilísticos	55
2.6 Estimación del POES por la ecuación de Balance de Materiales (EBM)	59
2.6.1 La Ecuación de Balance De materiales.....	59
2.6.2 Derivación de La Ecuación de Balance de Materiales.....	62
2.6.3 Caracterización de la Ecuación de Balance de Materiales de acuerdo con el tipo de Empuje	68
2.6.4 Suposiciones concernientes a la Ecuación de Balance de Materiales.....	72
2.6.5 Consideraciones sobre la Ecuación de balance de Materiales	75
2.6.6 La Ecuación de Balance de Materiales representada como una ecuación de la recta	79
2.6.7 Solución lineal de la Ecuación de Balance de Materiales para el cálculo del POES de un yacimiento subsaturado de petróleo	84
2.7 Predicción mediante Curvas de Declinación para la estimación de reservas.....	91
2.7.1 Introducción a las Curvas de Declinación.....	91
2.7.2 Consideraciones en el análisis de Curvas de Declinación de Producción	92

2.7.3 Definiciones fundamentales	94
2.7.4 Tipologías de Curvaturas en la declinación de producción	98
2.7.5 Ajuste en las Curvas de declinación.....	110
2.7.6 Análisis de las Curvas Tipo	110
2.7.7 Curvas de Chan para el diagnóstico del comportamiento del agua	116
CAPÍTULO 3.....	119
MARCO METODOLÓGICO.....	119
3.1 Descripción de los Softwares Usados	121
3.1.1 Software MBAL	121
3.1.2 Software OFM	121
3.2 Identificación del Modelo de Producción del Yacimiento	121
3.2.1 Análisis Convencional del Yacimiento G-10	122
3.3 Establecimiento del Balance de Materiales	123
3.4 Determinación de las Reservas Recuperables y No Recuperables ..	127
3.5 Análisis de las Curvas de Declinación de Producción	128
3.5.1 Selección de Pozos para el análisis de las curvas de declinación de producción.....	128
3.5.2 Determinación del Modelo de Declinación del Yacimiento G-10 .	131

3.6 Determinación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas	133
3.6.1 Cálculo de las Reservas Remanentes.....	133
3.6.2 Selección de Pozos Productores Activos para la Predicción de las Reservas Desarrolladas	134
3.6.3 Actualización de la Tasa de Declinación por Pozo y Predicción .	135
3.6.4 Predicción de las Reservas Remanentes Desarrolladas.....	137
3.6.5 Estimación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas	139
CAPÍTULO 4.....	141
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	141
4.1 Análisis Convencional del Yacimiento G-10	142
4.1.1 Análisis del Histórico de Presión	142
4.1.2 Análisis del Histórico de Producción.....	145
4.2 Balance de Materiales	146
4.2.1 Establecimiento del Balance de Materiales	146
4.3 Estimación del POES por Balance de Materiales	150
4.4 Evaluación de la incidencia del Mecanismo de Producción en el Yacimiento.....	151
4.5 Cálculo de las Reservas Recuperables y No Recuperables	152

4.6 Análisis de las Curvas de Declinación de Producción	153
4.6.1 Selección de los Pozos para el análisis de las curvas de declinación	153
4.6.2 Determinación del Modelo de Declinación del Yacimiento G-10 .	158
4.7 Determinación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas	161
4.7.1 Cálculo de las Reservas Remantes.....	161
4.7.2 Pozos Activos para la Predicción de las Reservas desarrolladas	161
4.7.3 Actualización de la Tasa de Declinación por Pozo y Predicción .	162
4.7.4 Predicción de las Reservas Remanentes Desarrolladas.....	166
4.7.5 Estimación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas	171
CAPÍTULO 5.....	173
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	173
CONCLUSIONES	174
RECOMENDACIONES.....	176
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS.

<i>Pi</i>	Presión inicial de yacimiento
P	Presión
EBM	Ecuación de balance de materiales
Mbal	<i>Material Balance</i> , software de Petroleum Experts
OFM	Oilfield Manager, Software de Schlumberger
DDI	Empuje por depletación.
SDI	Empuje por segregación de la capa de gas
WDI	Empuje por intrusión de agua
EDI	Empuje por expansión de agua y roca
Eo	Expansión del petróleo y su gas inicial disuelto
Eg	Expansión de la capa de gas y el gas disuelto
Efw	Expansión de agua por el cambio de volumen poroso total
%AyS	Porcentaje de agua y sedimentos.
Le	Límite económico
Ra/RC	Reacondicionamiento/Recompletación

Rrec	Reservas Recuperables
Rnrec	Reservas no Recuperables
Rdes	Reservas desarrolladas
Rndes	Reservas no desarrolladas
Fr	Factor de recobro
Rerem	Reservas Remanentes.

SIMBOLOGÍA

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

q	Tasa de petróleo
D	Tasa de declinación
qi	Tasa inicial de petróleo
t	Tiempo
C	Costo de producción
Rsi	Solubilidad inicial de Gas.
Rs	Solubilidad de Gas.
Boi	Factor inicial volumétrico de formación de Petróleo.
Bo	Factor de formación volumétrico de Petróleo.
Bgi	Factor inicial de formación volumétrico de Gas.
Bginj	Factor de formación volumétrico de gas inyectado
Bg	Factor de formación volumétrico de Gas.
WE	Influjo Acumulado de Agua
m	Relación del volumen inicial de la capa de gas del yacimiento para el volumen inicial de petróleo en el yacimiento.
Cw	Compresibilidad del agua
Cf	Compresibilidad de la Formación.

Swi	Saturación inicial de Agua.
b	Coeficiente de declinación de Arps
ql	Tasa límite económica por porcentaje de agua y sedimento
ta	Tiempo de abandono
P	Entrada por un barril de petróleo con impuestos

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Estructura Geológica del Yacimiento G-9.	33
Figura 1.2 Estructura Geológica del Yacimiento G-10.	34
Figura 2.1 Tipos de Reserva durante la vida de un Yacimiento.	38
Figura 2.2 Espesores usados en la industria petrolera, tomados en referencia a un registro Gamma Ray y resistividad.	53
Figura 2.3 Tipos de distribución de una variable aleatoria.	56
Figura 2.4 Gráfica de la Frecuencia Acumulada de POES.	58
Figura 2.5 Modelo tipo Tanque para derivar la EBM.	63
Figura 2.6 Comportamientos de La EBM.	86
Figura 2.7 Gráfica lineal de la EBM para determinar el POES.	88
Figura 2.8 Solución Lineal de la EBM para determinar el POES, propuesta por Dake.	90
Figura 2.9 Tipos de Curvas de declinación de Tasa de Producción de Petróleo, en diferentes escalas.	99
Figura 2.10 Curvaturas de declinación Exponencial, hiperbólica y armónica de tasa de producción versus el tiempo.	109
Figura 2.11 Curva Tipo de Slider de tasa normalizada versus tiempo adimensional para ajuste de curvatura.	111
Figura 2.12 Familia de Curvas Fetkovich para el ajuste de declinación.	115
Figura 2.13 Canalización multicapa, empleando la relación agua/petróleo y su derivada.	117

Figura 2.14 Conificación de agua de fondo con canalización tardía, empleando la relación agua/petróleo y su derivada.	117
Figura 2.15 Conificación de agua de fondo, empleando la relación agua/petróleo y su derivada.	118
Figura 2.16 Comparación del WOR entre la canalización y conificación de agua.	118
Figura 3.1 Generación de las gráficas en OFM	123
Figura 3.2 Establecimiento de Parámetros para la generación de balance de materiales (MBAL).	124
Figura 3.3 Análisis de Sensibilidad del POES en MBAL	125
Figura 3.4 Datos de Entrada del modelo Tipo Tanque.....	125
Figura 3.5 Datos del acuífero.	126
Figura 3.6 Datos de Permeabilidad Relativa	126
Figura 3.7 Datos del Historial de Producción.	127
Figura 3.8 Historial de Producción y Sistema de Levantamiento.	130
Figura 3.9 Curva de Chan para Conificación.	131
Figura 3.10 Figura Grafico de Chan.....	131
Figura 3.11 Tasa de Petróleo vs Tiempo.	132
Figura 3.12 Ajuste a la Curva tipo Fetkovich.....	133
Figura 3.13 Discretización de Reservas.....	134
Figura 3.14 Numero de Pozos Activos vs Tiempo.	135
Figura 3.15 Ajuste de la tasa de declinación actualizada.....	136

Figura 3.16 Datos para la Predicción.	137
Figura 3.17 Predicción de la Producción por Pozo.	138
Figura 3.18 Predicción del Futuro Reacondicionamiento.	139
Figura 4.1 Presión versus tiempo del Yacimiento.	143
Figura 4.2 Figura Mapa de Burbujas.	145
Figura 4.3 Curvas de Producción.	146
Figura 4.4 PVT Sintético.	148
Figura 4.5 Simulación de Balance de Materiales.	148
Figura 4.6 Análisis iterativo de Sensibilidad.	149
Figura 4.7 Estimación del POES MBAL.	150
Figura 4.8 Resultado del Mecanismo de Empuje.	151
Figura 4.9 Reservas Recuperables y No Recuperables del Yacimiento G-10.	152
Figura 4.10 Grafico de Producción del Pozo G-162.	155
Figura 4.11 Grafico de Producción del Pozo GF-211.	156
Figura 4.12 Grafica de Chan del pozo GF-162.	157
Figura 4.13 Patrones Teóricos de las Curvas de Chan.	157
Figura 4.14 Tasa de Petróleo vs Tiempo del Pozo GF-162.	159
Figura 4.15 Curva tipo Fetkovich del Pozo GF-162.	160
Figura 4.16 Representación de las reservas recuperables y no recuperables.	161
Figura 4.17 Actualización de Tasa del Pozo GF-051.	163

Figura 4.18 Actualización de Tasa del Pozo GF-090.....	163
Figura 4.19 Actualización de Tasa del Pozo GF-145.....	164
Figura 4.20 Actualización de Tasa del Pozo GF-150.....	164
Figura 4.21 Actualización de Tasa del Pozo GF-150.....	165
Figura 4.22 Predicción de Producción para el Pozo GF-51.....	166
Figura 4.23 Predicción de Producción para el Pozo GF-90.....	167
Figura 4.24 Predicción de Producción para el Pozo GF-145.....	167
Figura 4.25 Predicción de Producción para el Pozo GF-150.....	168
Figura 4.26 Predicción de Producción para el Pozo GF-211.....	168
Figura 4.27 Predicción del Futuro RA-RC.....	170
Figura 4.28 Discretización de las Reservas del Yacimiento G-10.....	172

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Propiedades petrofísicas del yacimiento G-10.	34
Tabla II Variables de la ecuación de balance de materiales.	78
Tabla III Pruebas de Presión de los Pozos perforados a nivel del yacimiento G-10.	143
Tabla IV Propiedades del yacimiento y acuífero.	147
Tabla V Clasificación de los Pozos Productores del Yacimiento G-10.	153
Tabla VI Pozo representativo de la declinación natural del yacimiento.	158
Tabla VII Resultados del Ajuste del Modelo de Declinación.	160
Tabla VIII Pozos Productores activos del yacimiento G-10.	162
Tabla IX Tipo y tasa de declinación actualizada de los pozos activos para predicción.	165
Tabla X Resultados de la Predicción de los Pozos Activos.	169
Tabla XI Parámetros del Futuro RA-RC.	170
Tabla XII Resultados de la Predicción del Futuro RA-RC.	171

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

La estimación de reservas de petróleo corresponde a la fase más importante del desarrollo de un proyecto de explotación hidrocarburífera, debido al balance que se debe establecer entre costos estimados para el desarrollo operativo con los costos actuales de reservas en términos de barriles de crudo. A partir de este análisis, el ingeniero de yacimientos realizará las correspondientes recomendaciones de administración del campo basadas en un plan de operación favorable. Es necesario enunciar que existen factores tecnológicos, naturales y económicos que son condicionantes en la estimación de reservas, y que se postergan inclusive hasta el fin de la explotación de un campo petrolero cada vez que se realicen reestimaciones y revisiones de aquellas reservas que ya fueron calculadas durante el inicio de la explotación, de ahí que la estimación de reservas de petróleo y gas se vuelve el objetivo principal de toda compañía hidrocarburífera.

Generalmente la estimación de reservas de petróleo en el escenario de un campo en etapa temprana de desarrollo es considerada una tarea relativamente fácil pues su producción está muy lejos de ser la calculada; a esto se suma el detalle y disponibilidad de información geológica-petrofísica del o los yacimientos que se encuentren explotando. La estimación de reservas se vuelve una tarea desafiante cuando el campo empieza a alcanzar su madurez productiva, en la que su producción acumulada de petróleo empieza a aproximarse al valor estimado de reservas en la etapa inicial de explotación;

ya en este punto una re-estimación o revisión de reservas se vuelve más crucial, debido a que ya existe información disponible como el descubrimiento de complejidades geológicas, dinámica del yacimiento, propiedades petrofísicas y de fluidos, que dan una mejor aproximación a un valor de reservas más real, contrastando aquel valor inicial.

1.2 Descripción del Problema

Antes del desarrollo de la producción en la etapa de evaluación (*appraisal*) de un campo petrolero, se realiza una estimación volumétrica de reservas y en este punto el trabajo se vuelve multidisciplinario entre profesionales de la rama geológica, geofísica y petrofísica. Con la data combinada de estas áreas de la gerencia de yacimiento se obtiene mapas de contorno que ayudan a delimitar la estructura del yacimiento y la geometría asociada, luego con análisis petrofísicos a través de medidas indirectas representadas en los perfiles de pozos, se pueden estimar promedios de porosidad y saturación. Finalmente, con la aplicación de la ecuación del Petróleo original in-situ se obtiene este primer volumen de reservas.

Esta cuantificación de reservas de petróleo y gas en su debido caso adjunta un problema complejo en cuanto a datos geológicos y de ingeniería se refiere. Usualmente si los datos del yacimiento en análisis son muy básicos o con gran incertidumbre, están sujetos a una gran variación de interpretaciones que pueden llevar a una mala

cuantificación de reservas, a la mala planificación del desarrollo de un campo y finalmente a que se afecten las arcas estatales si los ingresos de la industria petrolera son influyentes en la economía estatal. De acuerdo aquello en esta fase de evaluación, la estimación de reservas corresponde a la clave para determinar la viabilidad de un proyecto.

Sin embargo cuando el campo se encuentra en pleno desarrollo de sus actividades hidrocarburíferas es imperioso realizar nuevas estimaciones para asegurar el balance entre costos de operación y el valor en barriles representadas en las reservas desarrolladas y no desarrolladas en aras de mantener una operación favorable del campo; y la mejor forma de realizar esta estimación de reservas debido a que se tiene mayor información de los yacimientos en explotación y del método de recuperación de hidrocarburos que permiten caracterizar mejor a los yacimientos, son mediante los métodos de curvas de comportamiento de producción, la ecuación de balance de materiales y simulación numérica de yacimientos (este último método se encuentra fuera de los límites de desarrollo del presente proyecto de grado).

1.3 Justificación

El cálculo de reservas puede llevarse a cabo por varias metodologías, que inclusive pueden combinarse dependiendo de la información disponible y de la incertidumbre de la misma, en esta primera instancia son muy dependientes los métodos determinísticos volumétricos y

probabilístico, como es de esperar los resultados están sujetos a incertidumbre relacionada a toda la obtención, tratamiento y procesamiento de datos para obtener un valor estimado de reservas. El presente proyecto de grado no incursionará el desarrollo de estos métodos de estimación de reservas que por lo general tienen vasta aplicación en la etapa inicial de evaluación de un campo petrolífero; puesto a que el campo ESPOL-X se encuentra en etapa de desarrollo, se dispone de información geológica inherente al yacimiento G-10, propiedades PVT de los fluidos y el método de recuperación de hidrocarburos e histórico de producción; permitiendo estimar las reservas remanentes a través la extrapolación del comportamiento de producción y por el mecanismo de empuje se pueden construir curvas de declinación que indican la Producción Diaria vs. Tiempo y Producción Diaria vs Acumulada, pronosticando el remanente de reservas para un período de tiempo conforme se desarrolla la explotación. El otro método será la estimación de reservas por el cálculo de Balance de Materiales que, con la información requerida de historial de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento disponible a la etapa de desarrollo avanzada podrá de forma predictiva definir el comportamiento del yacimiento estimando la producción acumulada de hidrocarburos en función del agotamiento de presión del yacimiento.

1.4 Hipótesis

La estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas, son necesarias para que Ecuador pueda levantar datos confiables de sus existencias petroleras en el yacimiento G-10 perteneciente al campo ESPOL-X, y proyectar ingresos estatales para la implementación de programas económicos.

1.5 Propuesta

El Proyecto de Grado, desarrolla la determinación de las reservas remanentes Desarrolladas y No desarrolladas del yacimiento G-10 en el campo ESPOL-X, con los métodos de curvas de declinación y la Ecuación de Balance de Materiales; efectuando estos análisis mediante los Software Mbal y OFM. Para aquello se procederá analizando la data inherente a geología, petrofísica, propiedades de fluidos del yacimiento, histórico de presión y producción; la aplicación de validaciones de aquella data que será utilizada para correr los Software mencionados.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

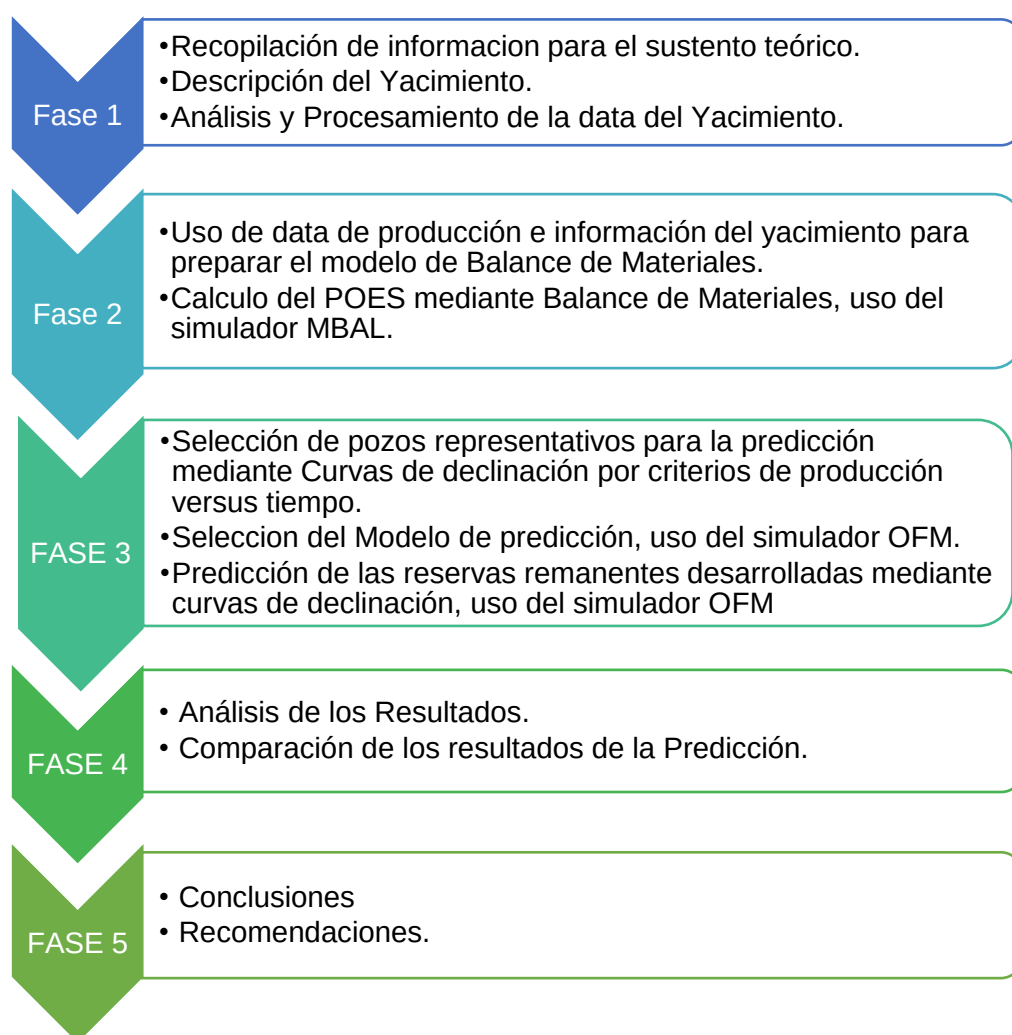
Estimar las reservas desarrolladas y no desarrolladas del yacimiento G-10 perteneciente al campo ESPOL-X.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Demostrar la aplicabilidad del método de cálculo de ecuación de balance de materiales (MBE) para la estimación de reservas.
- Determinar el Modelo y Tipo de declinación natural del yacimiento G-10.
- Predecir las reservas del yacimiento G-10 dentro del período de tiempo de n-años.
- Realizar una discretización de las Reservas del Yacimiento G-10

1.7 Metodología

En el siguiente diagrama se presenta la metodología del presente proyecto:



1.8 Descripción del Campo

1.8.1 Antecedentes del Campo

El campo ESPOL-X, fue descubierto en 1984 con un pozo exploratorio llamado SR-1X con una producción de 2000 BPD con una gravedad API de 29.8°.

La explotación inicial se realizó en el lado Norte, para luego de unos años empezar la exploración del lado Sur, en donde se descubrieron las Arenas G-10 y G-9.

1.8.2 Estructura Geológica

El campo ESPOL-X, se encuentra dividido por una falla transcurrente, que lo divide en una región Norte y una Sur. La extensión del lado Sur es de 10 Km², donde se encuentran comprendidas las arenas G-9 y G-10. El sector Sur, ha sido afectado en el transcurso de los años por efectos tectónicos del tipo compresivo.

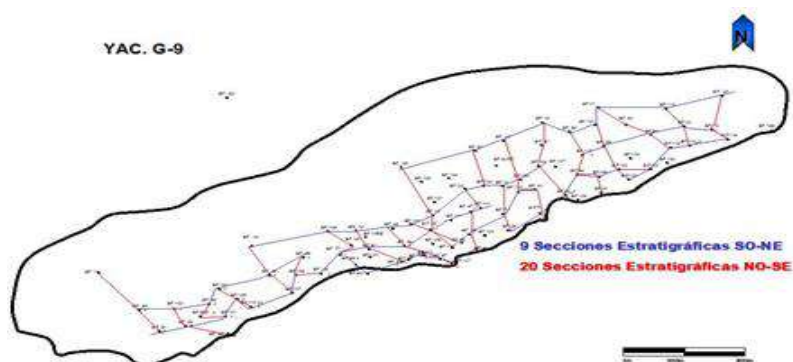


Figura 1.1 Estructura Geológica del Yacimiento G-9.

Fuente: PDVSA, 2006



Figura 1.2 Estructura Geológica del Yacimiento G-10.

Fuente: PDVSA, 2006

1.8.3 Característica del Yacimiento G-10 y sus Fluidos

La siguiente tabla indica las propiedades del Yacimiento G-10

Tabla I Propiedades petrofísicas del yacimiento G-10.

Espesor (ft)	54
Área (acres)	1281
Volumen (acres-ft)	69051
Porosidad (%)	26.3
Permeabilidad (md)	2.83
Presión de Reservorio (psi)	3200
Presión de Burbuja (psi)	100

Temperatura de Reservorio (°F) 200

Gravedad API 29

Fuente: PDVSA, 2013

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Definición y clasificación de las reservas de petróleo

Las reservas son aquellas existencias anticipadas de volumen de petróleo comercialmente recuperables a partir de acumulaciones conocidas, desde una fecha dada hasta un término futuro. Las reservas pueden ser también tomadas en el contexto de condensados, gas natural y líquidos del gas natural. (PDVSA, 1997)

En lo que respecta a la estimación de reservas de petróleo, existe un cierto grado de incertidumbre que depende de la cantidad fidedigna de datos geológicos y de ingeniería, así como su interpretación. De acuerdo con esa incertidumbre asociada es conveniente ubicar a las reservas bajo la clasificación de probadas y no probadas que a su vez se sub-clasifica en reservas probables y posibles; estas últimas tienen menos probabilidad de ser recuperadas que las reservas probadas haciendo énfasis al progresivo incremento de la incertidumbre en su recobro. En la imagen 2.1 se muestra la variación de las reservas durante el tiempo de vida del campo.

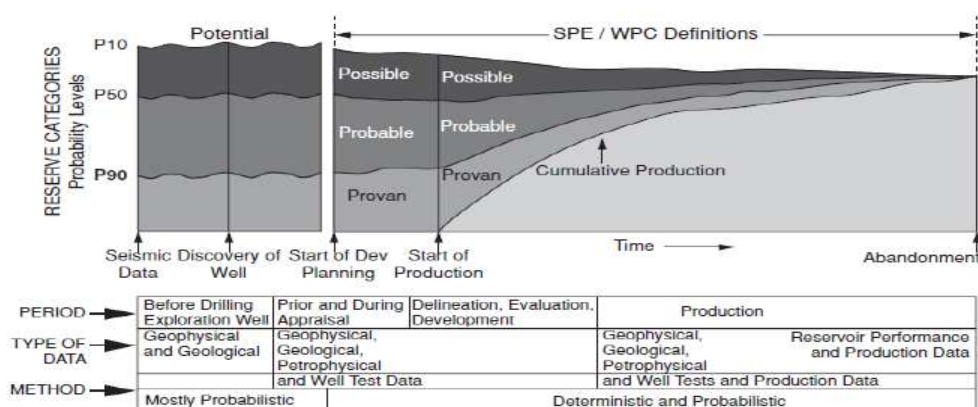


Figura 2.1 Tipos de Reserva durante la vida de un Yacimiento.

Fuente: Adrian, C. Todd. 2012.

Sin embargo, existe otras clasificaciones por criterios de Facilidades de producción en reservas probadas: desarrolladas y no desarrolladas y por último según el método de recuperación en reservas: primarias y suplementarias.

2.2 Reservas Probadas de Petróleo

Son aquellas existencias de volumen de petróleo que mediante análisis de datos geológicos y de ingeniería disponibles, pueden ser estimadas con razonable certidumbre de recobro comercial, contemplando las condiciones actuales económicas y regulaciones gubernamentales prevaletientes, así como métodos operacionales; desde una fecha dada hasta un plazo futuro (Ferrer, 2009). Discretizando lo anterior; si

estas reservas se determinan por métodos probabilísticos existirá un 90% de probabilidad que las cantidades actualmente recuperadas sean igual o excedan por poco al estimado. Si se usan métodos determinísticos, la razonable certidumbre indicaría alta confianza de que las existencias de volumen de petróleo serán recuperadas.

Las Reservas Probadas, pueden ser determinadas en los siguientes casos, algunos sustentan las consideraciones definidas anteriormente para este tipo de Reservas:

- En un yacimiento con producción comercial, donde se hayan ejecutado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Yacimiento producible delimitado por información estructural, de contacto de fluidos de los pozos, e información estratigráfica.
- Áreas aún no perforadas situadas entre yacimientos conocidos, cuyas condiciones geológicas y de ingeniería coinciden en continuidad.
- Volúmenes adicionales en un yacimiento sometido a proyectos comerciales de Recuperación Secundaria (Inyección de Gas, Inyección de Agua, Mantenimiento de Presión), en donde el proyecto piloto sea declarado como exitosos, esto corroborado por data de ingeniería y geología del yacimiento en cuestión. También considera resultados favorables de esta recuperación para un yacimiento análogo en áreas cercanas.

- Yacimientos con características similares análogo a áreas cercanas, con respaldo en estudios geológicos y de ingeniería respecto a característica de rocas, fluidos y mecanismos de empuje; demostrando también mediante análisis de núcleos y perfiles de pozos que ambos yacimientos se encuentren produciendo en un mismo horizonte.

Las Reservas Probadas de petróleo se sub-clasifican en Desarrolladas o sub-Desarrolladas, esta clasificación es relacionada a la evolución de las Facilidades de Superficie de un campo petrolífero.

2.2.1 Reservas Probadas Desarrolladas

Las reservas desarrolladas de petróleo corresponden a aquellas existencias de volúmenes de petróleo comercialmente recuperables de un yacimiento a través de los pozos y facilidades de superficie existentes, incluyendo aquellas reservas tras la tubería de revestimiento determinadas, pero no producidas aún y que se caracterizan por tener un menor costo de producción además de no demandar un taladro de *workover* (cañonear un nuevo intervalo) para integrarlas a la producción de un yacimiento. (Ferrer, 2009)

Todavía se puede extender estas reservas, agregando aquellas que se pudieran recuperar mediante la ejecución de procesos de recuperación Secundaria y/o Terciaria comprobados, una vez que se hallan instalado las facilidades requeridas para la realización operacional de los sistemas mencionados.

Estas reservas desarrolladas pueden sub-categorizarse en *reservas desarrolladas producidas y no producidas*.

2.2.1.1 Reservas desarrolladas producidas

Son aquellas existencias de volúmenes de petróleo que se pueden recuperar a través de intervalos completados, abiertos y productores al momento de la estimación, también se incluyen aquellas reservas a ser recuperadas por métodos secundarios o terciarios siempre y cuando esos proyectos se encuentren en operación. (PDVSA, 1997)

2.2.1.2 Reservas Desarrolladas no Producidas.

Estas reservas incluyen aquellas existencias de volúmenes de petróleo que existen tras la tubería de revestimiento de pozos cerrados.

Con respecto al estado de estos pozos cerrados, estos deben tener definidos sus intervalos de completación al momento de la estimación y no estar produciendo; estar cerrados por condiciones del mercado (fluctuaciones en el precio del barril que causen un desenvolvimiento económico negativo en la explotación) o conexiones de tubería. Por último, pozos cerrados que por motivos mecánicos hayan sido incapaces de producir luego de su completación. (PDVSA, 1997)

Las reservas tras la tubería de revestimiento son aquellas existencias de volúmenes de petróleo, esperadas a ser recuperadas en zonas con pozos existentes, mismos que requerirán trabajos adicionales de completación o re-completaciones futuras necesarias para empezar la producción.

2.2.2 Reservas Probadas Sub-Desarrolladas

Estas reservas se definen como aquellas existencias de volúmenes de petróleo que se pueden recuperar de nuevos pozos en superficies del campo no perforadas, de la profundización de pozos diferentes hacia yacimientos diferentes

y cuando se requiera realizar una inversión considerable para re-completar un pozo existente o instalar facilidades de producción o transportación para proyectos de recuperación primaria, secundaria o mejorada. (Ferrer, 2009)

2.3 Reservas No Probadas de Petróleo

Son aquellas existencias de volumen de petróleo que mediante análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con cierto grado de certidumbre de recobro comercial desde una fecha establecida hasta un plazo expectante, asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas predominantes en el tiempo de la estimación. (Ferrer, 2009)

El efecto de posibles mejoras en las condiciones de desarrollo tecnológico y económico puede expresarse proporcionando apropiadas cantidades de reservas no Probadas en una clasificación de: *Probables y Posibles*.

2.3.1 Reservas Probables de Petróleo

Las Reservas Probables de Petróleo son reservas dentro de la categorización de no Probadas, corresponden a existencias de volumen de petróleo asociados a acumulaciones conocidas, cuyo análisis de data geológica, ingeniería, información contractual, económica y considerando las condiciones operacionales prevalecientes, proponen que es muy probable a que no sean recuperadas (menor grado de certeza), siempre suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a aquellas inherentes de reservas Probadas. (PDVSA, 1997)

Para discretizar esa certidumbre, si se usan métodos probabilísticos de estimación existirá un 50% de probabilidad que las cantidades a recuperar sean igual o excedan a suma de reservas probadas y probables.

Los siguientes, son criterios útiles de escenarios en las que 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*)

- Aquellas existencias de volumen 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.
- Existencias de volúmenes de petróleo ubicadas en áreas contiguas de yacimientos comercialmente productores y separados por fallas sellantes, considerando que aquella área adyacente detalle con razonable certeza tener ambientes geológicamente favorables para la acumulación de hidrocarburos.
- Existencia de volúmenes estimados mediante estudios geológicos, ingenieriles, o de procesos donde el juicio técnico influye con menor certeza en comparación con las reservas probadas, pudiesen recuperarse de yacimientos probados a través de los correctos métodos de recuperación secundaria y/o terciaria (*mejorada*).
- Reservas adicionales en yacimientos probados en el cual una interpretación alternativa del desarrollo productivo del mismo,

o data volumétrica indica que más reservas pueden ser clasificadas como probadas.

- Reservas de petróleo en yacimientos análogos a uno probado, en el que se planifiquen trabajos futuros de reacondicionamiento y *workover*, retratamientos, cambios de equipamiento, y otros procedimientos mecánicos que no hayan sido exitosamente probados y cuyos pozos exhiban similar comportamiento con los del yacimiento probado.

2.3.2 Reservas Posibles de Petróleo

Son aquellas reservas no probadas petróleo asociadas a acumulaciones conocidas, cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son mucho menos asequibles para ser recuperables que las reservas probables bajo condiciones prevalecientes operacionales y contractuales, y suponiendo condiciones económicas futuras, diferente de aquellas que regían para las reservas probadas. Para discretizar la probabilidad de recuperación, si se usan métodos probabilísticos de estimación, existirá al menos un 10% de probabilidad de recobro de las reservas estimadas como posibles, las cuales

serán igual o ligeramente superior que la suma de la estimación de reservas probada, probables y posibles. (PDVSA, 1997)

Los siguientes, son criterios útiles de escenarios en las que se pueden atribuir a las reservas como posibles:

- Existencias de volúmenes respaldados mediante pruebas de producción o formación, que no se han logrado producir debido a las prevalecientes condiciones económicas al momento de la estimación, y que serían rentables al prever condiciones económicas futuras prudentemente ciertas.
- Existencias de volúmenes de petróleo en formaciones cuyos perfiles o núcleos de la formación del yacimiento respalden características de albergar petróleo con un alto grado de incertidumbre.
- Existencia de volúmenes de petróleo que lograsen existir en áreas cuya interpretación de información geofísica-geológica revele la existencia de una estructura mayor que la contenida dentro de los límites de reservas probadas y probables, además que la perforación de pozos fuera de ésta última área, procure menor certeza de resultados auténticos.
- Existencia de volúmenes en segmentos fallados no probados, contiguos a yacimientos probados, mismos que incluyan una

certidumbre aceptable que respalden que el segmento contiene volúmenes recuperables.

- Existencia de Volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características de roca y fluidos ofrezcan un indicio de posibilidad de éxito si son sometidos a procesos de recuperación secundaria.

2.4 Tipos de reservas de acuerdo con el método de recuperación

Estas reservas pueden clasificarse en primarias y suplementarias.

2.4.1 Reservas Primarias

Son aquellas existencias de volúmenes de petróleo que pueden ser recuperadas mediante la energía natural del yacimiento.

(PDVSA, 1997)

2.4.2 Reservas Suplementarias

Se describen como las existencias de volúmenes de petróleo que pudiesen recuperarse adicionalmente debido a la incorporación de energía agregada al yacimiento por métodos de recuperación secundaria como la inyección de agua para generar un frente de avance o para la mantención de presión. También se incluye la inyección de fluidos miscibles para el recobro mejorado de hidrocarburos. (PDVSA, 1997)

2.5 Métodos de cálculo del Petróleo Original in-situ 'POES'

De acuerdo con el desarrollo de los yacimientos de un campo petrolífero e información disponible útil, se utilizan y combinan distintas técnicas que pueden clasificarse en métodos Determinísticos o Analíticos, y Probabilísticos.

Los procedimientos mencionados se pueden enfocar a incrementales basados en riesgo o en escenarios que describen los distintos tipos de reservas mencionadas en la sección anterior, consiguiendo asignar categorías de incertidumbre en la estimación de cantidades

recuperables de acuerdo con la madurez de un proyecto de explotación.
(PDVSA, 1997)

El POES corresponde al volumen inicial para poder realizar un cálculo predicción por métodos matemáticos de las reservas.

2.5.1 Métodos Determinísticos

Los métodos determinísticos utilizan la información geológica y de ingeniería disponible al momento de la estimación, cuya data representa al mejor valor estimado de cada parámetro, consecuentemente el uso de las desemejantes formas de cálculo bajo esta denominación estribará de la cantidad y calidad de información disponible, tomando en cuenta el grado de desarrollo de los yacimientos se puede determinar el Petróleo original in-situ 'POES' como punto de partida en la estimación de reservas por los siguientes Métodos determinísticos.

2.5.1.1 Cálculo por Método Volumétrico

Para determinar el POES volumétrico es necesarias la disponibilidad de propiedades del yacimiento y de fluidos contenidos en él. Luego se podrá estimar la fracción que se recuperará mediante planes definidos de desarrollo. (Ferrer, 2009)

La información disponible inherente para el cálculo del POES bajo este método y cuya incertidumbre es clave que perturba a los volúmenes in-situ son:

- ✓ Geometría del Yacimiento referente al área superficial, límites de trampas que atraviesan al volumen bruto de roca.
- ✓ Rasgos geológicos que refieran la distribución del volumen poral, así como permeabilidad.
- ✓ Ubicación en profundidad de los contactos de fluidos.
- ✓ Determinación de clase de fluidos y contactos influyentes en las saturaciones de fluido

El POES puede ser calculado mediante la siguiente ecuación.

$$N = \frac{7758A * h * \phi * (1 - Swc)}{Boi} \quad \text{Ec.-2- 1}$$

Las variables que se muestran en la Ec.-2- 1, son aproximaciones que repercutirán en la incertidumbre de ocurrencia asociada este método, de ahí que A, h, ϕ, Swc representen las mejores estimaciones de cada parámetro. El área del yacimiento se determina con mapas de subsuelo e isópacos estructurales, que se construyen a través de registro de pozos, núcleos y pruebas de formación. Estos mapas ayudan a dar una idea de la estructura y geometría del yacimiento.

El espesor del yacimiento es una variable que al igual que el área, debe ser bien analizada por la repercusión de una sobre o sub-estimación, debiéndose a que los yacimientos en su mayoría tienen varios estratos por el ambiente deposicional de los sedimentos. En la siguiente figura ilustración se muestran los diferentes intervalos utilizados en la industria del petróleo.

Por la **Error! Reference source not found.**, se pueden distinguir los 3 diferentes tipos de espesor.

Espesor Bruto. - Corresponde aquel intervalo de formación de un yacimiento definido estratigráficamente por cuerpos de arena productores y no productores que se intercalan entre sí, en la figura 2.2 se describe por 'H'.

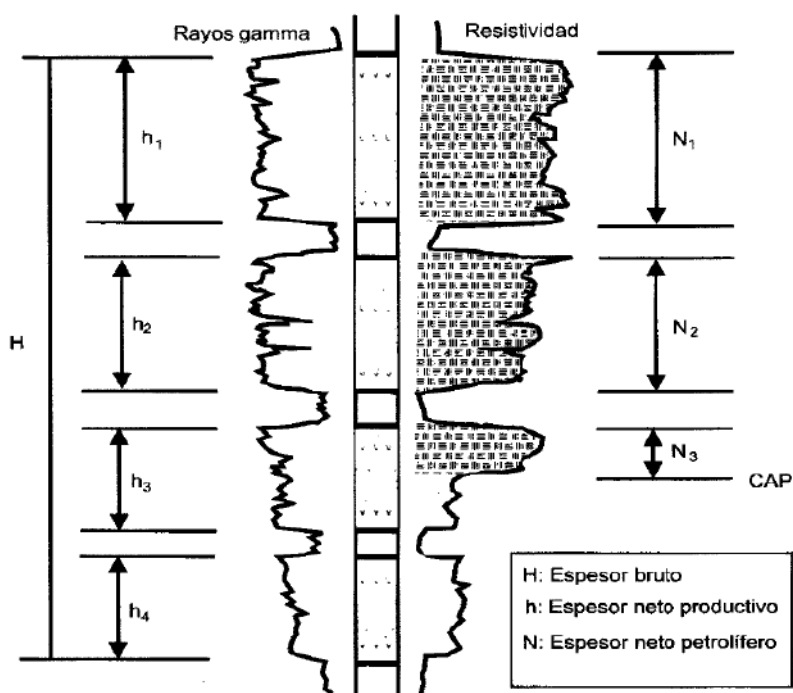


Figura 2.2 Espesores usados en la industria petrolera, tomados en referencia a un registro Gamma Ray y resistividad.

Fuente: Magdalena, P. de Ferrer, 2009.

Espesor Neto Petrolífero. - Se define como aquel sub-intervalo (s) en donde consta petróleo, excluyendo secciones que contengan agua y/o gas. En la figura 2.2, se lo identifica como N

Espesor neto productivo. - Este sub-intervalo se caracteriza porque la porosidad y permeabilidad muestran valores considerables para la producción de petróleo y/o Gas, esto debido a las intercalaciones de lutita con otro tipo de roca en la que se exhiben baja porosidad y permeabilidad. En la figura 2.2, **Error! Reference source not found.** se identifican como 'h'

Para estimar el espesor de la zona productora se usan la razón de la suma de espesores netos productivos con el espesor bruto de la formación luego, para establecer el espesor bruto de la zona productora es necesario localizar en profundidad los contactos agua-petróleo y gas-petróleo.

La variable ϕ indica la fracción del volumen de roca que es porosa, y se establece para cada pozo mediante evaluación petrofísica a nivel de yacimiento. La porosidad es determinada por los registros de Densidad y Neutrón.

Con el producto de $A * h * \phi$ se establece el volumen total del yacimiento que puede ser ocupado por fluidos, faltaría describir la fracción de este volumen que contiene petróleo, aquello se lo consigue agregando el término $(1 - S_{wc})$.

La saturación de agua connata corresponde al porcentaje del medio poroso que contiene agua de formación y se la determina mediante varios métodos; uno de estos es la Ecuación de Simandux haciendo uso de la porosidad, registros de resistividad, la ecuación de Vsh de volumen de arcilla, intercambio catiónico.

El último factor por considerar es el factor volumétrico de formación de petróleo representado por B_{oi} , determinado por análisis PVT validados. Este término permite representar el volumen en superficie a condiciones de yacimiento.

2.5.2 Métodos Probabilísticos

El procedimiento para determinar el POES por el método probabilístico, se basa en tratar cada parámetro de la *Ec.-2- 1* como un rango de valores. Dichos valores que pueden describir eventos futuros cuyos resultados están asociados a un cierto grado de incertidumbre, se encuentran representados por variables aleatorias que mediante distribuciones estadísticas se pueden figurar como se indica en la siguiente gráfica:

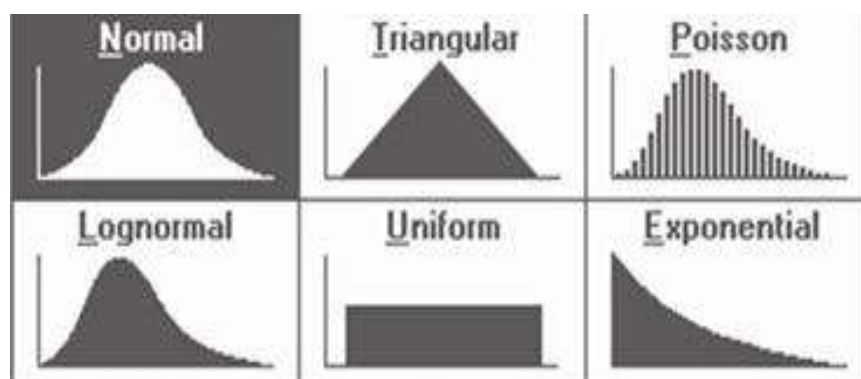


Figura 2.3 Tipos de distribución de una variable aleatoria.

Fuente: José Rivera V., 2014.

La metodología probabilística de Montecarlo permite cuantitativamente estimar un POES, en este método es necesario el uso de estadística y computadoras para emular el comportamiento aleatorio de las variables, todo aquello sustentado con los modelos estadísticos de la gráfica anterior.

2.5.2.1 Método de Monte Carlo

A pesar de que el método tiene una vasta aplicación para campos de estudio diferentes al petróleo, resulta una herramienta ventajosa para analizar yacimientos. Su uso en la Ingeniería de yacimientos se basa en tomar de cada uno de los parámetros de la Ec.-2-1 considerados estadísticos,

muestras de distribución de probabilidad, consecuentemente esas muestras reemplazadas en la ecuación enunciada permitirán obtener un valor del 'POES'. Este proceso se repite para un número significativo de veces que por lo general es mayor a 1000. Luego se ordenan en orden creciente cada (POES)_i asignándose un valor de frecuencia acumulada. Posteriormente se grafica la frecuencia acumulada vs. POES o N, de lo que se obtiene la función de distribución de N. El método Montecarlo no solo sirve para estimar POES, también se usa para la estimación de GOES y GCOES. Para cada caso se basa en los datos característicos de yacimiento. Citando la Ec.-2- 1:

$$N = \frac{7758A * h * \phi * (1 - Swc)}{Boi} \quad \text{Ec.-2- 1}$$

De los datos de yacimiento mostrados de la ecuación anterior el área (A) se distribuye de forma triangular, el espesor (h) y la saturación de agua connata (Swc) de forma Log normal, la porosidad (ϕ) una distribución normal, y el factor volumétrico de formación de petróleo una distribución uniforme. (Rivera, 2009).

El POES a elegir constituye el valor de la mediana de la distribución de la variable N, así para cada variable de la Ec.-2-1 se construye el mismo gráfico, pero cambiando el eje de la abscisa por la distribución aleatoria de la variable en cuestión, al final el valor que se usará en la i-esima ecuación de N será el de la mediana.

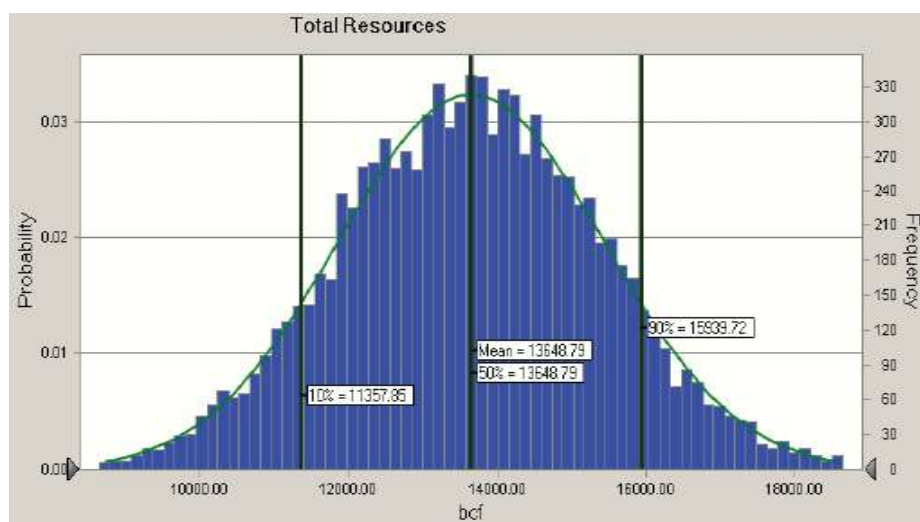


Figura 2.4 Gráfica de la Frecuencia Acumulada de POES.

Fuente: José Rivera V., 2014

2.6 Estimación del POES por la ecuación de Balance de Materiales (EBM)

2.6.1 La Ecuación de Balance De materiales

La ecuación de balance de materiales es una herramienta para poder interpretar, así como predecir el comportamiento de un yacimiento de petróleo. Dentro de las aplicaciones de la ecuación de balance de materiales se puede enunciar los siguientes casos:

- ✓ Estimar el volumen de petróleo original in-situ 'POES'.
- ✓ Predecir el comportamiento futuro del yacimiento.
- ✓ Predecir el máximo recobro de hidrocarburos, bajo la influencia de varios tipos de empujes primarios de yacimiento.

EL fundamento que expresa de forma simple a la ecuación de balance de materiales es de mantener un inventario de todos los materiales que entran, salen y se acumulan en el yacimiento. El concepto de la EBM fue desarrollado por Schilthuis en 1941, quien de forma simple la describió en su carácter volumétrico como: el volumen inicial es igual a la suma entre el volumen remanente y el removido. (Ahmed, 2010)

En la ecuación de balance de materiales, dado que los fluidos presentes en el yacimiento son petróleo, gas y agua es imperioso representarlos para el total de fluidos o para cualquier fluido presente en el yacimiento dentro de la ecuación. La ecuación de balance de materiales que se presenta a continuación está concebida con el planteamiento de los fluidos Producidos debido al Cambio de Volumen por fenómenos físicos en el yacimiento;

$$\begin{aligned}
 & Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw - WiBw - GiBig \\
 & = N \left[(Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg + mBoi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \right. \\
 & \quad \left. + (1 + m)Boi \left(\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right) \Delta p \right] + We
 \end{aligned}
 \tag{Ec.-2- 2}$$

De la ecuación anterior, cuya nomenclatura estándar ha sido adoptada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo 'SPE', se explica en el apartado de simbología la significancia de cada variable.

De la expresión anterior muchas veces se puede considerar necesario representar el volumen poroso, en caso de requerirlo en términos del volumen inicial de petróleo y el volumen de la capa de gas, a través del parámetro "m" que describe la siguiente relación:

$$m = \frac{\text{Volúmen de la capa inicial de gas}}{\text{Volúmen de petróleo inicial in situ}} = \frac{GBgi}{NBoi} \quad \text{Ec.-2- 3}$$

Despejando el volumen de la capa inicial de gas de la ecuación anterior, $GBgi = mNBoi$ y enunciando que el volumen total de hidrocarburos está dado por:

$$\text{Vol. Inicial de Petróleo} + \text{Vol. Inicial Capa de Gas} = PV(1 - Swi) \quad \text{Ec.-2- 4}$$

Tenemos:

$$NBoi + mNBoi = PV(1 - Swi) \quad \text{Ec.-2- 5}$$

De esta última expresión podemos obtener el volumen poroso como se muestra a continuación:

$$PV = \frac{NBoi(1 + m)}{1 - Swi} \quad \text{Ec.-2- 6}$$

La ecuación de Balance de materiales puede ser definida para cualquier empuje de yacimiento que este experimente.

2.6.2 Derivación de La Ecuación de Balance de Materiales

En la derivación de la Ecuación de Balance de Materiales, se debe sintetizar al yacimiento como un contenedor idealizado, que en este contexto se trata de un tanque en el que se puede representar de mejor forma cualitativamente los cambios volumétricos que pueden ocurrir durante la vida productiva del yacimiento, llegando a derivar las expresiones de balance volumétrico que establecen a la ecuación de Balance de Materiales. (Ahmed, 2010)

En el siguiente párrafo, siguiendo el modelo de tipo tanque se puede generalizar la EBM como:

*Volumen Poroso que ocupa el petróleo inicial in-situ a la presión inicial del yacimiento más el Volumen Poroso que ocupa la capa de Gas; es igual al Volumen Poroso que ocupa el Petróleo remanente a una presión de yacimiento **más** el Volumen poroso que ocupa la capa de gas a una presión de yacimiento **más** el Volumen Poroso que ocupa el influjo neto de agua a una presión de yacimiento **más** el Cambio del volumen poroso como consecuencia de la expansión de agua connata y la reducción de volumen por la expansión de roca a una presión de yacimiento P **más** el Volumen Poroso que ocupa el gas inyectado a una*

presión de yacimiento P **más** el Volumen poroso ocupado por la inyección de agua a una presión de yacimiento P .

a continuación.

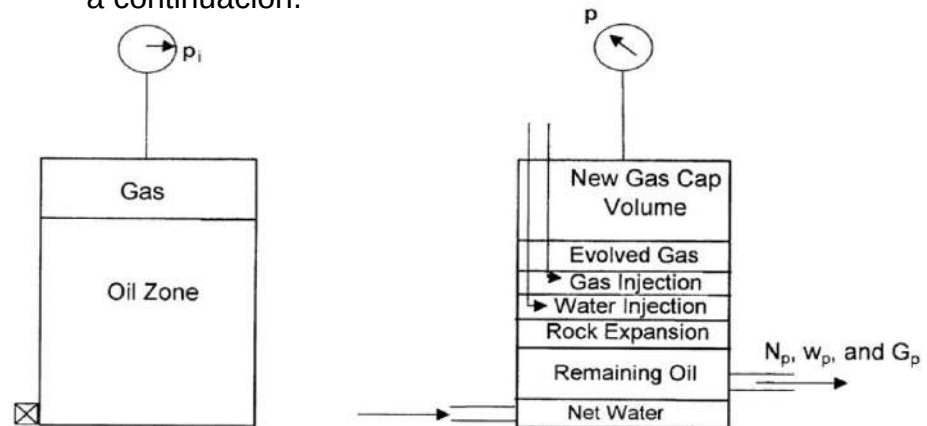


Figura 2.5 Modelo tipo Tanque para derivar la EBM

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

De la generalización presentada anteriormente, es necesario reconocer los términos que se exponen a continuación para construir la ecuación de balance de materiales.

A las condiciones iniciales de yacimiento, P_i :

- ✓ El volumen ocupado por el petróleo inicial in-situ se denota por el término ' N_{Boi} '
- ✓ El volumen poroso ocupado por la capa de gas inicial se representa por ' mN_{Boi} '

A las condiciones de yacimiento en una presión P:

- ✓ El volumen poroso que ocupa el petróleo remanente se representa por:

$$Vol\ Remanente\ de\ petr\acute{o}leo = (N - N_p)B_o \quad \text{Ec.-2- 7}$$

- ✓ La capa de gas inicial se expande y ocupa un mayor volumen a medida que la presión de yacimiento cae a un valor P, ese volumen poroso ocupado por la capa de gas es representado por:

$$Vol.\ capa\ de\ gas = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g. \quad \text{Ec.-2- 8}$$

- ✓ Para poder representar el volumen de gas en solución es necesario establecer un balance de materiales sobre el gas en solución de la siguiente manera: el volumen de gas en solución es igual a; el volumen de gas inicial en solución menos el volumen de gas producido y menos el volumen remanente de gas en solución.

Quedando lo enunciado anteriormente en:

✓ El volumen poroso ocupado por el influjo neto de agua se
 $[\text{Vol. Gas en solución}] = [NR_{si} - NpR_p - (N - Np)R_s]Bg$ **Ec.-2- 9**

representa por:

$$[\text{Influjo neto de agua}] = W_e - W_p B_w. \quad \text{Ec.-2- 10}$$

✓ El cambio del volumen poroso ocasionado por la expansión de agua connata y roca describe el proceso de reducción del volumen poroso ocupado por hidrocarburos, para este fenómeno se incluyen términos de compresibilidad de agua y roca, siendo ignorados en caso de un empuje por capa de gas, así también cuando el yacimiento ha descendido su presión por debajo del punto de burbuja. La reducción del volumen de espacio poral provocado por la expansión de agua connata se puede expresar mediante:

$$Exp, \text{ Agua Connata} = PVS_{wi}C_w\Delta P. \quad \text{Ec.-2- 11}$$

Pero como se describió en la **Ec.-2- 6** de volumen poroso, la **Ec.- 2- 11** se convierte:

$$Exp, Agua Connata = \frac{NBoi(1+m)}{1-Swi} Swi Cw \Delta P \quad \text{Ec.-2- 12}$$

De igual forma se puede expresar el cambio en el volumen poroso por la expansión de la roca del yacimiento por:

Ec.-2- 13

$$\Delta PV \text{ por expansión de roca} = \frac{NBoi(1+m)}{1-Swi} Cf \Delta P.$$

Finalmente, el cambio total del volumen poroso se puede representar mediante:

$$NBoi(1+m) \left(\frac{Swi Cw + Cf}{1-Swi} \right) \Delta p \quad \text{Ec.-2- 14}$$

- ✓ El volumen poroso que es ocupado por la inyección de agua y gas como el objetivo de mantener presión de yacimiento pueden ser unificados como:

$$\begin{aligned} Vol \text{ Total de inyección de fluidos} & \quad \text{Ec.-2- 15} \\ & = G_{inj} B_{g_{inj}} + W_{inj} B_w \end{aligned}$$

La ecuación de balance de materiales representada en su planteamiento general descrito en esta sección, y uniendo los términos que la componen expuestos anteriormente quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & NBoi + mNBoi \\
 &= \left[\frac{mNBoi}{Bg_i} \right] Bg + [NRsi - NpRp - (N - Np)Rs]Bg \quad \text{Ec.-2- 16} \\
 &+ We - WpBw + NBoi(1 + m) \left[\frac{SwiCw + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta P \\
 &+ GinjBg + WinjBw
 \end{aligned}$$

Manipulando la expresión anterior, con el objetivo de dejar de un solo lado los términos que tengan como factor al petróleo original in-situ (POES) representado por 'N' se llega a la siguiente expresión.

$$\begin{aligned}
 & N \\
 &= \frac{Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] - (We - WpBw) - GinjBg - WinjBw}{(Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg + mBoi \left[\frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right] + Boi(1 + m) \left[\frac{SwiCw + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta P} \quad \text{Ec.-2- 17}
 \end{aligned}$$

En ocasiones se puede representar a GP como gas producido, que en la ecuación anterior bastaría con multiplicar N_p con R_p .

Por último si se deseara seguir el planteamiento de que los fluidos producidos son el resultado del cambio de volumen por debido a fenómenos físicos, la **Ec.-2- 17** reordenándola se la tendría que expresar tal y como sigue la **Ec.-2- 2**.

$$\begin{aligned}
 & N_p[Bo + (R_p - R_s)Bg] + W_pB_w - W_iB_w - G_iB_g \\
 & = N \left[(Bo - Bo_i) + (R_{si} - R_s)Bg + mBo_i \left(\frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) \right. \\
 & \quad \left. + (1 + m)Bo_i \left(\frac{C_wS_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta p \right] + We
 \end{aligned}
 \tag{Ec.-2- 18}$$

2.6.3 Caracterización de la Ecuación de Balance de Materiales de acuerdo con el tipo de Empuje

De la ecuación **Ec.-2- 17** se puede definir la propiedad PVT de factor de formación volumétrico total, mediante la siguiente relación:

$$B_t = Bo + (R_{si} - R_s)Bg \tag{Ec.-2- 18}$$

y definiendo el parámetro $A = N_p[Bo + (R_p - R_{si})Bg]$, la ecuación anterior puede ser reordenada de la siguiente forma:

Consecuentemente y respetando el orden de los términos la misma ecuación puede ser sintetizada de la siguiente forma:

$$\frac{N(Bt - Bti)}{A} + \frac{\frac{mNBti(Bg - Bgi)}{Bgi}}{A} + \frac{We - WpBw}{A} + \frac{NBoi(1 + m) \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta p}{A} = 1 \quad \text{Ec.-2- 19}$$

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1 \quad \text{Ec.-2- 20}$$

Donde los índices en la **Ec.-2- 20** constituyen los 4 principales mecanismos de empuje mediante los cuales el petróleo puede ser recuperado a través del yacimiento.

Cole (1969) enunció que la suma de los índices de los mecanismos de empuje es igual a uno, teniendo en cuenta la premisa que, si la magnitud de uno de los índices se ve reducida, entonces uno o el resto de índices deberán ser correspondientemente incrementados en la medida de la influencia de los empujes de yacimiento restantes.

2.6.3.1 Empuje Por Depletación ‘DDI’

Es el mecanismo de empuje de petróleo, donde la producción del mismo a través del yacimiento se desempeña por la expansión del volumen original de petróleo conjunto con todo su gas disuelto. Este término matemáticamente se presenta como:

$$DDI = \frac{N(B_t - B_{ti})}{A} \quad \text{Ec.-2- 21}$$

2.6.3.2 Empuje Por segregación de la capa de Gas ‘SDI’

Constituye al mecanismo de empuje de un yacimiento donde el petróleo es producido mediante la expansión de una capa de gas libre, provocando el desplazamiento de petróleo. Este empuje es determinado matemáticamente mediante el siguiente índice:

$$SDI = \frac{\left[\frac{NmB_{ti}(B_g - B_{gi})}{B_{gi}} \right]}{A} \quad \text{Ec.-2- 22}$$

2.6.3.3 Empuje por intrusión de Agua 'WDI'

El empuje por intrusión de agua, se caracteriza por la influencia neta del encrochamiento de agua sobre la zona de petróleo del yacimiento, mediante esta intrusión a mediada que el petróleo se desplaza por la producción, el agua ingresa al yacimiento que rodea para ocupar el espacio dejado por el petróleo, es de tener en cuenta el desempeño de este empuje con respecto a la eficiencia de desplazamiento. Este índice puede expresarse matemáticamente como:

Ec.-2-23

$$WDI = \frac{W_e - W_{pBw}}{A} \quad \text{Ec.-2- 23}$$

2.6.3.4 Empuje por Expansión de Agua y Roca 'EDI'

Este empuje se desarrolla para yacimientos sub-saturados de petróleo sin la influencia de agua, en donde la principal fuente de energía corresponde a la expansión de roca y fluido, a diferencia de los otros 3 mecanismos de empuje mencionados con anterioridad que representan los mecanismos mayoritarios cuantitativamente, el aporte de este mecanismo es muy bajo que puede considerarse ignorado. Matemáticamente este índice es representado por:

$$EDI = \frac{NB_{oi}(1 + m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p}{A} \quad \text{Ec.-2- 24}$$

2.6.4 Suposiciones concernientes a la Ecuación de Balance de Materiales

Entre las suposiciones básicas que tiene la Ecuación de balance de Materiales se pueden enunciar:

Presión

Debido a que el modelo teórico para el que se plantea la Ecuación de balance de Materiales es de esquematizar al yacimiento como un tanque idealizado, la presión debe conservarse inmutable a un tiempo específico, dejando sin efecto cualquier cambio que pudiese acontecer a través del yacimiento, aunque en flujo radial sea cierto que ocurren grandes variaciones de presión alrededor de pozos productores e inyectores. Para el planteamiento de la ecuación de Balance de Materiales a un tiempo específico se debe escoger una presión promedio como la presión representativa de todo el yacimiento,

consecuentemente las propiedades de los fluidos serán estimadas a dicha presión.

Temperatura

Con respecto a esta propiedad física solo es necesario confirmar que los cambios en un yacimiento se suscitan a condiciones isotérmicas, salvo que una influencia externa sea impuesta y provoque la variación de temperatura tal y como acontece en procesos de recuperación térmica de hidrocarburos, en donde la agregación de calor al yacimiento por medio de vapor de agua si fuese el caso, infringe un cambio de temperatura del mismo con el objetivo de desplazar hidrocarburos.

Volumen de yacimiento constante

Esta propiedad es tomada constante, excepto cuando acontece una expansión de roca y agua o influjo de la misma, que en todo caso estos fenómenos son considerados en cualquiera de las formas de la ecuación de balance de materiales presentadas en *Ec.-2- 2* y *Ec.-2- 17*. La premisa de volumen constante indica que la formación es lo justamente capaz de mantener su volumen para que ningún cambio de volumen significativo ocurra con el movimiento normal de fluidos o por aplicación de presiones de

fractura (overburden) en un reacondicionamiento, todo esto a medida que la presión interna es reducida por la producción.

La aplicación de la ecuación de balance de materiales está relacionada con el área del sistema del yacimiento en donde se asuma constancia, pues puede ocurrir flujo a través de la frontera del yacimiento, en cuyo caso se tendría que agregar el término de influjo de agua que está sujeto a un análisis de sensibilidad que valide la existencia o no de un acuífero. El término de influjo de agua puede ser discretizado a través de los modelos de Hurst, Van Everdingen, Carter Tracy y Fetkovich, etc.

Data representativa de producción

La data de producción debe ser guardada y asociada a un período de producción, que debe ser el mismo en que se aplique la ecuación de balance de materiales. Es recomendable que los registros de la data de producción inherente a capa de gas y gas en solución se mantengan diferenciados. Se requiere que las mediciones de gravedad de petróleo y gas sean en conjunto con la data de volumen del fluido producido, esto permite obtener las propiedades promedio de los fluidos. Las 3 datas representativas para poder aplicar la 'EBM' son:

- ✓ Data de producción de Petróleo.
- ✓ Data de producción de Gas.
- ✓ Data de Producción de agua.

Data Representativa PVT

Debido a que la EBM toma en cuenta data de un escenario de depletación diferencial ' $(P_i - P)$ ' para representar el flujo del yacimiento, se puede usar data del separador flash (liberación instantánea) que lograría corregir la transición de las condiciones desde pozo a superficie, esto es válido para las propiedades PVT de un yacimiento Black-oil que demarcan cambios de volumen debidos solo a presión y temperatura, perdiendo efecto cuando se tiene yacimientos de petróleo volátil o condensados de gas donde las composiciones juegan un rol importante. (Pletcher, 2007)

2.6.5 Consideraciones sobre la Ecuación de balance de Materiales

Comúnmente la fuente de error en la aplicación de la EBM se da al determinar la correcta presión promedio del yacimiento en estudio, este problema se asocia con el tipo de promedio que se ejecute (aritmético, ponderado). Este problema aparece en el caso cuando se tienen formaciones productoras que están

constituidas por dos o más zonas de diferentes permeabilidades, expuesto lo anterior, se tendrá por lo general mayor presión en zonas de baja permeabilidad y por lo tanto si se realizaran las mediciones de presión cercanas a las zonas de alta permeabilidad, se estaría aseverando una tendencia de presión menor y que el yacimiento se comportase como si contuviera menos petróleo. (Slider, 2000)

Schilthuis (1941) esquematiza este caso refiriendo que el petróleo presente en las zonas más permeables se define como petróleo activo, respaldando lo anterior debido a que se observa que la cantidad calculada de petróleo activo usualmente incrementa con el tiempo porque el petróleo y gas en zonas de baja permeabilidad se expanden lánguidamente hasta compensar la declinación de presión. Esta afirmación se puede apreciar de forma práctica para aquellos campos que no están completamente desarrollados, en donde la presión de un yacimiento puede ser solo la de la zona desarrollada, mientras que la presión promedio de la porción no desarrollada es mayor. En otras palabras, no se está escogiendo una presión de yacimiento representativa, siendo necesario un análisis de sensibilidad en que se pueda constatar de forma cualitativa las regiones del yacimiento que son drenadas. Craft (1991) propone

que el efecto del error de la presión de yacimiento sobre los valores iniciales de petróleo e influjo de agua depende del tamaño de errores en concordancia a la declinación de presión de yacimiento, esto teniendo en cuenta que la entrada del dato de presión en la EBM está principalmente al determinar las diferencias entre propiedades PVT en los términos de la **Ec.-2-17**: $(Bo-Boi)$, $(Bg-Bgi)$, $(Rsi-Rs)$. Puesto a que la expansión de la capa de gas y el influjo de agua tienden a compensar el declive de presión, los errores de inherentes a la presión son más serios en cotejo a yacimientos sub-saturados.

Dake (1994) agrega que existen dos condiciones necesarias que se deben satisfacer para la completa aplicación de la EBM a un yacimiento en análisis:

1. Debe existir una adecuada recolección de data inherente a las presiones de producción y para la determinación de las propiedades PVT, ambas en frecuencia y calidad.
2. Definir la tendencia de la presión promedio del yacimiento como función del tiempo o producción del campo.

Dake también examinó el estatus de varios parámetros de la **Ec.-2-17** con respecto a su aplicación, dividiéndolos de la siguiente forma:

Tabla II Variables de la ecuación de balance de materiales.

Variables conocidas	Variables potenciales.
Np	N
Rp	We
Wp	P
Cw	Bo, Bg, Rs
Swc	M
Bw	Cf

Fuente: Tarek, Ahmed., 2010.

La tabla anterior demuestra lo desafiante que es la aplicación de la EBM, con 6 variables conocidas y 8 desconocidas, necesitando de suficientes ecuaciones independientes para poder determinar las variables desconocidas y luego aplicar la EBM. Examinando las variables conocidas de producción (Np, Rp, Wp) estas provienen del registro de producción que en campos maduros se supondría tienen mejor certidumbre, la saturación de agua connata Swc proviene de la evaluación petrofísica, promediando los valores pertenecientes a los pozos completados a nivel del yacimiento en análisis.

Analizando las variables desconocidas, una vez que se pueda disponer de información de presión y producción, la EBM provee una aplicación de poder determinar el petróleo original in-situ y permite mejores resultados debido a que no considera aquellos volúmenes de áreas no drenadas de un yacimiento o de zonas de baja permeabilidad.

Para ese volumen de petróleo conocido se puede calcular la presión a tiempos futuros para desarrollar un plan de producción, los resultados de ese cálculo ayudarían a decidir cuándo serán necesarios métodos de levantamiento artificial, estimar las reservas hasta un punto en donde se establezca la presión de abandono entre otros. (Pletcher, 2007)

2.6.6 La Ecuación de Balance de Materiales representada como una ecuación de la recta

De la **Ec.-2- 17** se puede agrupar sus términos considerando su significancia física en:

- ✓ $Np[Bo+(Rp-Rs)Bg]$, Grupo de términos que representa el volumen de yacimiento de producción acumulada de gas y petróleo.

- ✓ $[We-W'_{Bw}]$, Grupo de términos que hacen referencia al influjo neto de agua que es retenido en el yacimiento.
- ✓ $[GinjBinj+WinjBw]$, Grupo de términos que representan la inyección acumulada de fluidos al yacimiento con el objetivo de mantener la presión en el mismo.
- ✓ $[mBoi(Bg/Bgi-1)]$, Grupo de términos que representan la expansión neta de la capa de gas que tiene lugar con la producción ' N_p '

En la **Ec.-2- 17** se pueden considerar como las tres variables esenciales desconocidas de la EBM:

- ✓ El petróleo original in-situ N ' $POES$ '.
- ✓ El influjo acumulado de agua ' We '.
- ✓ La relación de tamaño de la capa original de gas con el tamaño de la zona de petróleo ' m '.

De la misma **Ec.-2- 17**, siguiendo la metodología de Havlena y Odeh (1963) para poder determinar las 3 variables esenciales de la EBM, ésta puede representarse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
& Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw \\
& = N[(Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg \\
& + mNBoi \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) \\
& + N(1 + m)Boi \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta p + We \\
& + WinjBw + GinjBginj
\end{aligned}
\tag{Ec.-2- 25}$$

Posteriormente la **Ec.-2- 25**, Havelena y Odeh la expresaron de forma sintetizada en:

$$\begin{aligned}
F = N[Eo + mEg + Efw] + (We + WinjBw \\
+ GinjBginj)
\end{aligned}
\tag{Ec.-2- 26}$$

Si se asume por simplicidad que no existe ningún mecanismo de mantención de presión mediante la inyección de fluidos, la expresión anterior se convierte en:

$$F = N[Eo + mEg + Efw] + We
\tag{Ec.-2- 27}$$

Sin olvidar el sustento fundamental de 'Balance', de la ecuación anterior el término 'F' representa los fluidos producidos desde el yacimiento, como se evidencia a continuación:

$$F = Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw \quad \text{Ec.-2- 28}$$

Representando el factor volumétrico de formación total 'Bt' en términos de dos fases, los fluidos producidos de la **Ec.-2- 28** quedarían:

$$F = Np[Bt + (Rp - Rsi)Bg] + WpBw \quad \text{Ec.-2- 29}$$

El término Eo de la *Ec.-2- 27* comprende la expansión de petróleo y de su gas disuelto inicialmente, que expresado en términos de factor volumétrico de formación total resulta como:

$$Eo = (Bo - Boi) + (Rsi - Rs)Bg \quad \text{Ec.-2- 30}$$

O su equivalente en:

$$Eo = Bt - Bti \quad \text{Ec.-2- 31}$$

El término que describe la expansión de la capa de gas y del gas disuelto se expresa por 'Eg' que en términos de dos fases del factor volumétrico de formación total es definido como:

$$Eg = Bti \left[\left(\frac{Bg}{Bgi} \right) - 1 \right] \quad \text{Ec.-2- 32}$$

Por último el término 'Efw' corresponde a la expansión inicial de agua y reducción del volumen poroso, indicado por la siguiente ecuación:

$$Efw = (1 + m)Boi \left[\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta P \quad \text{Ec.-2- 33}$$

En caso de que el yacimiento en análisis no tuviera capa inicial de gas el término 'm' sería cero, así también si no hubiese influjo de agua el término 'We' se despreciaría, al final si es conveniente se puede despreciar las compresibilidades de agua y roca, reduciendo la **Ec.-2- 27** en:

$$F = NEo \quad \text{Ec.-2- 34}$$

De la expresión anterior, se puede desarrollar un gráfico de 'F vs. E_o ', en donde la pendiente sería justamente el 'POES'. Havelena y Odeh analizaron varios tipos de yacimiento y obtuvieron variantes de la **Ec.-2- 27** para cada caso de empuje en particular.

2.6.7 Solución lineal de la Ecuación de Balance de Materiales para el cálculo del POES de un yacimiento subsaturado de petróleo

Mencionando la **Ec.-2- 27** en la que se asume que no hay inyección de agua o gas con el objetivo de mantener presión de yacimiento y al tratarse de un yacimiento subsaturado, se pueden plantear las siguientes condiciones que hacen desaparecer términos de la ecuación nombrada:

$W_e=0$, que indica la inexistencia de influjo de agua, o yacimiento volumétrico.

$m=0$ al ser un yacimiento subsaturado.

$R_s=R_{si}-R_p$, dado que el gas está disuelto en el petróleo que se está produciendo.

La **Ec.-2- 27** quedaría como:

$$F = N(E_o + E_{fw}) \quad \text{Ec.-2- 35}$$

También se la podría expresar tal que:

$$N = \frac{F}{E_o + E_{fw}} \quad \text{Ec.-2- 36}$$

De la expresión anterior se definen sus componentes de la siguiente manera:

N, como el POES

Es imperioso determinar si el yacimiento no posee la influencia

$$E_o = B_o - B_{oi} \quad \text{Ec.-2- 37}$$

$$F = NpB_o + WpB_w$$

$$E_{fw} = B_{oi} \left[\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad \text{Ec.-2- 39}$$

de un acuífero que lo rodee, es decir que el yacimiento sea volumétrico en donde W_e es cero, caso contrario existirían problemas en data de producción, presión y PVT para evaluar los componentes de la **Ec.-2-36**. Al graficar la **Ec.-2- 36** como $F/(E_o+E_{fw})$ para cada presión a un tiempo específico, versus la

producción acumulada ' N_p ' o simplemente tiempo como se muestra en la siguiente gráfica, se presentan los siguientes comportamientos.

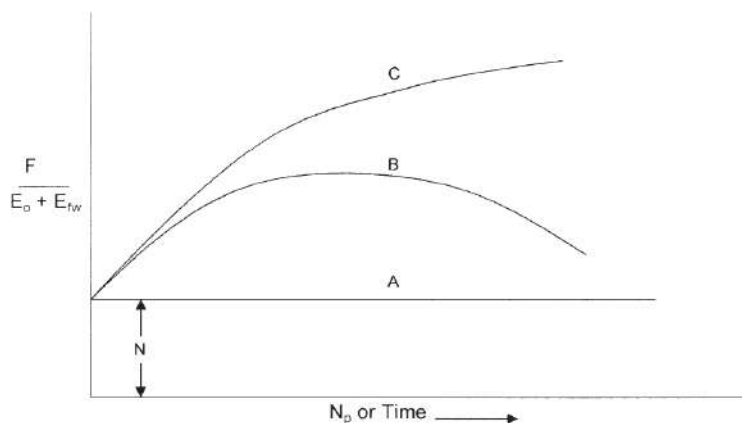


Figura 2.6 Comportamientos de La EBM.

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

La línea horizontal (A) de la gráfica anterior, asevera que el yacimiento puede ser tratado como volumétrico, definiendo completamente la depletación del yacimiento cuya energía proviene exclusivamente de la expansión de roca, agua y petróleo. El intercepto con el eje vertical corresponde al POES, sustentando la aplicación de la EBM para poder estimarlo, en el capítulo siguiente se detalla la metodología concerniente al POES con EBM mediante el uso del software Mbal.

Las curvas (B) y (C) muestran un incremento del termino calculado $F / (E_o + E_{fw})$ lo que conlleva a concluir que el yacimiento o bien está energizado por un influjo de agua, por una compactación anormal o ambas. La curva (C) se la puede adjudicar más a que se trate de un yacimiento con un fuerte empuje hidráulico, cuyo acuífero (infinito) asociado se comporta con un desplazamiento infinito. Y por otro lado la curva (B) representa un acuífero (finito) cuya frontera con el yacimiento siente el disturbio de presión del yacimiento, y tanto el yacimiento como acuífero se depletan de forma unificada sin un fuerte empuje hidráulico por intrusión de agua. El comportamiento decreciente que toma luego la curva (B) simboliza la disminución energética que el acuífero transmite al yacimiento. Análogamente se puede al gráfico anterior, se puede realizar la gráfica de F vs. $(E_o + E_{fw})$ como sigue la Error! Reference source not found. cuya pendiente representa al POES, se puede apreciar que pasa por el origen del plano, pero es de aclarar que se realiza aquello para guiar el ajuste del gráfico de una línea recta. (Ahmed, 2010). Cundo ocurre una desviación a la tendencia lineal de la EBM, como se expuso con anterioridad, existe un mecanismo de empuje que no se está tomado en cuenta por la **Ec.-2- 35**. Si el gráfico de F vs. $(E_o + E_{fw})$ no es

lineal, se conduce a concluir que no se está desarrollando la producción estrictamente por la depletación de presión o expansión de fluidos, si no que el yacimiento está caracterizado por un empuje hidráulico, que es lo más común en relación a la expansión de agua connata y roca que inclusive si está presente es muy despreciable su influencia.

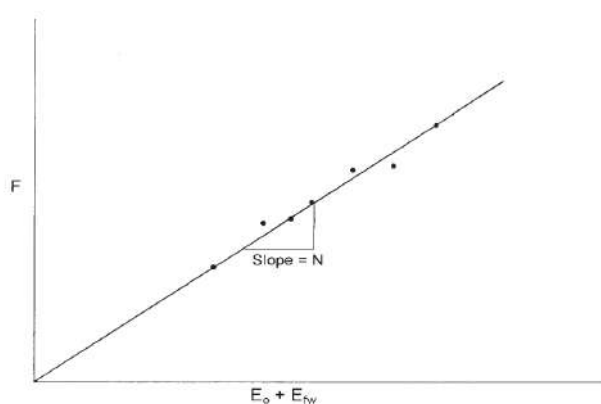


Figura 2.7 Gráfica lineal de la EBM para determinar el POES.

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

Para un yacimiento con empuje hidráulico es un reto identificar el tipo de acuífero así también caracterizar sus propiedades, y si no se realiza una precisa descripción del mismo no podrá ser efectiva una evaluación del futuro desempeño y administración del yacimiento analizado. Para incluir la influencia del mecanismo de empuje hidráulico del yacimiento es necesario usar la **Ec.-2- 27**.

Sin embargo Dake (1978) propuso que para yacimientos de este tipo, el termino Efw puede ser despreciado en la mayoría de los casos, pues no solo las compresibilidades de agua y roca son bajas, si no que el influjo de agua ayuda a mantener la presión del yacimiento, de ahí que es más representativo el término We, luego la **Ec.-2- 27** expresada de otra forma teniendo en cuenta que el yacimiento es subsaturado:

$$\frac{F}{E_o + E_{fw}} = N + \frac{W_e}{E_o + E_{fw}} \quad \text{Ec.-2- 40}$$

Dake indicó que la EBM expresada en esta forma representa una poderosa herramienta para representar a un yacimiento subsaturado, sea que esté influenciado o no por un acuífero. El gráfico de $F/(E_o+E_{fw})$ vs $W_e/(E_o+E_{fw})$ tiene la siguiente forma:

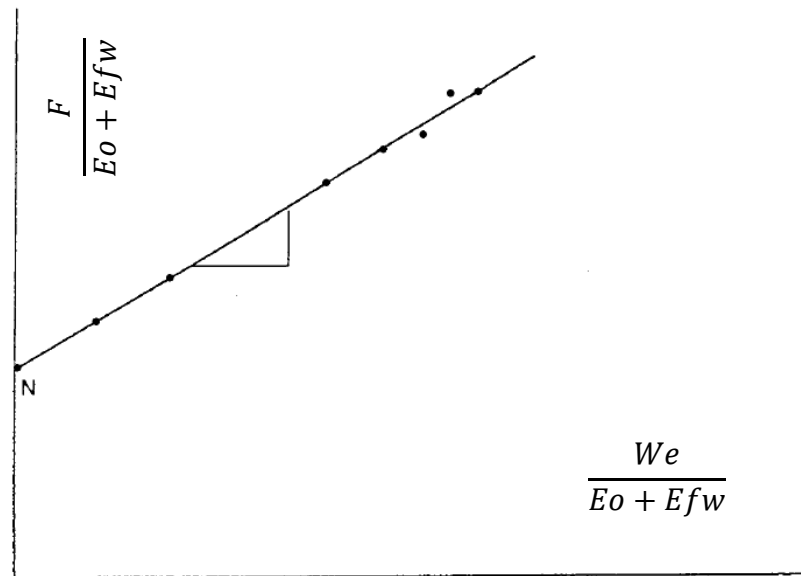


Figura 2.8 Solución Lineal de la EBM para determinar el POES, propuesta por Dake.

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

Para determinar el influjo de agua se requiere analizar modelos matemáticos y caracterizar al acuífero, los modelos de acuífero que se pueden aplicar son: Pot, Schilthuis Steady-state, Van Everdingen-Hurst entre otros. (Todd, 2012)

2.7 Predicción mediante Curvas de Declinación para la estimación de reservas

2.7.1 Introducción a las Curvas de Declinación

Analizar la tendencia pasada del desarrollo de la producción, constituye el análisis de la declinación de producción, este estudio se logra mediante gráficas de tasa de petróleo versus tiempo o en su debido caso versus la producción acumulada de petróleo. El análisis se construye para un grupo de pozos que representen de mejor forma el comportamiento de producción que se ha desarrollado en el yacimiento, o para todos los pozos del yacimiento. Al final el análisis de las curvas de declinación comprende un método extensivamente usado para evaluar reservas y predecir la producción futura. (Dake., 1994)

El análisis de curvas de declinación está fundamentado en la premisa de que las tendencias pasadas del desarrollo de la producción y sus factores de control, tendrán un comportamiento que por lo general es dominante y que continuará en el futuro, aquel comportamiento para extenderlo al futuro se lo extrapolará describiéndolo mediante una expresión matemática.

Con el propósito de extrapolar una tendencia en el contexto de estimar el comportamiento futuro de producción, se debe satisfacer la condición de que aquellos factores que ocasionaron cambios en el pasado como puede ser la declinación de la tasa de petróleo; tendrán igual incidencia en el futuro.

Las curvas de declinación están caracterizadas por los siguientes factores:

- ✓ Tasa de producción inicial, o en el debido caso una tasa a un tiempo en particular.
- ✓ Curvatura de declinación.
- ✓ Tasa de declinación.

Los factores presentados, comprenden una función compleja de varios parámetros del yacimiento, pozo y manejo de facilidades de superficie.

2.7.2 Consideraciones en el análisis de Curvas de Declinación de Producción

Ikoku (1984) presentó 3 consideraciones en el análisis de curvas de declinación de producción:

1. Bajo un cierto grado de exactitud, ciertas condiciones deben prevalecer para el análisis de curvas de declinación. La producción en el período de análisis debe ser estable, esto

implica que el pozo fluyente en estudio debió haber producido con un tamaño de reductor constante así como su valor de presión del cabezal; y si es un pozo sometido a un levantamiento artificial con bombeo se debe mantener un nivel dinámico de fluido. La declinación de producción observada para la capacidad del pozo bajo las consideraciones nombradas deben reflejar verdaderamente la productividad del yacimiento y no ser el resultado de la producción por causas externas en donde existan cambios en las condiciones de producción tales como el daño del pozo, controles de producción o fallo de equipamientos.

2. Para mantener un grado de exactitud razonable, las condiciones de yacimiento deben permanecer estables en aras de extrapolar las curvas de declinación. Esta condición solo acontecerá mientras el mecanismo de producción no sea alterado. Sin embargo en caso de realizar cualquier acción en con el objetivo de mejorar el recobro de petróleo o gas como en la inyección de fluidos, fractura o acidificación matricial, las curvas de declinación pueden ser empleadas para la estimación del desempeño del pozo así como del yacimiento, comparando el escenario de cambio con el desempeño actual y permitiendo determinar el éxito técnico como económico.

3. El análisis de las curvas de declinación de producción está asociado con el campo económico de muchas formas, pues permite evaluar nuevas inversiones y auditar los gastos previos, sirve de guía para el dimensionamiento de facilidades como oleoductos, facilidades de producción, tratamiento y por último en la determinación de reservas bien sean para un pozo o para un campo cuando se requiere una licitación.

Los resultados de reservas arrojados por el análisis de curvas de declinación de producción luego pueden ser cotejados por otros determinados mediante el método volumétrico o por las estimaciones de balance de materiales, esto debido a que el método de curvas de declinación es empírico. (Dake, 2003)

2.7.3 Definiciones fundamentales

2.7.3.1 Tasa de Declinación Nominal

La tasa de declinación nominal corresponde al cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo; de igual forma se puede describir como la pendiente negativa de la gráfica del logaritmo natural de la tasa de producción en

función del tiempo. Matemáticamente la tasa de declinación nominal se expresa como:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln(q)}{dt} \quad \text{Ec.-2- 41}$$

De la ecuación anterior, la tasa de declinación nominal 'D' está en [años⁻¹], la tasa de producción de petróleo 'q' en [Bn/día] y por último el tiempo 't' en meses o años. La tasa de declinación nominal se la conoce también como índice o relación de pérdida, y a partir de este índice se derivan otras relaciones matemáticas por ser la **Ec.-2- 41** una función continua.

2.7.3.2 Tasa de Declinación efectiva

La tasa de declinación efectiva se establece como el decremento en la tasa de producción desde un valor de tasa inicial 'q_i' hasta un valor de tasa de producción 'q' dentro de un período equivalente a la unidad de tiempo en año o mes;

dividido para la producción del comienzo del período. Matemáticamente la tasa de declinación efectiva se expresa como:

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad \text{Ec.-2- 42}$$

De la **Ec.-2- 42** 'd' corresponde a la declinación efectiva en [%/(año o mes)], 'q' es una tasa de producción de petróleo a un tiempo t en [Bn/día] y finalmente 'qi' que representa la tasa de producción de petróleo al momento que inicia el período de declinación en [Bn/día]. Esta tasa de declinación es una función discreta que se acomoda de mejor manera con las prácticas actuales de registros de producción, razón por lo que es la más usada. Cuando el período es de un mes se hace referencia a la tasa de declinación efectiva mensual, y como tasa de declinación anual cuando el período es de un año.

2.7.3.3 Tasa Límite Económica

Constituye a la tasa de producción mínima demandada para cubrir gastos operativos de un pozo, todo aquello

considerando el precio actual de crudo o gas, impuestos, regalías, aporte de la empresa operadora entre otros. Para establecer un límite económico es mandatorio precisar los gastos pertinentes de un pozo, al igual que de justifica si se economizaría en caso de abandono.

La tasa límite económico se establece matemáticamente como:

$$LE = \frac{C}{P * 30.4} \quad \text{Ec.-2- 43}$$

De la ecuación anterior 'LE' representa la tasa límite económica en [BNPD/Pozo], 'C' representa el costo de producción por pozo/mes en [USD/pozo/mes], P es la entrada neta por barril normal de petróleo producido incluido impuestos en [USD/Bn] y por último el factor 30.4 permite la corrección [Días/mes].

La relación anterior presenta una forma de calcular el límite económico que requiere el conocimiento de costos operativos y demás variables económicas que se vuelven la entrada en la **Ec.-2- 43**, sin embargo de forma fiable y rápida si se tienen

datos estadísticos del porcentaje de agua y sedimentos límite económico; la tasa de límite económico se calcula como:

$$qL = qf(1 - \%AySl) \quad \text{Ec.-2- 44}$$

Donde 'ql' representa la tasa de límite económico en [Bn/día], 'qf' es la tasa de fluido en [BFPD] y por último el término '%AySl' que corresponde al porcentaje de agua y sedimentos límite económico. (Rivera, 2009)

2.7.4 Tipologías de Curvaturas en la declinación de producción

Arps (1945) expuso que los tipos de curvaturas en las gráficas de tasa de producción en función del tiempo se pueden expresar matemáticamente como ecuaciones de linaje hiperbólica. Los 3 tipos de curvatura que Arps propuso para la declinación de la producción se describen como:

- ✓ Declinación Exponencial.
- ✓ Declinación Armónica.
- ✓ Declinación Hiperbólica

En la figura 2.9, se aprecian los diferentes tipos de curvatura que presentan las curvas de declinación de producción en gráficos de tasa de petróleo versus el tiempo o producción acumulada de petróleo en diferentes escalas.

Es necesario detallar que las principales características de esta familia de curvas pueden ser usadas para seleccionar la tasa de flujo del modelo que mejor se ajusta hacia la descripción de la relación tasa de producción-tiempo del yacimiento, además que la aplicabilidad de los distintos tipos de curvaturas se da solo cuando el sistema pozo/yacimiento se encuentra en condiciones de flujo pseudo-contínuo, eso quiere decir flujo dominado por las condiciones de frontera. (Ahmed, 2010)

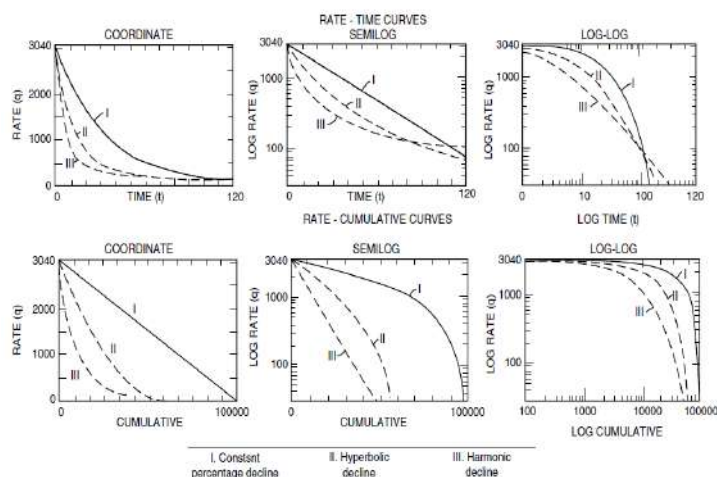


Figura 2.9 Tipos de Curvas de declinación de Tasa de Producción de Petróleo, en diferentes escalas.

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

El análisis convencional de las curvas de declinación en su mayoría es basado en relaciones empíricas de tasa de producción de petróleo versus tiempo, como Arps (1945) propuso de la siguiente forma:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad \text{Ec.-2- 45}$$

Donde q_t se define como la tasa de petróleo a un tiempo t en [MMscf/día]. Q_i la tasa inicial de petróleo en [MMscf/día], tiempo en días, D_i es la tasa de declinación inicial día⁻¹ y b corresponde al exponente de declinación de Arps.

La expresión anterior es simplificada usando la tasa de declinación instantánea o nominal 'D' definida en la **Ec.-2- 41**, que representa el instantáneo cambio en la pendiente de la curvatura dq/dt con el cambio de la tasa de flujo en el tiempo, así para la siguiente expresión que usa la tasa de declinación nominal resulta más fácil definir los 3 tipos de declinación:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n \quad \text{Ec.-2- 46}$$

Di corresponde a la tasa de declinación cuando comienza el actual período de declinación de producción, el exponente n para la curvatura armónica toma el valor de la unidad, cero para la declinación exponencial y para el caso de la declinación hiperbólica el exponente toma un valor entre el rango abierto de cero y uno. En resumen, los tres tipos de curvatura definidos a través de la tasa de declinación nominal quedan:

- ✓ Exponencial $\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^0 = 1$, indica que la caída de la producción en función del tiempo corresponde a una fracción constante en la tasa de producción.
- ✓ Armónica: $\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^1$, indica que la caída de la producción en función del tiempo a modo de una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- ✓ Hiperbólica: $\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^n$, indica que la caída de producción en función del tiempo a modo de la fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia de la tasa de producción.

En la siguiente sección se explicará más a detalle los diferentes tipos de curvatura, y la deducción de las expresiones matemáticas que las definen.

2.7.4.1 Curvatura de declinación exponencial

La declinación exponencial constituye al método más usado con respecto a los otros tipos de curvatura, debido a que resulta relativamente sencillo la determinación de los parámetros que construyen el modelo, proveyendo un resultado cauteloso de las reservas futuras.

La deducción de la ecuación parte de:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^0 = 1 \rightarrow D = Di, cte. \quad \text{Ec.-2- 47}$$

Luego integrando la **Ec.-2- 41** en función del tiempo igualando con la expresión anterior se obtiene:

$$\int_0^t D dt = - \int_{qi}^q \frac{dq}{q} \quad \text{Ec.-2- 48}$$

$$-Dt = \ln\left(\frac{q}{qi}\right) \quad \text{Ec.-2- 49}$$

Desde la expresión anterior se despeja 'q' aplicando el exponencial de Euler a ambos lados para obtener finalmente la ecuación que permite construir la curva de declinación exponencial:

$$q = qie^{-Dit} \quad \text{Ec.-2- 50}$$

De la **Ec.-2- 50** se puede obtener el tiempo remanente de vida productiva antes del abandono denotado como 'ta', en base a la tasa límite económica qa como:

$$ta = \frac{1}{D} \ln\left(\frac{qi}{qa}\right) \quad \text{Ec.-2- 51}$$

Para graficar la curva de producción acumulada de petróleo en función del tiempo se debe integrar la **Ec.-2- 50** como se muestra a continuación:

$$Np = \int_0^t q dt = \int_{qi}^q q i e^{-Dit} dt \quad \text{Ec.-2- 52}$$

$$Np = \frac{qi - q i e^{-Dit}}{D} = \frac{qi - q}{D} \quad \text{Ec.-2- 53}$$

2.7.4.2 Curvatura de Declinación Armónica

Tal y como se describió antes, la tasa de declinación nominal es proporcional a la tasa de producción, esto se evidencia a continuación mediante:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi} \right)^1 \rightarrow D = bq \quad \text{Ec.-2- 54}$$

'b' constituye una constante que se determina en base a condiciones iniciales como se muestra a continuación:

$$b = \frac{Di}{qi} \quad \text{Ec.-2- 55}$$

Luego se realiza la integración de la **Ec.-2- 41** estableciendo 'D=bq', con lo que se obtiene:

$$\int_0^t \frac{Di}{qi} dt = - \int_0^t \frac{dq}{q^2} \quad \text{Ec.-2- 56}$$

$$\frac{Dit}{qi} = \frac{1}{qi} - \frac{1}{q} \quad \text{Ec.-2- 57}$$

Finalmente se despeja de la Ecuación anterior q, para obtener la expresión de tasa de producción en función del tiempo que define la declinación armónica como:

$$q = \frac{qi}{1 + Dit} \quad \text{Ec.-2- 58}$$

Para obtener una expresión que relacione la producción acumulada de petróleo en función de la tasa de producción, simplemente se integra la **Ec.-2-55** de la siguiente forma:

$$Np = \int_0^t q dt = \int_{q_i}^q \frac{q_i}{1 + Di t} dt \quad \text{Ec.-2- 59}$$

$$Np = \frac{q_i}{Di} \ln(1 + Di t) = \frac{q_i}{Di} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad \text{Ec.-2- 60}$$

Igual que en el caso de declinación exponencial, es posible determinar una expresión para el tiempo de vida productiva remanente de abandono 'ta' en base a la tasa límite económica, como:

2.7.4.3 Curvatura de Declinación Hiperbólica

$$ta = \frac{1}{Di} \left(\frac{q_i}{q_a} - 1 \right) \quad \text{Ec.-2- 61}$$

La tasa de declinación nominal para este tipo de curva es proporcional a una potencia fraccional 'n' de la tasa de producción, como se muestra a continuación:

$$\frac{D}{Di} = \left(\frac{q}{qi}\right)^n \rightarrow D = bq^n \quad \text{Ec.-2- 62}$$

La constante b de la expresión anterior se la determina en base a condiciones iniciales como:

$$b = \frac{Di}{qi^n} \quad \text{Ec.-2- 63}$$

Tal y como se hizo para las curvaturas anteriores, se empleará la **Ec.-2- 41** integrándola, pero igualando para 'D=bqⁿ' de la siguiente forma:

$$\int_0^t \frac{Di}{qi^n} dt = - \int_{qi}^q \frac{dq}{q^{n+1}} \quad \text{Ec.-2- 64}$$

$$\frac{nDi}{qi^n} = q^{-n} - qi^{-n} \quad \text{Ec.-2- 65}$$

Finalmente se despeja de la expresión anterior 'q' para obtener la ecuación de la tasa de producción en función del tiempo que define a la curvatura hiperbólica como:

$$q = \frac{qi}{(1 + nDi)^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Ec.-2- 66}$$

Para obtener una expresión de la producción acumulada de petróleo en función de la tasa de producción se integra la expresión anterior como se describe a continuación:

$$Np = \int_0^t q dt = \int_0^t \frac{qi}{(1 + nDi)^{\frac{1}{n}}} dt \quad \text{Ec.-2- 67}$$

$$Np = \frac{qi}{(1 - n)Di} \left[1 - (1 + nDi)^{\frac{1-n}{n}} \right] \quad \text{Ec.-2- 68}$$

El tiempo de vida productiva remanente en base a la tasa límite económica, se lo determina mediante la siguiente relación:

$$ta = \frac{1}{nDi} \left[\left(\frac{qi}{qa} \right)^n - 1 \right] \quad \text{Ec.-2- 69}$$

En resumen, los tres tipos de curvatura que se analizaron en esta sección, con sus ecuaciones quedan como se muestra en la siguiente figura:

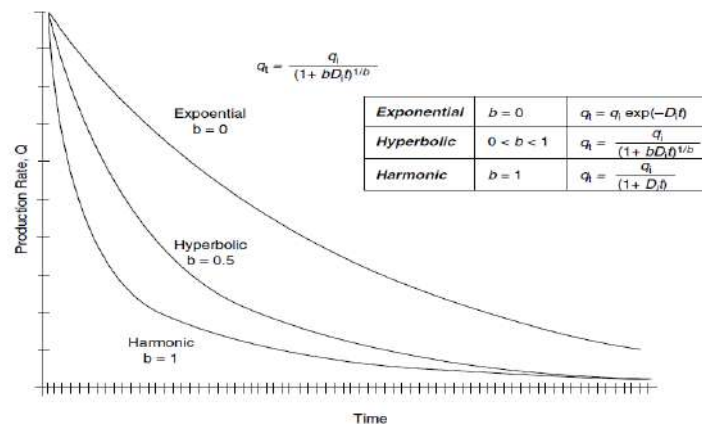


Figura 2.10 Curvaturas de declinación Exponencial, hiperbólica y armónica de tasa de producción versus el tiempo.

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

A parte de las consideraciones expresadas al inicio de la sección de curvas de declinación, otras pueden ser agregadas una vez que se han analizados los diferentes tipos de curvatura:

- ✓ El pozo se encuentra drenando un área constante, lo que significa que está dominado por la condición de flujo frontera, o estado pseudocontinuo.
- ✓ El pozo está produciendo cerca de su capacidad total.
- ✓ El pozo está produciendo a una presión de fondo fluyente constante.

2.7.5 Ajuste en las Curvas de declinación

El ajuste permite seleccionar mediante un coeficiente de determinación ' R^2 ', el modelo correcto entre exponencial, armónico e hiperbólico, para generar las predicciones. Para cada modelo existe un coeficiente de determinación, mismo que varía entre 0 y 1, y se seleccionará en base a aquel que tenga el coeficiente más cercano a la unidad.

Es imperioso recalcar que una selección incorrecta del modelo de declinación provocaría sobreestimaciones o subestimaciones con respecto a la aplicación de la determinación de reservas de petróleo. El ajuste permite generar certidumbre en el comportamiento más representativo de producción del pozo o yacimiento que esté sometido a análisis. (Soto, 2015)

2.7.6 Análisis de las Curvas Tipo

Los métodos más representativos, se propusieron en 1968 por Slider y en 1980 por Fetkovich.

El método está basado en la representación gráfica del logaritmo de la tasa de producción normalizada en función del producto de los factores $D_i \cdot t$ en varios valores de n que representan el tiempo

adimensional, esto aplicando la ecuación empírica de declinación propuesta por Arps (Ec.-2- 45) en el siguiente arreglo:

$$\frac{q}{q_i} = \frac{1}{(1 + nDit)^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Ec.-2- 70}$$

Con lo mencionado anteriormente se obtiene la gráfica a continuación:

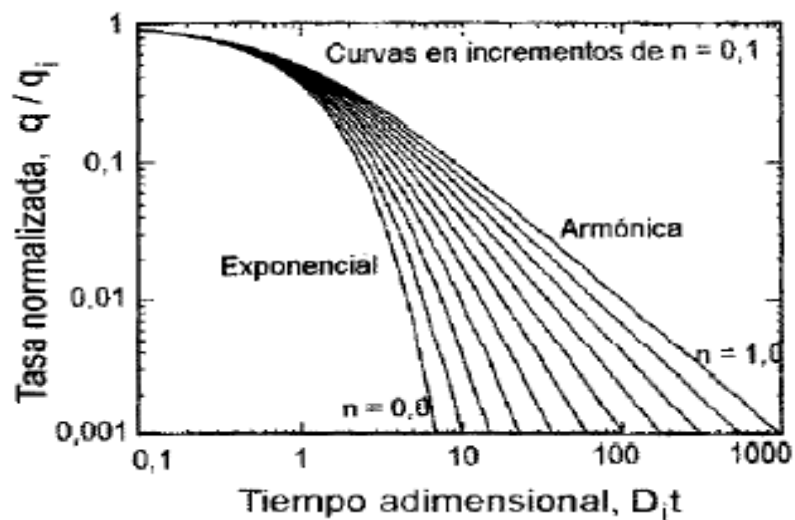


Figura 2.11 Curva Tipo de Slider de tasa normalizada versus tiempo adimensional para ajuste de curvatura.

Fuente: Paris, de Ferrer 2009

Para ajustar con la gráfica anterior, se deben seleccionar los datos de tasa y tiempo del análisis de declinación, para luego construir el gráfico de q versus t en escala logarítmica. Con la

gráfica q versus t se superpone el gráfico deslizando paralelamente de modo que coincidan los ejes; luego el valor representativo de n será aquel que muestre la mejor coincidencia con el gráfico construido de tasa en función del tiempo. Finalmente se comparan los ejes horizontales para obtener el valor óptimo de ' D_i '. (Ferrer, 2009)

2.7.6.1 Curva tipo de Fetkovich

Fetkovich (1980) propuso que la aproximación de variables adicionales puede ser usada en el análisis de curvas de declinación con el objetivo de simplificar los cálculos concernientes. Las variables adimensionales que Fetkovich introdujo para las técnicas de análisis que incluye a las curvas tipo fueron la tasa de flujo adimensional denotada como ' q_dD ' y el tiempo adimensional ' t_dD '. Desde la ecuación empírica propuesta por Arps presentada en la *Ec.-2- 45*, se la puede expresar para cada tipo de curvatura en su forma adimensional como se muestra a continuación:

Curvatura Hiperbólica.

$$q_{dD} = \frac{1}{(1 + bt_{dD})^{\frac{1}{b}}} \quad \text{Ec.-2- 71}$$

Donde;

$$q_{dD} = \frac{qt}{qi} \quad \text{Ec.-2- 72}$$

y

Curvatura Exponencial.

$$t_{dD} = Dit \quad \text{Ec.-2- 73}$$

$$q_{dD} = \frac{1}{e^{t_{dD}}} \quad \text{Ec.-2- 74}$$

Curvatura Armónica.

$$q_{dD} = \frac{1}{1 + t_{dD}} \quad \text{Ec.-2- 75}$$

La Ecuación de Darcy de flujo semicontínuo es útil para hallar la tasa de flujo inicial 'qi', y la ecuación sigue la siguiente forma:

$$q_i = \frac{0.00708kh\Delta P}{B\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad \text{Ec.-2- 76}$$

Para la construcción de la familia de curvas tipo de Fetkovich se realizan arreglos de la Ec.-2- 76 para obtener la tasa adimensional 'qD' y se desarrollaron relaciones adimensionales de tiempo, que dieron como resultados las curvas de la

El procedimiento para el matcheo con las curvas tipo de Fetkovich, empieza con el gráfico de la tasa de flujo 'q' versus

tiempo en una escala log-log, siendo los mismos ciclos que se muestran para las curvas tipo Fetkovich.

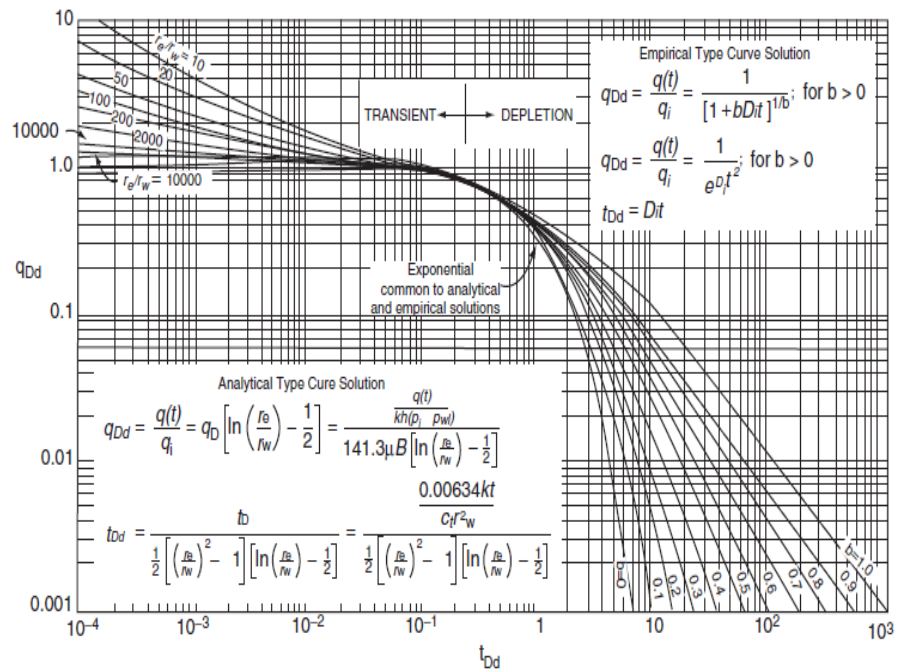


Figura 2.12 Familia de Curvas Fetkovich para el ajuste de declinación.

Fuente: Tarek Ahmed, 2010.

Con la gráfica construida se debe deslizar sobre las curvas tipos manteniendo paralelismo con el eje de coordenadas hasta que los puntos de la gráfica construida se posicionen sobre una curva tipo con un valor específico de 'b' o coeficiente de declinación de Arps. Luego a partir de ese valor de 'b' se puede confirmar la selección del tipo de curvatura guiándose por la

2.7.7 Curvas de Chan para el diagnóstico del comportamiento del agua

Esta técnica está basada en estudios sistemáticos de simulación numérica en yacimientos que presentan notable conificación de agua, así como canalización. Esto fue determinado mediante diversas gráficas en escala log-log de la relación agua/petróleo versus tiempo o mediante la relación gas/petróleo versus tiempo; que mostraban diferentes tendencias características para cada mecanismo de intrusión de agua. Las curvas derivativas de tiempo del 'RAP' y 'RGP' son capaces de diferenciar fenómenos de conificación de agua, gas, irrupción a través de estratos de alta permeabilidad o canalización cerca del pozo. El análisis de las curvas de Chan, es ampliamente usado en yacimientos con una alta influencia de empuje hidráulico. (Chan, 1995)

A continuación, se presentan un conjunto de curvas de Chang, para diagnosticar el comportamiento del agua en el sistema yacimiento-pozo:

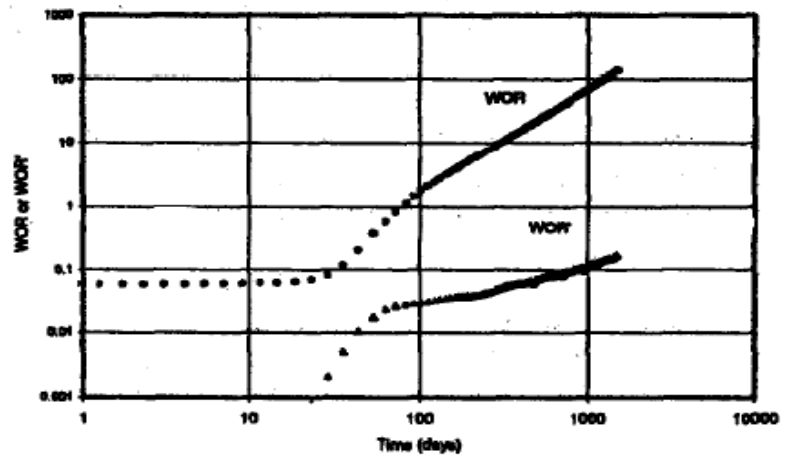


Figura 2.13 Canalización multicapa, empleando la relación agua/petróleo y su derivada.

Fuente: Chan K.S, 1995.

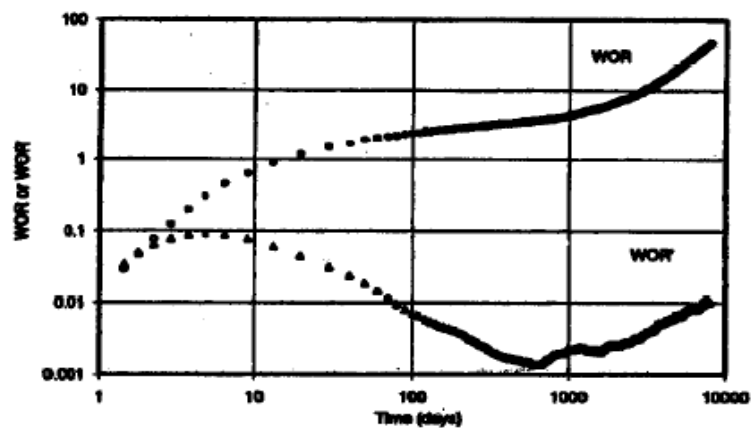


Figura 2.14 Conificación de agua de fondo con canalización tardía, empleando la relación agua/petróleo y su derivada.

Fuente: Chan K.S., 1995.

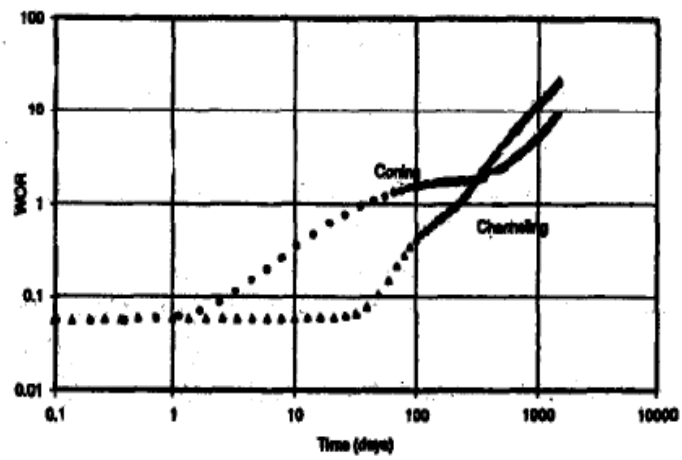


Figura 2.15 Conificación de agua de fondo, empleando la relación agua/petróleo y su derivada.

Fuente: Chan K.S., 1995.

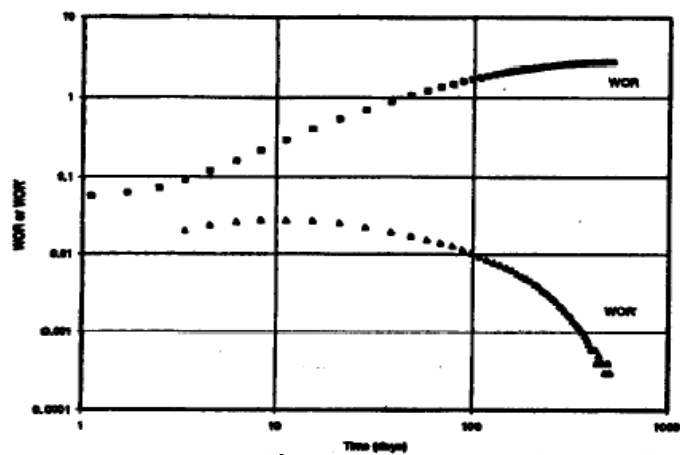


Figura 2.16 Comparación del WOR entre la canalización y conificación de agua.

Fuente: Chang K.S, 1996.

CAPÍTULO 3

MARCO METODOLÓGICO

A continuación, se describe la metodología escogida para poder estimar las Reservas remanente desarrolladas y no desarrolladas en el Yacimiento G-10 del campo Espol-X. Esto permitirá conocer el futuro productor y económico del yacimiento, garantizando la toma correcta de decisiones en un futuro.

En el siguiente trabajo se utilizó la técnica de recuperación bibliográfica y documental de tesis, *papers*, informes técnicos, sumarios de producción, información del yacimiento y sobre todo un documento denominado ESPOL-X, el cual es un documento en Microsoft Access en donde se encuentra registrada todo el histórico de producción, las completaciones, los mapas isópacos estructurales y demás información necesaria para el análisis de los datos y escenarios.

Para la simulación se usaron dos *softwares* muy utilizados en la industria.

El software MBAL, con el cual se realizó el Balance de Materiales para determinar el POES, así como el análisis de sensibilidad del acuífero y finalmente se realizó una predicción de producción en el tiempo.

El software OFM (Oil Field Manager), de este software se obtuvo el histórico de producción del Yacimiento G-10 y se realizó la selección de los pozos candidatos, en el cual se realizó el análisis de curvas de declinación del Yacimiento para obtener una predicción de producción.

3.1 Descripción de los Softwares Usados

3.1.1 Software MBAL

El software MBAL es de propiedad de ***Petroleum Experts***, incorpora la opción de análisis de Balance de Materiales que ayuda al ingeniero a definir de mejor manera el reservorio, así como su mecanismo de producción. Es muy usado para la construcción de PVT sintéticos y predicción futura de producción.

3.1.2 Software OFM

OFM es una herramienta que permite al ingeniero mejorar el manejo de los campos de petróleo y gas a través de su ciclo de vida. Permite monitorear la producción de cada pozo, así como generar graficas de su declinación en el tiempo para la toma decisiones correctas. (Obtenido de:

3.2 Identificación del Modelo de Producción del Yacimiento

Para la identificación del modelo de producción al cual está sometido el yacimiento, es indispensable realizar un análisis convencional del yacimiento el cual implica un análisis de presión y producción acumulada en el tiempo.

3.2.1 Análisis Convencional del Yacimiento G-10

3.2.1.1 Análisis del Histórico de Presión

Este análisis consiste en una Gráfica Presión vs Tiempo y se la realiza con el fin de tener una idea clara como ha sido la caída de la Presión a través del tiempo, si la caída de presión es grande se puede inferir que el yacimiento ha tenido un agotamiento natural, caso contrario, si la caída de presión es pequeña considerando un gran tiempo de producción es posible que exista algún mecanismo de producción que aporte energía al yacimiento. Estas tomas de presión fueron llevadas a un **Datum** referencial del yacimiento establecido por el Ingeniero en Reservorios, todo esto con el fin de hacer un buen análisis en la caída de presión.

Un mapa de burbujas es indispensable para evidenciar la ubicación de los pozos en donde fue tomada la prueba de presión, con el fin de observar donde se ha producido un mayor vaciamiento y analizar de mejor manera las caídas de presión.

3.2.1.2 Análisis del Histórico de Producción

En esta parte se analiza la Producción acumulada de petróleo, agua y la relación gas – petróleo a través del tiempo y su comportamiento. Todo esto con el fin de determinar el mecanismo de producción más representativo para el yacimiento.

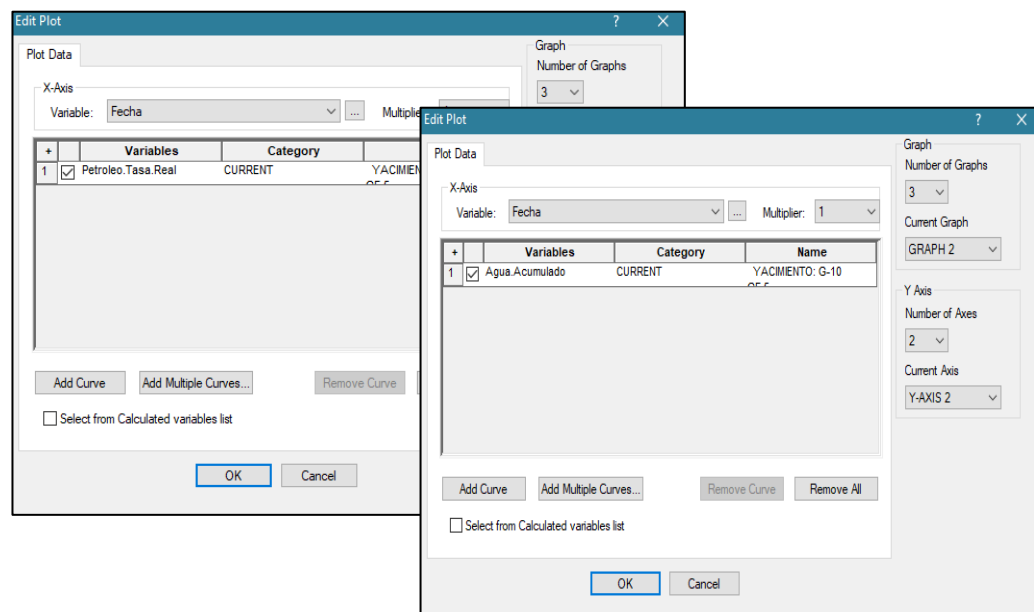


Figura 3.1 Generación de las gráficas en OFM
Fuente: OFM v10.5, 2007

3.3 Establecimiento del Balance de Materiales

Una vez conociendo el mecanismo de producción del Yacimiento, se procede a establecer el modelo de Balance de Materiales.

Para esto se necesitará recopilar información de data del yacimiento y de estudios previos realizados al mismo, con el objetivo de tener datos de: Presión de Reservorio, Temperatura de Reservorio, Porosidad, Saturación de agua, Permeabilidad, Pruebas PVT de los fluidos y datos para modelar el acuífero.

Un dato desconocido es la relación del radio del acuífero con el radio del reservorio (r_{eD}), este parámetro se lo va a estimar mediante un proceso iterativo de sensibilidad, con el fin de obtener un buen ajuste.

Una vez determinado todos los parámetros se realiza la estimación del POES del yacimiento, con la condición teórica que los resultados no varíen en un 5% del POES estimado en la fase inicial, realizado por el método geoestadístico, usando simulación numérica de yacimientos.

The image shows two overlapping windows from the MBAL v10.5 software. The background window is 'Oil - Black Oil: Data Input' and the foreground window is 'Oil - Automatic Calculation'.

Oil - Black Oil: Data Input

Input Parameters:

Formation GOR	65.17	scf/STB
Oil gravity	28	API
Gas gravity	2.0637	sp. gravity
Water salinity	760	ppm
Mole percent H ₂ S	0	percent
Mole percent CO ₂	0	percent
Mole percent N ₂	0	percent

Separator: Single-Stage

Correlations:

Pb/Rs,Bo	Glase
Oil Viscosity	Beal et al

☐ Use Tables
☐ Use Matching
☐ Controlled Miscibility

Oil - Automatic Calculation

Data Points: Automatic (selected), User Selected

PVT:

Correlations:

Pb/Rs,Bo	Glase
Oil Viscosity	Beal et al

Values:

	Temperature deg F	Pressure psig
From	200	5
To	200	3200
# Steps	1	999

Figura 3.2 Establecimiento de Parámetros para la generación de balance de materiales (MBAL)

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

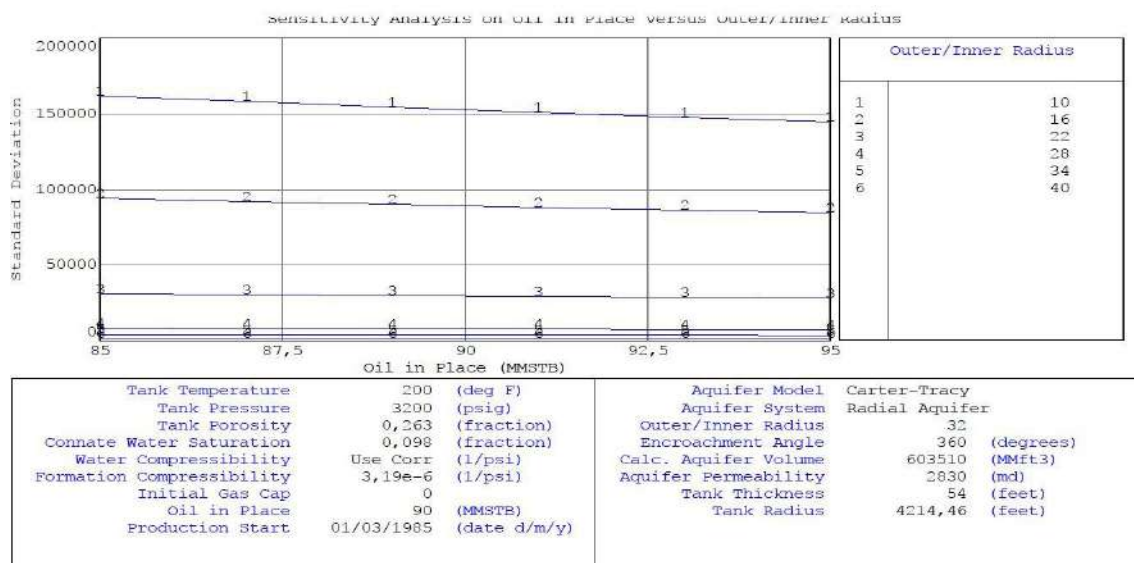


Figura 3.3 Análisis de Sensibilidad del POES en MBAL

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Luego del análisis de sensibilidad del Radio adimensional, se procede a ingresar los datos ya validados para obtener una estimación del POES.

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Composition	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Tank Type	Oil					
Name	610					
Temperature	200 deg F					
Initial Pressure	3200 psig					
Porosity	0,263 fraction					
Connate Water Saturation	0,098 fraction					
Water Compressibility	Use Corr 1/psi					
Initial Gas Cap	0					
Original Oil in Place	90.105 MMSTB					
Start of Production	1/3/1985 date d/m/y					

☐ Monitor Contacts
☐ Gas Coning
☐ Water Coning
☐ Use Fractional Flow Table (instead of rel perm)

Calculate Pb

Go Prior Next 22 Validate

Figura 3.4 Datos de Entrada del modelo Tipo Tanque

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Water Influx

Done Cancel Help

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

Model: Carter-Tracy

Reservoir Thickness: 50 feet

Reservoir Radius: 4214.46 feet

Outer/Inner Radius ratio: 39.6

Encroachment Angle: 360 degrees

Aquifer Permeability: 2830 md

<< Prior Next >>

Figura 3.5 Datos del acuífero.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Relative Permeabilities

Done Cancel Help Plot Copy

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

Rel Perm. from: Tables

Hysteresis: No

Modified: No

Water Sweep Eff. 100 percent

Gas Sweep Eff. 100 percent

Water		Oil		Gas	
Sw	Krw	So	Kro	Sg	Krg
fraction		fraction		fraction	
0.2	0	0.25	0	1	0
0.3	0.1	0.3	0.1		
0.4	0.3	0.4	0.3		
0.5	0.5	0.5	0.5		
0.6	0.7	0.6	0.7		
0.7	0.9	0.7	0.9		
0.75	1	0.8	1		

WARNING : Enter saturations relative to total system

<< Prior Next >>

Figura 3.6 Datos de Permeabilidad Relativa

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Input Data - Production History									
Done Cancel Help Import Plot Report Copy Layout									
Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History			
	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment
	date d/m/y	psig	MMSTB	MMscf	MMSTB	MMscf	MMSTB		
1	01/03/1985		0,004735		0,000254			Medium	Edit..
2	01/04/1985		0,006188		0,000254			Medium	Edit..
3	01/05/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
4	01/06/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
5	01/07/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
6	01/08/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
7	01/09/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
8	01/10/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
9	01/11/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
10	01/12/1985		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
11	01/01/1986		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
12	01/02/1986		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
13	01/03/1986		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
14	01/04/1986		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
15	01/05/1986		0,013998		0,000254			Medium	Edit..
16	01/06/1986		0,013998		0,000254			Medium	Edit..

Figura 3.7 Datos del Historial de Producción.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Finalmente se obtiene la estimación del POES y el porcentaje de incidencia del mecanismo de producción más representativo del Yacimiento.

3.4 Determinación de las Reservas Recuperables y No Recuperables

La determinación de las Reservas Recuperables y No Recuperables, se lo realizara, mediante el uso del Factor de Recobro, dato conocido del Yacimiento.

$$N = Re_{REC} + Re_{NREC} \quad \text{Ec.-3- 1}$$

$$F_r = \frac{Re_{REC}}{N} \quad \text{Ec.-3- 2}$$

3.5 Análisis de las Curvas de Declinación de Producción

3.5.1 Selección de Pozos para el análisis de las curvas de declinación de producción

La selección de los pozos candidatos para un análisis correcto de las curvas de declinación, es el paso más importante y delicado del proceso.

Los pozos seleccionados deben representar de mejor manera una declinación propia del yacimiento y para esto deben cumplir las siguientes condiciones:

- **Ser pozos productores únicamente del yacimiento de estudio**

Un parámetro importante es que los pozos solo hayan producido en el Yacimiento G-10, es decir, se va a descartar todos los pozos productores en commingled, ya que la producción de los pozos se registra en total y no discretizada por yacimiento. Este

paso se puede realizar consultando el libro o historial de los Pozos.

- **Análisis en la Producción**

Para que los pozos seleccionados representen de mejor manera el tipo de declinación natural del yacimiento, se debe comprobar que la producción de petróleo disminuya y la producción de agua incremente, algo usual en los yacimientos por empuje hidráulico. Para este análisis se va a generar gráficas del historial de producción de los pozos en OFM.

- **El sistema de levantamiento debe trabajar en óptimas condiciones y bajo parámetros constantes**

En este paso se procedió a revisar que el nivel dinámico, así como la presión de cabeza se hayan mantenido relativamente constante. Un aspecto importante es que la frecuencia del equipo de levantamiento este siempre constante en el periodo de estudio, con este se verificara que el equipo está trabajando siempre a las mismas condiciones, durante al menos 1 año.

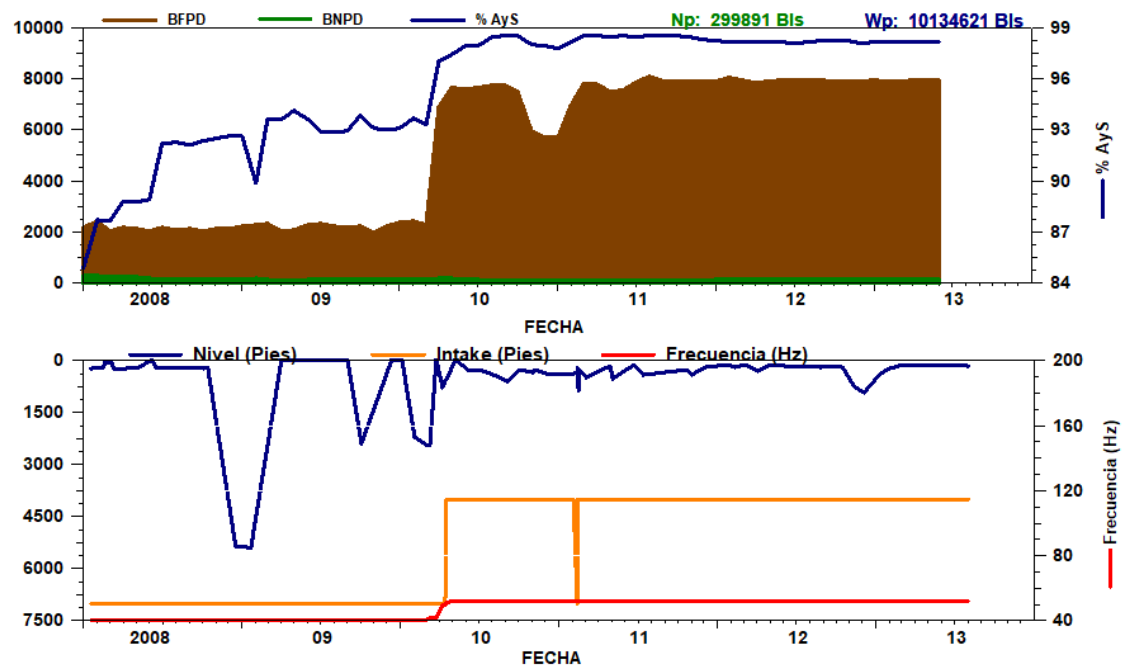


Figura 3.8 Historial de Producción y Sistema de Levantamiento.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

- **Análisis de la procedencia de agua.**

Este análisis se lo realizará mediante un gráfico de las curvas de Chan, que nos indicara de manera cualitativa si la procedencia de agua es propia del yacimiento o por alguna comunicación mecánica debido a un mal estado del cemento y casing.

Esta gráfica generada en OFM es comparada mediante los patrones teóricos definidos por Chang.

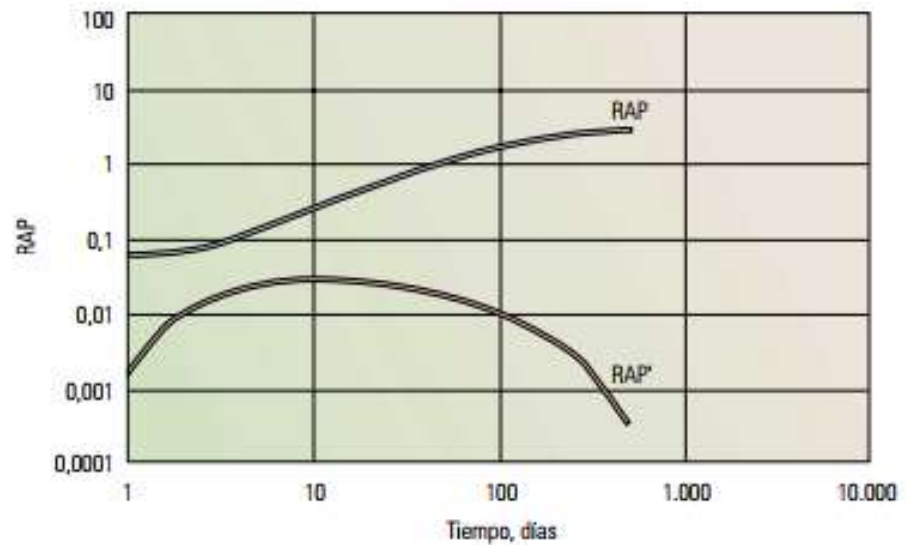


Figura 3.9 Curva de Chan para Conificación.

Fuente: Schlumberger, 2014.

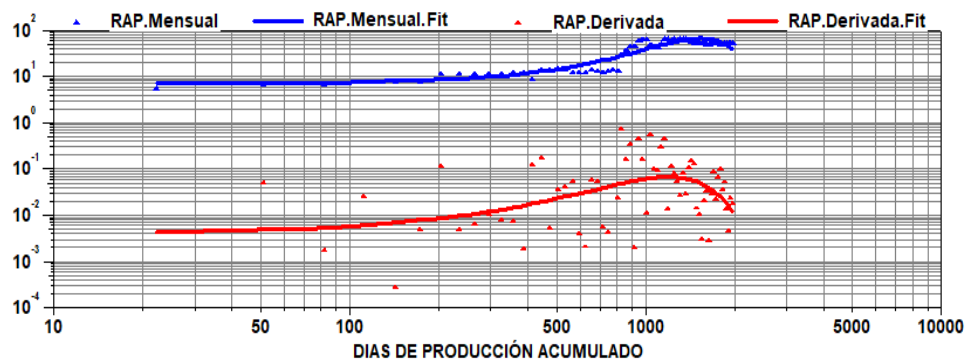


Figura 3.10 Figura Grafico de Chan.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

3.5.2 Determinación del Modelo de Declinación del Yacimiento G-10

Para determinar el modelo de declinación representativo del Yacimiento, se genera una gráfica Tasa de Petróleo vs Tiempo en OFM y mediante la opción de “Mejor Ajuste”, se determinará

el modelo de declinación con el mejor ajuste para el rango de tiempo establecido en el análisis de producción por pozo.

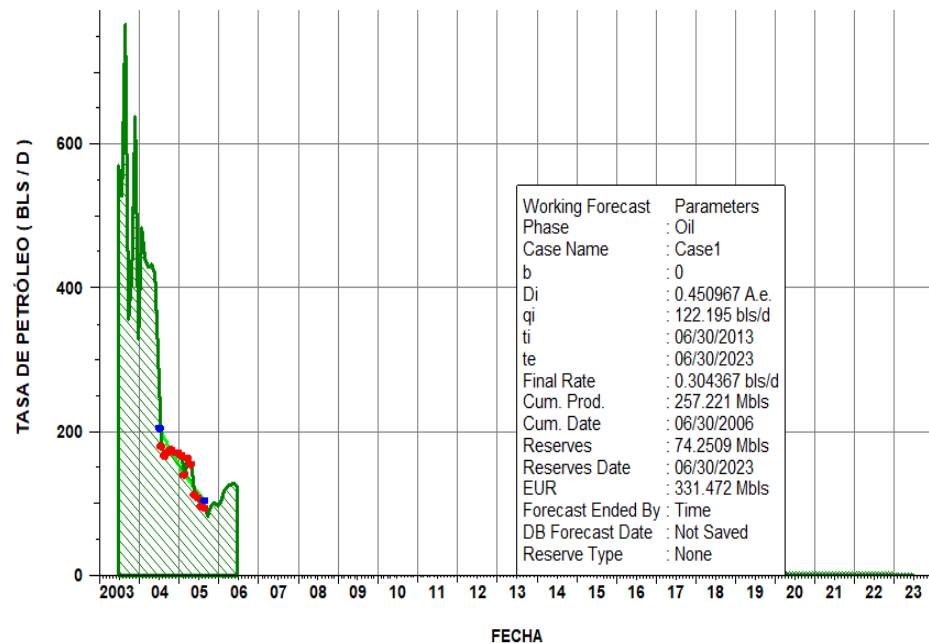


Figura 3.11 Tasa de Petróleo vs Tiempo.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

Es necesario probar la confiabilidad de los resultados obtenidos del análisis de declinación mediante la curva tipo de Fetkovich. En la cual se genera una gráfica de la tasa de petróleo adimensional vs tiempo adimensional y poder realizar un match en el periodo de tiempo determinado. Las curvas tipo de Fetkovich generadas en OFM tiene un ajuste automático, el cual determina el mejor ajuste e indica el tipo de declinación obtenido.

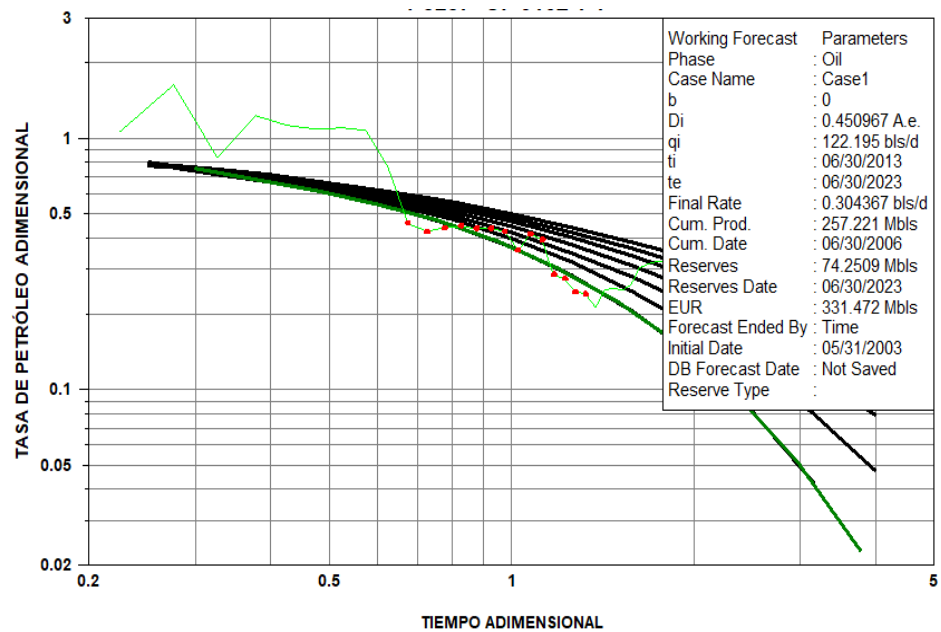


Figura 3.12 Ajuste a la Curva tipo Fetkovich.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

3.6 Determinación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas

3.6.1 Cálculo de las Reservas Remanentes

Para el cálculo de las reservas remanentes, se procederá a obtener de la base de OFM, la producción acumulada del Yacimiento G-10.

Las Reservas Remanentes, serán estimadas mediante la siguiente ecuación:

$$Re_{Remanentes} = Re_{recuperables} - Produccion Acumulada \quad \text{Ec.-3- 3}$$

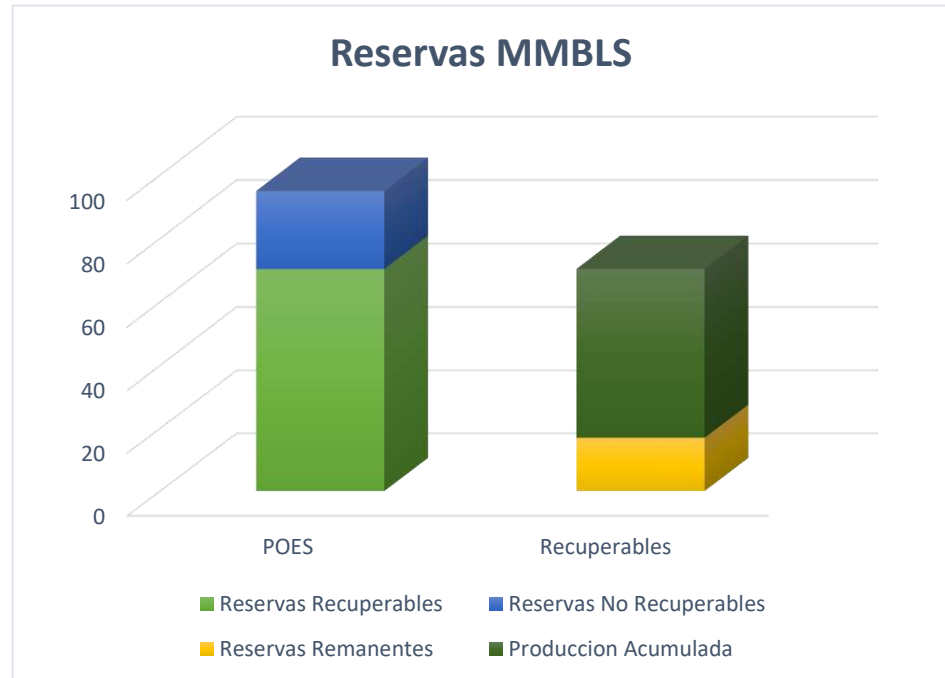


Figura 3.13 Discretización de Reservas.

Fuente: Ponce, Richard., Rodas, Stephano., 2017.

3.6.2 Selección de Pozos Productores Activos para la Predicción de las Reservas Desarrolladas

Para la determinación de Pozos Activos, se va a generar una gráfica de Número de Pozos Activos vs Tiempo en OFM, con el fin de obtener la fecha más actual de producción registrada y el número de pozos activos para dicho tiempo.

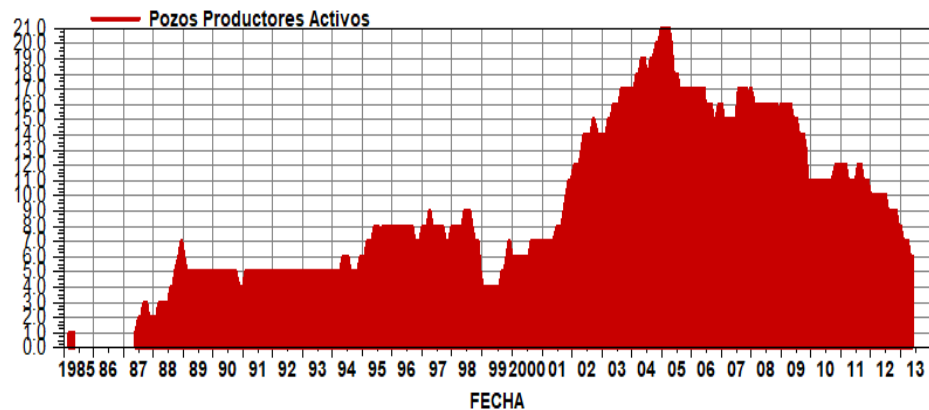


Figura 3.14 Numero de Pozos Activos vs Tiempo.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

Con esto se identificará los pozos productores activos a los cuales se les realizará la predicción, para el cálculo de las reservas remanentes desarrolladas.

Es decir, la predicción de producción se realizara con los pozos que se encuentren activos en la actualidad.

3.6.3 Actualización de la Tasa de Declinación por Pozo y Predicción

Teóricamente los pozos van a responder al tipo de declinación teórica del yacimiento, pero a diferentes tasas de declinación

Para poder realizar una correcta predicción para el cálculo de las reservas remanentes desarrolladas, es indispensable realizar una actualización en la Tasa de declinación de los pozos al

tiempo de producción más actual y a partir de ese instante de tiempo, realizar la predicción.

La siguiente gráfica muestra el ajuste de la tasa de declinación en tiempos más actuales, en la cual se indica una tasa de declinación para el tipo de declinación seleccionado.

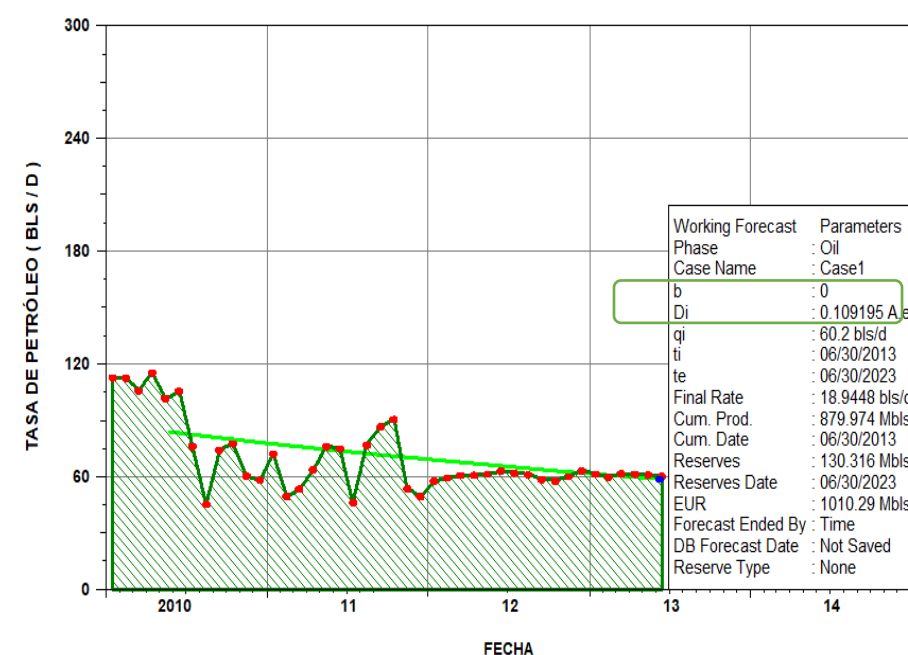


Figura 3.15 Ajuste de la tasa de declinación actualizada.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

La actualización se la realizara mediante un ajuste en OFM por cada pozo, obteniendo la tasa de declinación individual para una correcta predicción.

3.6.4 Predicción de las Reservas Remanentes Desarrolladas

Antes de realizar la predicción de producción, es indispensable obtener la tasa de abandono por pozo.

Esto se lo realiza conociendo el corte de Agua y Sedimentos de abandono de los pozos, con la siguiente ecuación.

$$Q_{oABANDONO} = Q_{oACTUAL}(1 - BSW) \quad \text{Ec.-3- 4}$$

La predicción se la realiza por pozo, conociendo: tipo de declinación, tasa de declinación, tasa de abandono.

The screenshot displays the 'Forecast' tab of a software application. Under 'Oil Schedules', 'Schedule # 1' is selected. The 'Schedule Limits' section for 'Oil: Schedule # 1' includes: 'Start Time' (Last Historical Date), 'Start Rate' (Last Historical Rate), 'Reserve Type' (None), 'End Time' (Date: 20450101, YYYYMMDD), 'End Rate' (3.01 bbl/d), 'Sch. Reserves' (Mbbbl), and 'Total Reserves' (Mbbbl). The 'Decline Parameters' section shows 'Type' as 'Exponential', 'Rate' as 'User Defined', and 'Di' as 0.109195 A.e. The 'Advanced Settings' section includes checkboxes for 'Capacity Limit', 'Switch Rate', 'Days Off', and 'Downtime'.

Figura 3.16 Datos para la Predicción.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

Una vez hecha la predicción por pozo se obtiene la fecha en la que se alcanzaria la tasa de abandono, así como la producción acumulada en dicho periodo de tiempo.

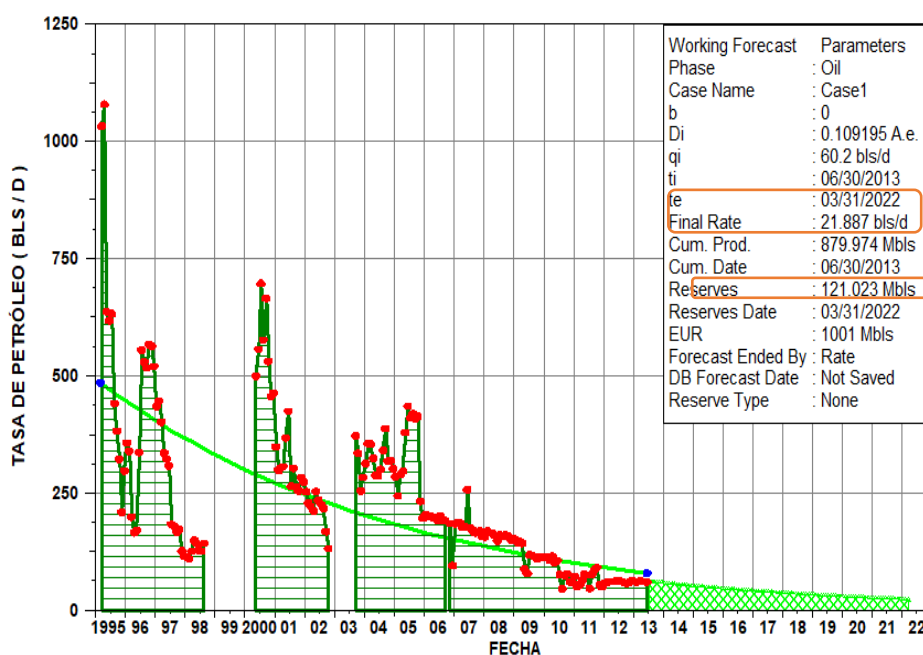


Figura 3.17 Predicción de la Producción por Pozo.

Fuente: OFM v2.0, 2017.

Para el cálculo de las Reservas Desarrolladas, es indispensable considerar los futuros reacondicionamientos, para esto se debe consultar el Plan de Desarrollo del campo, elaborado por la Gerencia de Yacimientos.

Un aspecto importante es la tasa de declinación de producción, este dato se lo va a aproximar mediante el promedio de la tasa

de declinación actualizada de los pozos activos, ya estimada anteriormente.

La Tasa de abandono para el futuro reacondicionamiento, será estimada a partir del potencial esperado y de la rentabilidad del proceso de producción.

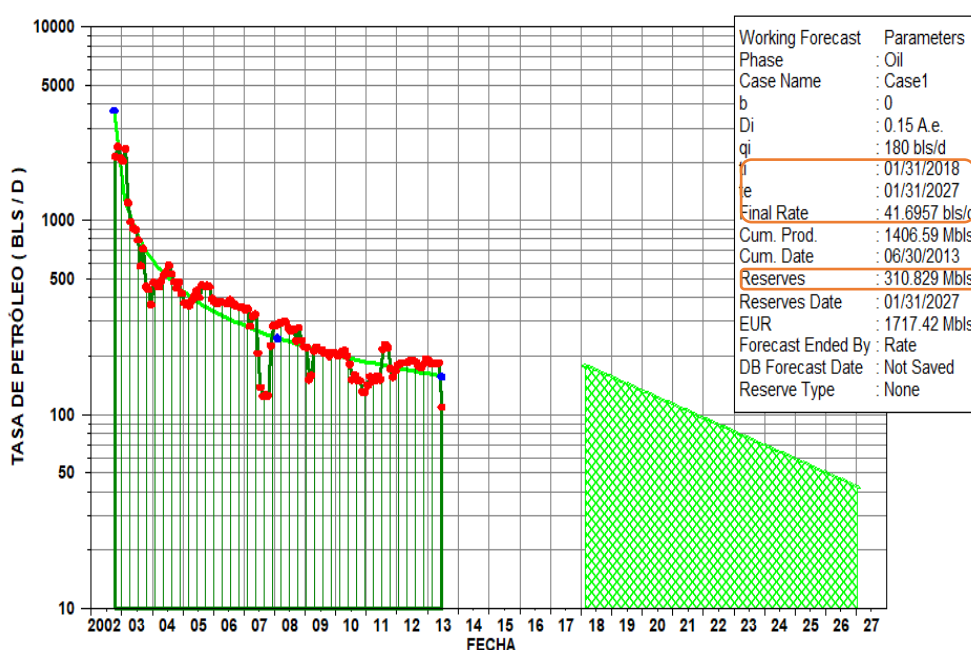


Figura 3.18 Predicción del Futuro Reacondicionamiento.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

3.6.5 Estimación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas

Para el cálculo de las Reservas Desarrolladas, se hará la suma de la predicción de la producción acumulada de los pozos activos y del futuro reacondicionamiento.

Las Reservas no desarrolladas se las obtendrá mediante la siguiente ecuación:

$$RE_{No\ Des} = RE_{Remanentes} - RE_{Desarrolladas} \quad \textbf{Ec.-3- 5}$$

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Análisis Convencional del Yacimiento G-10

4.1.1 Análisis del Histórico de Presión

Para realizar este análisis, se obtuvieron pruebas de presión realizadas a los pozos a través del tiempo. La siguiente tabla muestra las pruebas de presión realizadas a los pozos del yacimiento G-10 así como la fecha respectiva de cada prueba.

Pozo	Fecha	TVD (ft)	Presión al TVD (psi)	Datum (ft)	Presión al Datum (psi)
GF 5X	1984	7579	3218	7000	3188
GF 13X	1986	7436	3179	7000	3177
GF 18	1987	7501	3192	7000	3185
GF 19	1987	7503	3138	7000	3056
GF 21	1988	7664	3204	7000	3130
GF 25	1988	7592	3067	7000	3024
GF 136	1999	7352	3056	7000	2895
GF 0145	2001	7482	3082	7000	3069
GF 0146	2001	7684	3189	7000	3107
GF 0162	2003	7685	3071	7000	2990
GF 0162	2003	7679	3069	7000	2990

Tabla III Pruebas de Presión de los Pozos perforados a	GF 0163	2003	7692	3072	7000	2990
	GF 0178	2004	7500	3075	7000	2933

nivel del yacimiento G-10.

Fuente: PDVSA, 2013

La **Error! Reference source not found.** muestra la caída de presión del yacimiento G-10 en función del tiempo, se puede apreciar que la caída de presión es en promedio de 255 psi, en un lapso de 30 años. Es decir que la caída de presión del Yacimiento ha sido muy poca a través del tiempo.

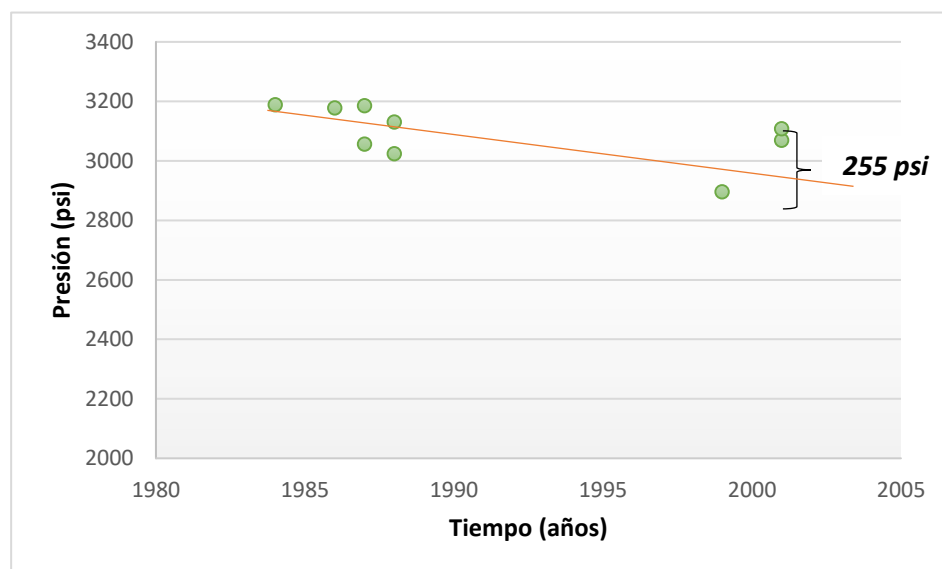


Figura 4.1 Presión versus tiempo del Yacimiento.

Fuente: Excel, 2013.

Se espera que a medida que pase el tiempo la presión del yacimiento disminuya con el tiempo. Un aspecto importante que se debe analizar es el motivo por el cual existen valores de presión mayores en comparación al de las pruebas de presión tomadas en años anteriores, esto se puede fundamentar con una gráfica de burbujas generada en OFM.

La **Error! Reference source not found.** generada en OFM la cual se denomina grafico de burbujas, nos da una idea cualitativa de la producción acumulada en regiones del yacimiento. En esta gráfica nos podemos dar cuenta que los valores de presión altos registrados en el histórico de presiones del yacimiento fueron tomados en pozos en donde la producción acumulada es baja en comparación a zonas en donde el vaciamiento del yacimiento fue mayor y donde se tuvieron valores de presión más bajos.

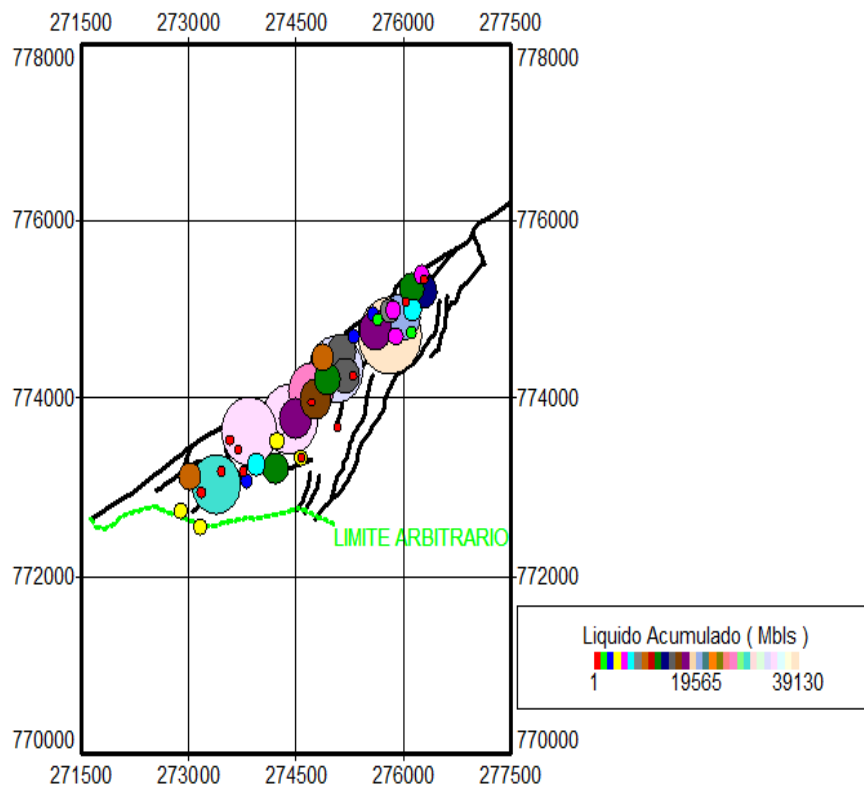


Figura 4.2 Figura Mapa de Burbujas

Fuente: OFM v2.0, 2017.

4.1.2 Análisis del Histórico de Producción

La **Error! Reference source not found.**, generada en OFM representa el histórico de producción tanto de petróleo como de agua para el Yacimiento G-10, se puede notar que la producción de agua aumenta en función del tiempo y la tasa de petróleo disminuye. Esto es un síntoma de la influencia de un acuífero sobre el yacimiento, se puede concluir que el mecanismo de producción del Yacimiento G-10 es de tipo Hidráulico.

Otro aspecto importante de la gráfica es el comportamiento de la RGP del yacimiento, su comportamiento casi constante, reafirma la teoría de ser un **yacimiento subsaturado**. Esto último es muy importante para el modelamiento de la ecuación de balance de materiales.

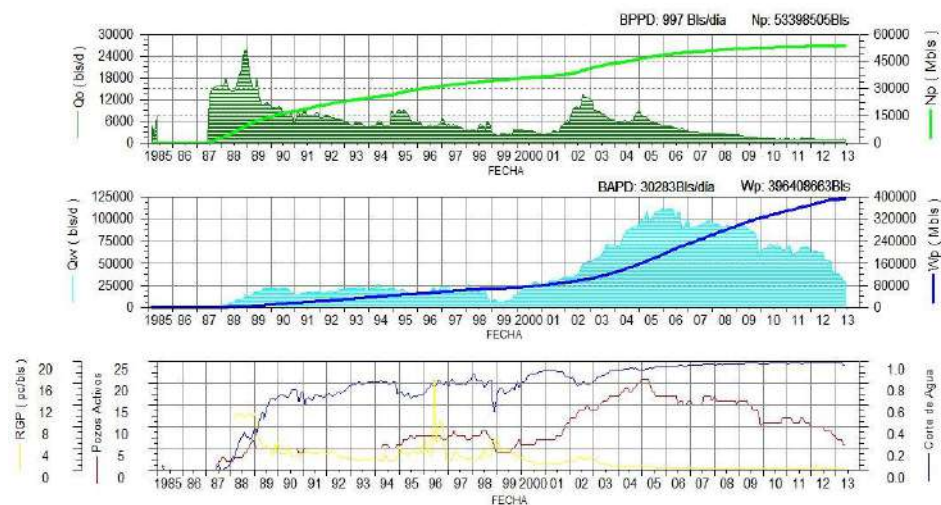


Figura 4.3 Curvas de Producción.

Fuente: OFM v2.0, 2017.

4.2 Balance de Materiales

4.2.1 Establecimiento del Balance de Materiales

La siguiente tabla muestra la información petrofísica, geológica y los análisis PVT para poder establecer la ecuación de balance de materiales.

Tabla IV Propiedades del yacimiento y acuífero.

Yacimiento G-10		Acuífero	
re (ft)	133,27	k (md)	2,83
Soi (%)	90,2	Porosidad (%)	26,3
Swc (%)	9,8	h (ft)	54
Cw (1/psi)	3,10E-06	uw (cps)	0,33
Cf (1/psi)	3,19E-06		
°API	29		
Temperatura (F)	200		
Rsi (PCN/BN)	100		

Fuente: PDVSA, 2013.

Una vez los datos están ingresados en el simulador, el software realiza el PVT sintético, de las propiedades de los fluidos, la siguiente grafica muestra los resultados obtenidos de la generación del PVT sintético.

PVT Calculations

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil PVT	Oil Viscosity	Z Factor	Gas PVT	Gas Viscosity	Oil Density	Gas Density	Water PVT	Water Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	RB/STB	centipoise		lb/cu ft	centipoise	lb/m3	lb/m3	RB/STB	centipoise
200	200	195.2527	1.05193	2.48634	0.1	0.7942674	0.00549033	52.7364	1.83541	1.02675	0.125039	
200	6,1932	100.327	21.2248	1.05173	2.47396	0.1	0.0354561	0.00555089	52.7280	1.83251	1.02670	0.125039
200	11,3884	100.327	21.1222	1.05163	2.45989	0.1	0.0359958	0.00563718	52.7211	1.82982	1.02677	0.125039
200	14,8546	100.327	24.220	1.05143	2.44715	0.1	0.0370383	0.00576396	52.7134	1.82722	1.02676	0.125039
200	17,7208	100.327	26.7462	1.05154	2.43499	0.1	0.0374629	0.00591787	52.7056	1.82462	1.02675	0.125039
200	20,989	100.327	28.4854	1.05163	2.42312	0.1	0.0372741	0.00604481	52.6979	1.82192	1.02674	0.125039
200	24,1932	100.327	30.3386	1.05169	2.41167	0.1	0.0400114	0.00618134	52.6899	1.81932	1.02673	0.125039
200	27,3594	100.327	31.9564	1.05175	2.40053	0.1	0.0443037	0.00633197	52.6819	1.81672	1.02672	0.125039
200	30,5856	100.327	33.4386	1.05278	2.38969	0.1	0.0472294	0.00646491	52.6737	1.81423	1.02671	0.125039
200	33,7698	100.327	35.1123	1.05381	2.37908	0.1	0.0499245	0.00658145	52.6655	1.81183	1.0267	0.125039
200	36,952	100.327	36.7021	1.05483	2.36873	0.1	0.0524163	0.00668775	52.6572	1.80943	1.02669	0.125039
200	40,1324	100.327	38.205	1.05597	2.35859	0.1	0.0547209	0.0067855	52.6489	1.80702	1.02667	0.125039
200	43,3194	100.327	39.6319	1.05693	2.34865	0.1	0.0568743	0.00687482	52.6404	1.80463	1.02666	0.125039
200	46,5056	100.327	41.3408	1.05762	2.3389	0.1	0.0588953	0.00695722	52.6319	1.80223	1.02665	0.125039
200	49,7248	100.327	42.954	1.05808	2.32933	0.1	0.0608976	0.00703448	52.6233	1.8004	1.02664	0.125039
200	52,972	100.327	44.3629	1.05878	2.31992	0.1	0.0628802	0.00710699	52.6146	1.79863	1.02663	0.125039
200	56,1712	100.327	45.8407	1.05975	2.31067	0.1	0.0648441	0.00717416	52.6058	1.79684	1.02662	0.125039
200	59,3654	100.327	47.354	1.06112	2.30155	0.1	0.0667885	0.00723601	52.597	1.79504	1.02661	0.125039
200	62,5676	100.327	48.7708	1.06248	2.29259	0.1	0.0687132	0.00729257	52.588	1.79324	1.0266	0.125039
200	65,7698	100.327	50.2889	1.06384	2.28374	0.1	0.0706207	0.00734489	52.579	1.79144	1.02659	0.125039
200	68,964	100.327	51.6543	1.06458	2.27503	0.1	0.0725157	0.00739279	52.5699	1.78964	1.02658	0.125039
200	72,1622	100.327	53.0396	1.06554	2.26643	0.1	0.0743984	0.00743629	52.5608	1.78785	1.02657	0.125039
200	75,3624	100.327	54.3336	1.06649	2.25794	0.1	0.0762707	0.00747536	52.5515	1.78605	1.02656	0.125039
200	78,5658	100.327	55.6367	1.06743	2.24946	0.1	0.0781317	0.00751084	52.5422	1.78425	1.02655	0.125039
200	81,7708	100.327	57.3436	1.06837	2.24125	0.1	0.0799859	0.00754315	52.5329	1.78245	1.02654	0.125039

Figura 4.4 PVT Sintético.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

La siguiente grafica muestra los resultados obtenidos de la simulación de Balance de materiales considerando el histórico de producción y presión.

Run History Simulation

Done

Cancel

Help

Report

Layout

Print

Exit

Calc

Save

Stream

Simulation

Time	Tank Pressure	Oil Recovery Factor	Avg Oil Rate	Avg Gas Rate	Avg Water Rate	Avg Gas In Rate	Avg Water In Rate	Oil Saturation	Gas Saturation	Water Saturation	Oil PVT	
date d/m/y	psig	percent	STB/day	Mbbl/day	STB/day	STB/day	STB/day	fraction	fraction	fraction	FE/STB	
2010/7/1993	1011.95	26.6741	9070.2	0	22058	27099.2	0	0	0.04162	0.0127021	0.025617	1.00095
2010/5/1993	1011.14	26.851	9427.04	0	21578.1	27464	0	0	0.05045	0.0137824	0.027263	1.00095
2010/6/1993	1010.39	27.0389	9191.35	0	20862.5	26173.9	0	0	0.05832	0.0148726	0.028791	1.00095
2010/1/1993	1010.43	27.214	9324.27	0	22395	27619.3	0	0	0.05766	0.0139613	0.030073	1.00095
2010/11/1993	1010.7	27.3763	9725.38	0	23174.6	28461.2	0	0	0.05534	0.0130305	0.031617	1.00095
2010/12/1993	1010.13	27.5291	9280.07	0	19702.4	23211.5	0	0	0.052037	0.0114688	0.032853	1.00095
2010/1/1994	1010.62	27.6713	9187	0	19388.2	22576.2	0	0	0.052637	0.0113759	0.034106	1.00095
2010/2/1994	1010.5	27.827	9218.69	0	19237.1	22356	0	0	0.051237	0.0112505	0.03501	1.00095
2010/3/1994	1010.57	27.9585	9490.21	0	22712.9	26163.1	0	0	0.049719	0.0113362	0.036045	1.00095
2010/4/1994	1010.55	28.1282	9381.29	0	20330.7	25524	0	0	0.048258	0.0114125	0.036831	1.00095
2010/5/1994	1010.4	28.3273	9307.67	0	22632.3	27784.9	0	0	0.046737	0.0114941	0.037918	1.00095
2010/6/1994	1010.48	28.5146	9438.23	0	23978.3	28215.5	0	0	0.045047	0.0115833	0.04137	1.00095
2010/7/1994	1010.54	28.711	9386.57	0	22241.6	26134.1	0	0	0.042381	0.0116778	0.044041	1.00095
2010/8/1994	1010.95	28.9322	9372.68	0	19429	24161.7	0	0	0.04173	0.0117556	0.045511	1.00095
2010/9/1994	1010.87	29.0486	9388.08	0	18371.8	22865.5	0	0	0.042032	0.0118541	0.046864	1.00095
2010/10/1994	1010.79	29.2069	9389.59	0	21302.4	26252.4	0	0	0.038809	0.0119147	0.047276	1.00095
2010/11/1994	1010.95	29.3696	9720.84	0	20066.9	24769.7	0	0	0.037941	0.0119821	0.048667	1.00095
2010/12/1994	1011.42	29.6085	9169.47	0	21343.7	26913.1	0	0	0.035934	0.0114605	0.050095	1.00095
2010/1/1995	1010.39	29.8847	1016.24	0	21267.5	25384.2	0	0	0.032706	0.01142397	0.053054	1.00095
2010/2/1995	1010.14	30.1085	9449.38	0	17238.7	22101.7	0	0	0.030479	0.0114349	0.054576	1.00095
2010/3/1995	1010.69	30.4095	9397	0	21420.6	26785.0	0	0	0.028559	0.0114869	0.057454	1.00095
2010/4/1995	1010.23	30.7002	9700.1	0	18847.3	27549.4	0	0	0.025752	0.0114829	0.060191	1.00095
2010/5/1995	1010.75	30.9968	8997.5	0	20292.6	26884.1	0	0	0.02277	0.0114968	0.062463	1.00095
2010/6/1995	1010.81	31.2642	9111.26	0	18016.1	24127.3	0	0	0.020243	0.0114898	0.064998	1.00095
2010/7/1995	1010.6	31.5681	9306.47	0	17429.8	24436.2	0	0	0.01794	0.01150428	0.067417	1.00095

Figura 4.5 Simulación de Balance de Materiales.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Para poder validar el resultado del POES, se debe hacer un análisis de sensibilidad de la variable con mayor incertidumbre, que para nuestro caso es el radio del acuífero que está representado en el radio adimensional (reD), en el modelo de Carter-Tracy.

La muestra el análisis de sensibilidad final con un radio adimensional, un valor comprendido entre 39 y 40. Dando como resultado una menor desviación estándar cuando toma un valor de 39.6, siendo este el reD final para la estimación del POES.

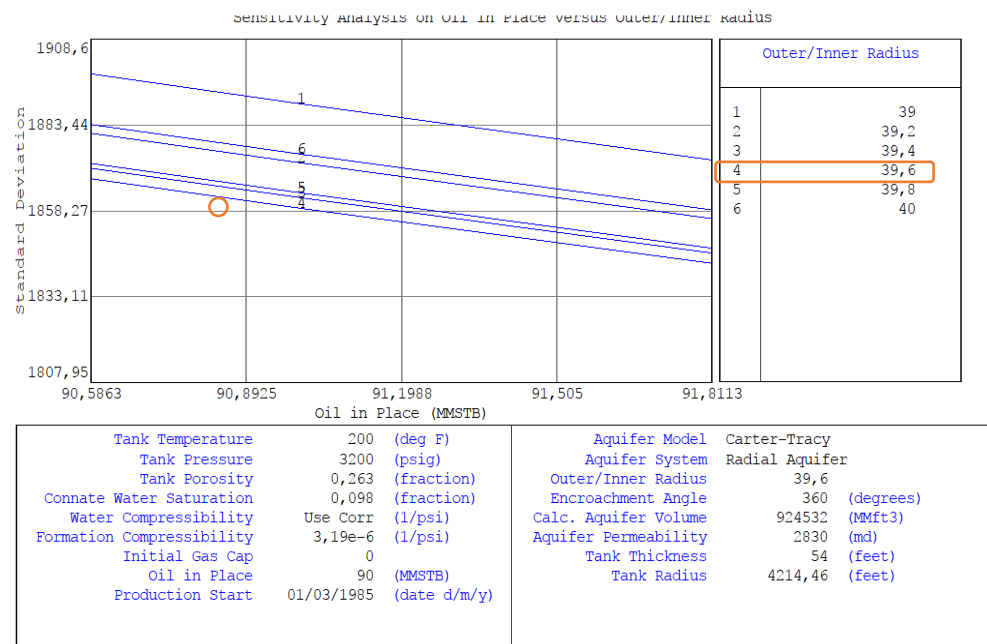


Figura 4.6 Análisis iterativo de Sensibilidad.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

4.3 Estimación del POES por Balance de Materiales

El POES obtenido mediante el análisis de Balance de Materiales es 95 MMBLS, es un valor aceptable dentro del rango del 5% de varianza con el POES obtenido en la fase preliminar del Yacimiento (91 MMBLS). La siguiente figura muestra la gráfica F/E_t vs W_e/E_t , donde indica el valor estimado del POES.

Un resultado importante, es la incidencia del mecanismo de empuje más representativo del yacimiento.

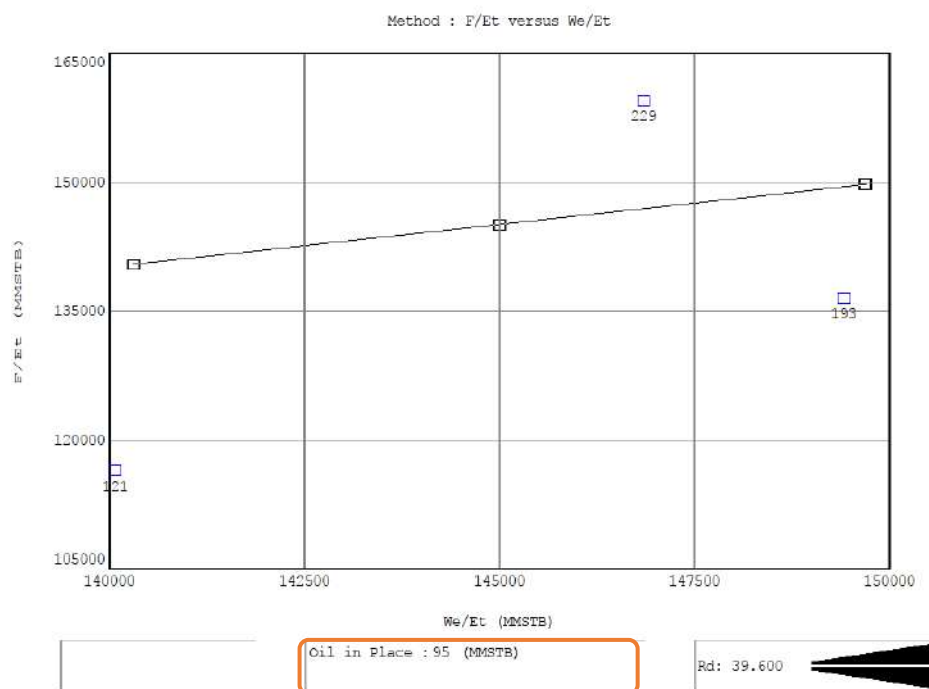


Figura 4.7 Estimación del POES MBAL.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

4.4 Evaluación de la incidencia del Mecanismo de Producción en el Yacimiento

La figura 4.8 **Error! Reference source not found.**, nos muestra que el yacimiento se ve afectado en un 99% por el mecanismo de empuje hidráulico, gracias a esto el yacimiento ha tenido un mantenimiento de la presión en relación con el tiempo en producción.



Figura 4.8 Resultado del Mecanismo de Empuje.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

4.5 Cálculo de las Reservas Recuperables y No Recuperables

Según consulta bibliográfica, de información histórica del campo, se pudo obtener que el factor de reserva primario del Yacimiento G-10 es 74.1 %.

$$F_r = 74.1 \%$$

$$Re_{REC} = F_r * N$$

$$Re_{REC} = (0.741)(95)$$

$$Re_{REC} = 70,395 \text{ MMBLS}$$

$$N = Re_{REC} + Re_{NREC}$$

$$Re_{NREC} = N - Re_{REC}$$

$$Re_{NREC} = 95 - 70,395$$

$$Re_{NREC} = 24,605 \text{ MMBLS}$$

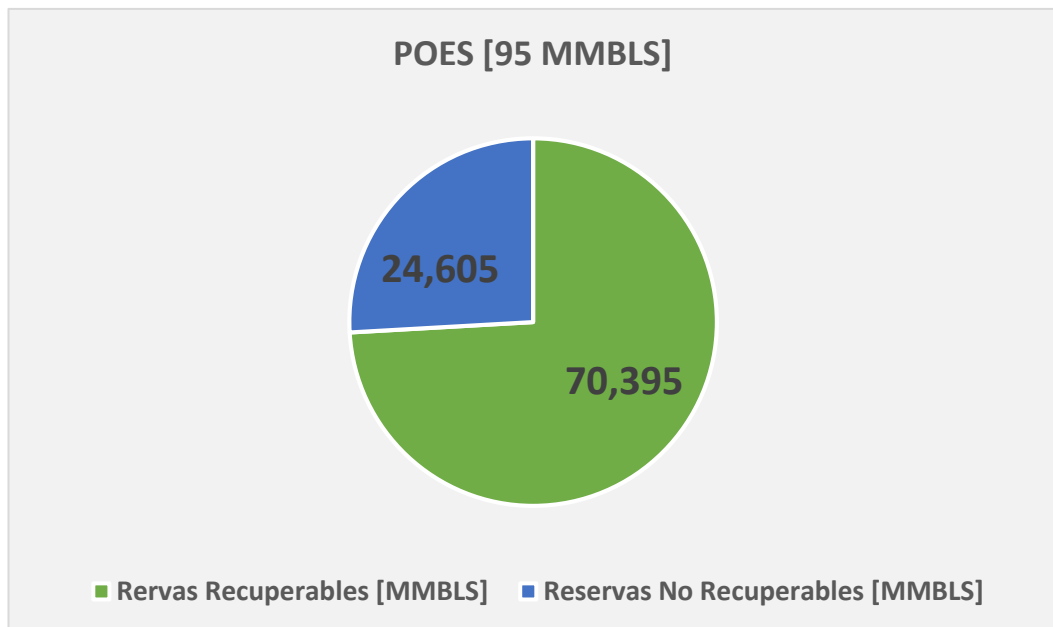


Figura 4.9 Reservas Recuperables y No Recuperables del Yacimiento G-10.

Fuente: Ponce, R., Rodas, S., 2017.

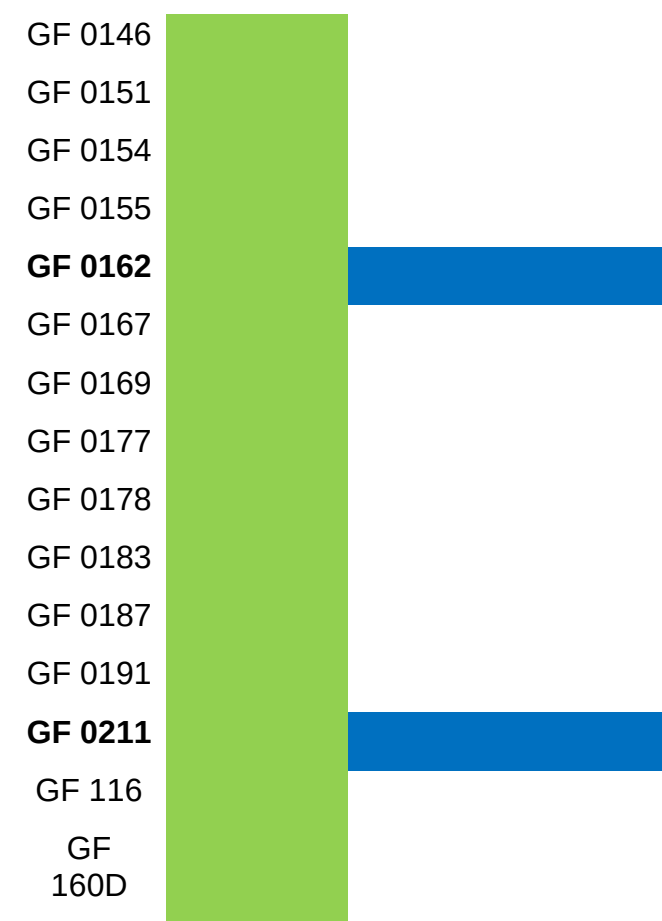
4.6 Análisis de las Curvas de Declinación de Producción

4.6.1 Selección de los Pozos para el análisis de las curvas de declinación

La siguiente tabla muestra la lista de pozos del yacimiento G-10 y su clasificación.

Tabla V Clasificación de los Pozos Productores del Yacimiento G-10.

Pozo	Productor	Pozo no Commingled
GF 5X		
GF 136		
GF 13X		
GF 18		
GF 19		
GF 20		
GF 21		
GF 22		
GF 23		
GF 25		
GF 28		
GF 29		
GF 48		
GF 58		
GF 76		
GF 83		
GF 90		
GF 0145		



Fuente: PDVSA, 2013.

Los pozos GF-162 y GF-0211, cumplen las condiciones en ser pozos productores y solo estar produciendo del Yacimiento G-10.

- **Análisis de Producción de los Pozos Candidatos**

El análisis de Producción de estos pozos se lo realizará en OFM, generando curvas de producción de los barriles de fluido por día,

barriles de petróleo por día y porcentaje de agua y sedimentos. Adicional a esto información de las condiciones del sistema de levantamiento como su frecuencia, nivel dinámico y presión en el cabezal.

La grafica 4.10 muestran las curvas de producción y levantamiento de los pozos GF-162 y GF-211.

Las curvas de producción del Pozo GF-162 tienen una declinación en la tasa de petróleo y un incremento en el porcentaje de Agua y sedimentos con valores de frecuencia relativamente constantes.

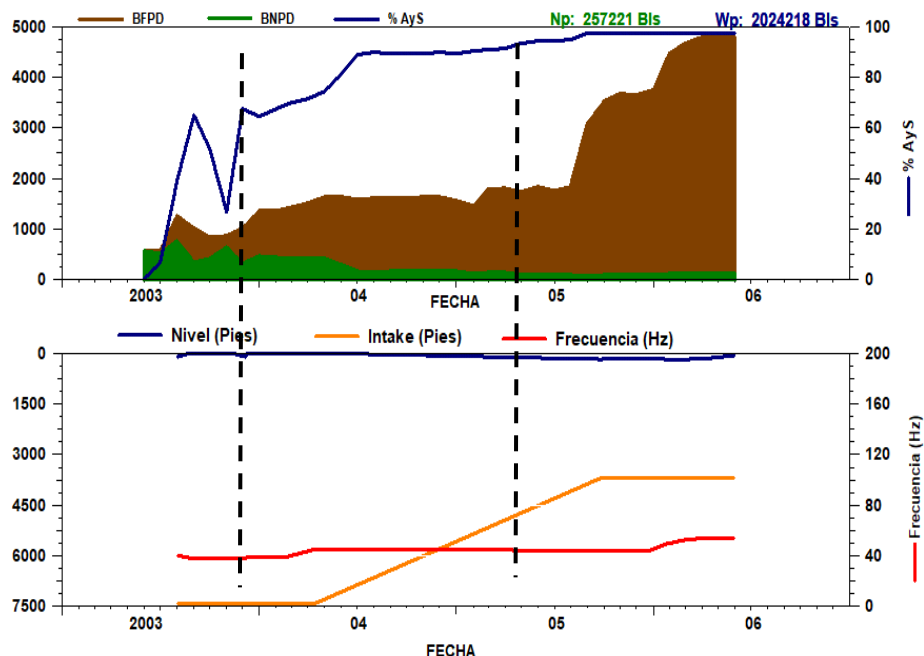


Figura 4.10 Grafico de Producción del Pozo G-162.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

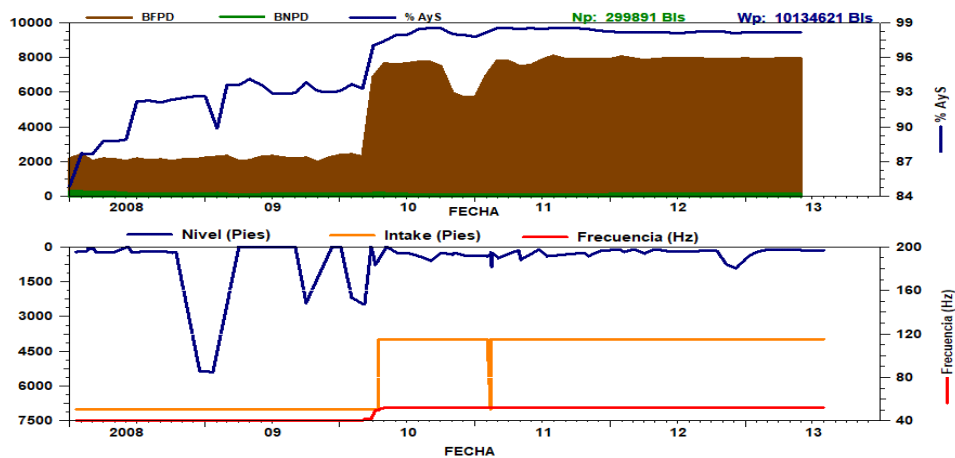


Figura 4.11 Grafico de Producción del Pozo GF-211.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

El pozo GF-211 a pesar de ser un pozo productor únicamente del Yacimiento G-10, no cumple la condición de tener una producción en incremento de Agua y sedimentos en un periodo de tiempo considerable. Además, el Nivel dinámico no es constante, siendo esto último un aspecto importante.

- **Análisis de la Procedencia de Agua**

La grafica 4.12 muestra la gráfica de Chan del pozo GF-162, la cual muestra el patrón de la Relación Agua – Petróleo y su derivada, respecto al tiempo.

Comparándola con los patrones teóricos de Chan, se puede concluir que existe un efecto de Conificación.

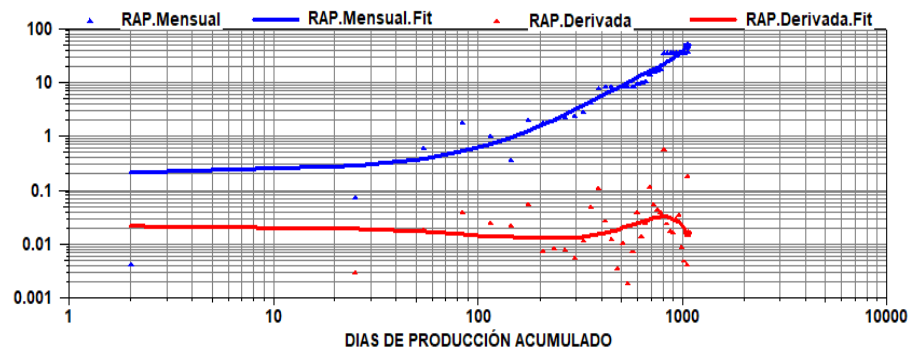
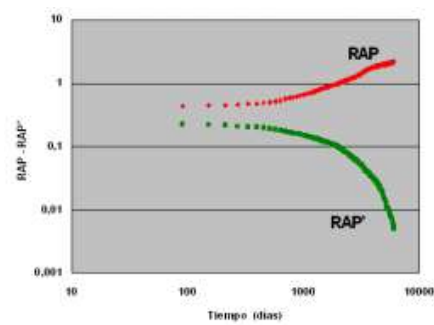
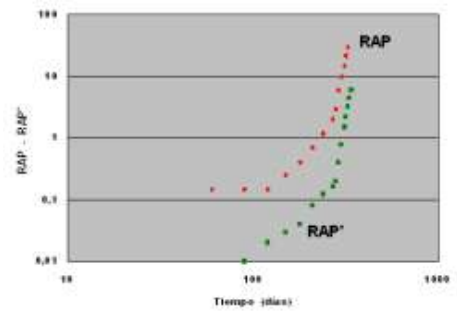


Figura 4.12 Grafica de Chan del pozo GF-162.

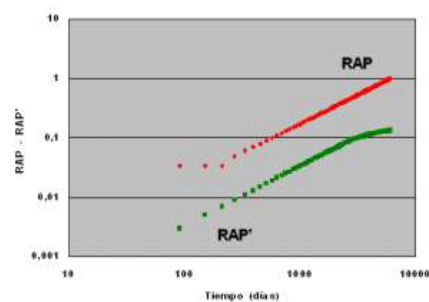
Fuente: OFM v2.0, 2007.



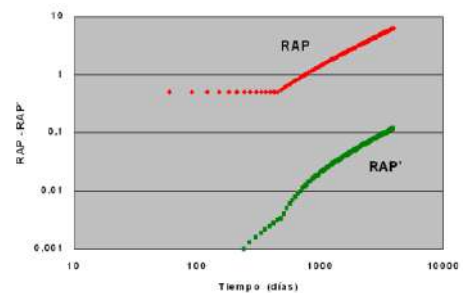
CONIFICACIÓN



COMUNICACIÓN MECÁNICA



CANALIZACIÓN



BARRIDO NORMAL

Figura 4.13 Patrones Teóricos de las Curvas de Chan.

Fuente: Schlumberger, 2014.

El pozo GF-162 cumple las condiciones óptimas para poder representar de mejor manera la declinación natural del reservorio.

Tabla VI Pozo representativo de la declinación natural del yacimiento.

Pozo	Equipo de Levantamiento	Periodo de Análisis
GF-162	BES	01/07/2004 – 01/09/2005

Fuente: OFM v2.0, 2007.

4.6.2 Determinación del Modelo de Declinación del Yacimiento G-10

La siguiente grafica de la tasa de petróleo vs tiempo del pozo GF-162 generada en OFM, nos muestra que el mejor ajuste a la declinación de la tasa de petróleo del pozo está representado por un modelo exponencial con una tasa de declinación de $D_i=0.450967$.

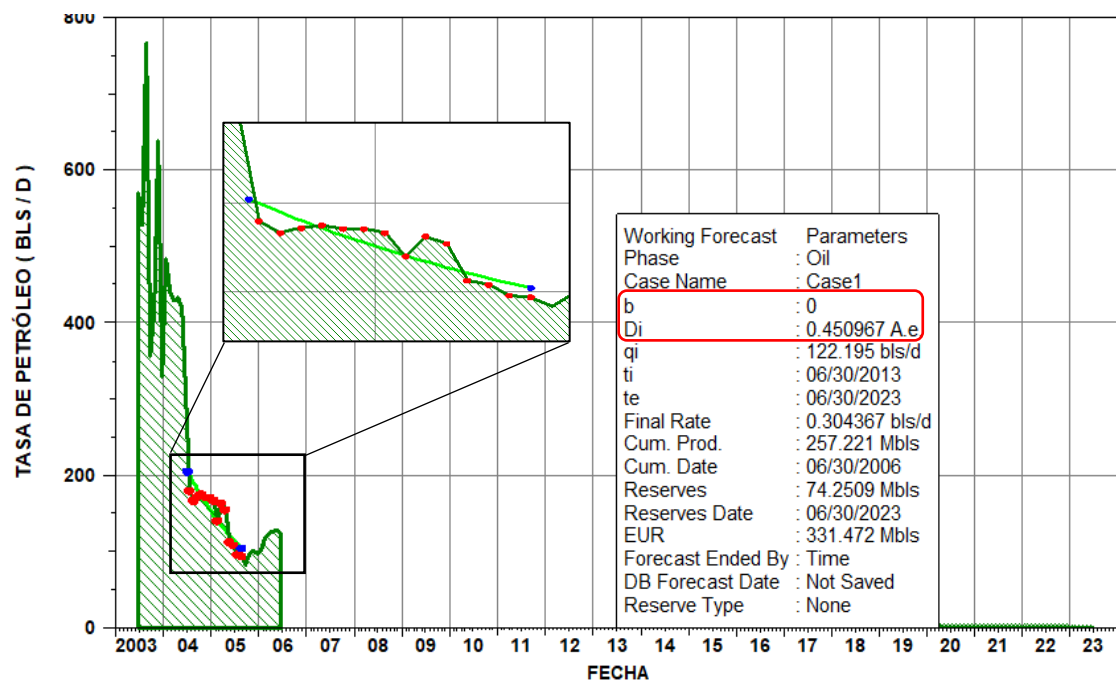


Figura 4.14 Tasa de Petróleo vs Tiempo del Pozo GF-162.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

De la misma forma se generará la gráfica de la Tasa de petróleo Adimensional vs el tiempo adimensional del pozo GF-162, para poder hacer el Match con las curvas tipo de Fetkovich,

La siguiente grafica muestra los resultados del Match realizado en el pozo GF-162.

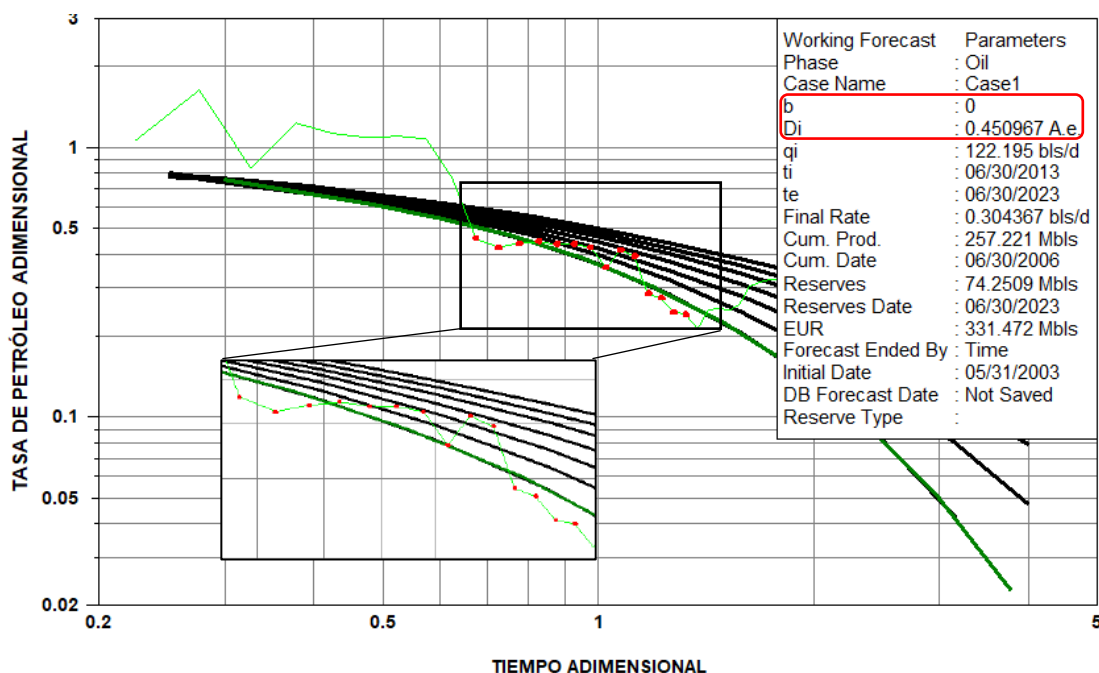


Figura 4.15 Curva tipo Fetkovich del Pozo GF-162.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos mediante el análisis de la curva de declinación y el Match con las curvas tipos de Fetkovich para el pozo GF-162.

Tabla VII Resultados del Ajuste del Modelo de Declinación.

	Tipo de Declinación (b)	Tasa de Declinación (Di)	Factor de Determinación R ²
Tasa vs Tiempo	b=0 (Exponencial)	0.450967	0.77
Fetkovich	b=0 (Exponencial)	0.450967	---

Fuente: OFM v2.0, 2007.

4.7 Determinación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas

4.7.1 Cálculo de las Reservas Remantes

$$Re_{Remanentes} = Re_{recuperables} - Produccion Acumulada$$

$$Re_{Remanentes} = 70,395 \text{ MMBLS} - 53,398 \text{ MMBLS}$$

$$Re_{Remanentes} = 16,997 \text{ MMBLS}$$

El siguiente gráfico muestra una discretización de las Reservas Recuperables.

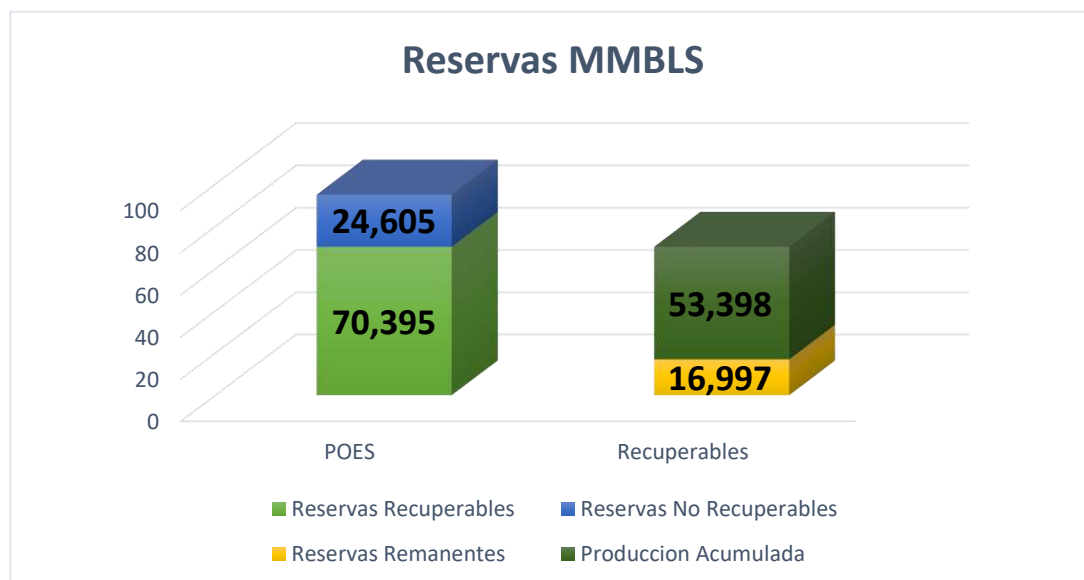


Figura 4.16 Representación de las reservas recuperables y no recuperables.

Fuente: Ponce, R., Rodas, S., 2017.

4.7.2 Pozos Activos para la Predicción de las Reservas desarrolladas

La siguiente tabla muestra los pozos productores activos del Yacimiento G-10

Tabla VIII Pozos Productores activos del yacimiento G-10.

Pozo	Tasa de Petróleo	Fecha
GF-051	60.2	1/06/2013
GF-090	55.5	1/06/2013
GF-145	109.5	1/06/2013
GF-150	456.8	1/06/2013
GF-211	145.8	1/06/2013

Fuente: PDVSA, 2013.

4.7.3 Actualización de la Tasa de Declinación por Pozo y Predicción

Las siguientes graficas muestran los ajustes para la actualización de la tasa de declinación de los pozos.

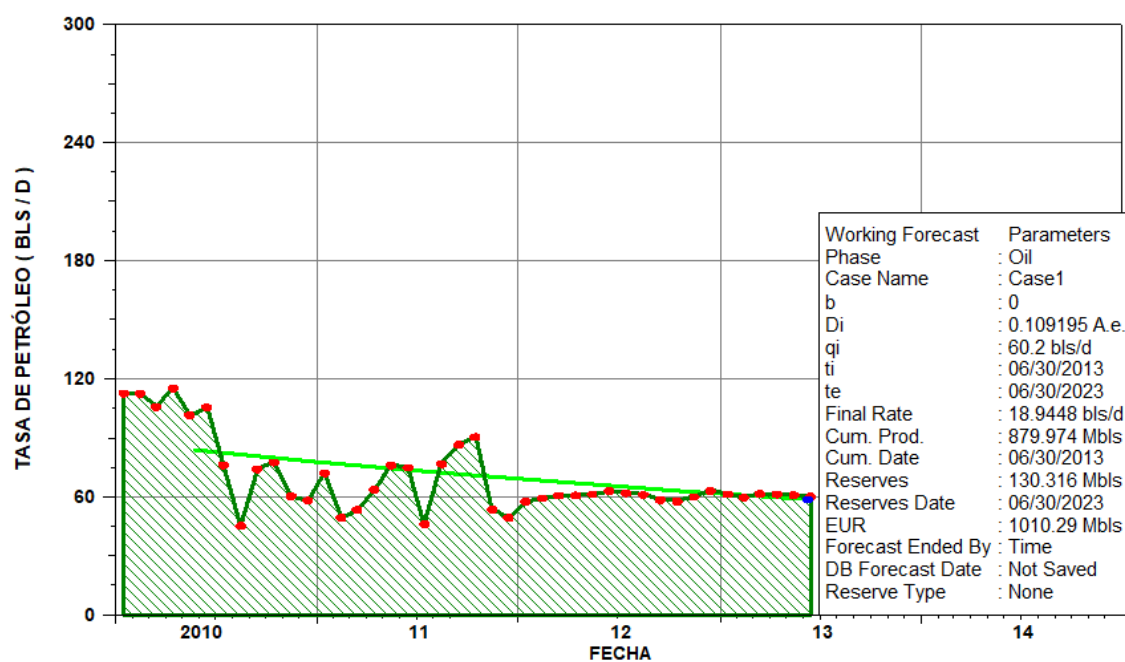


Figura 4.17 Actualización de Tasa del Pozo GF-051.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

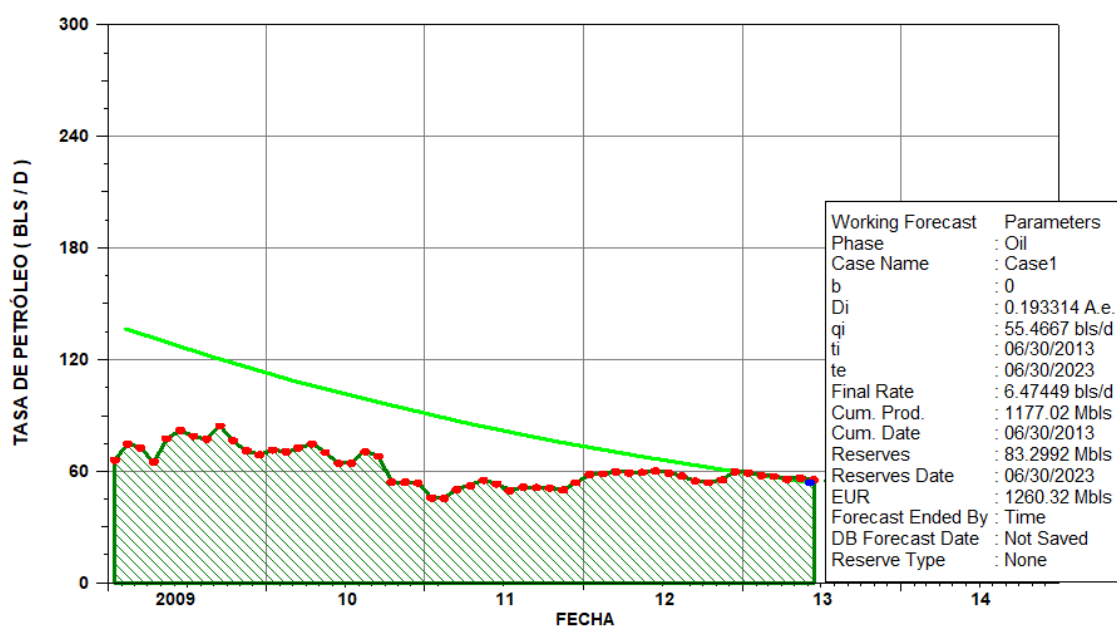


Figura 4.18 Actualización de Tasa del Pozo GF-090.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

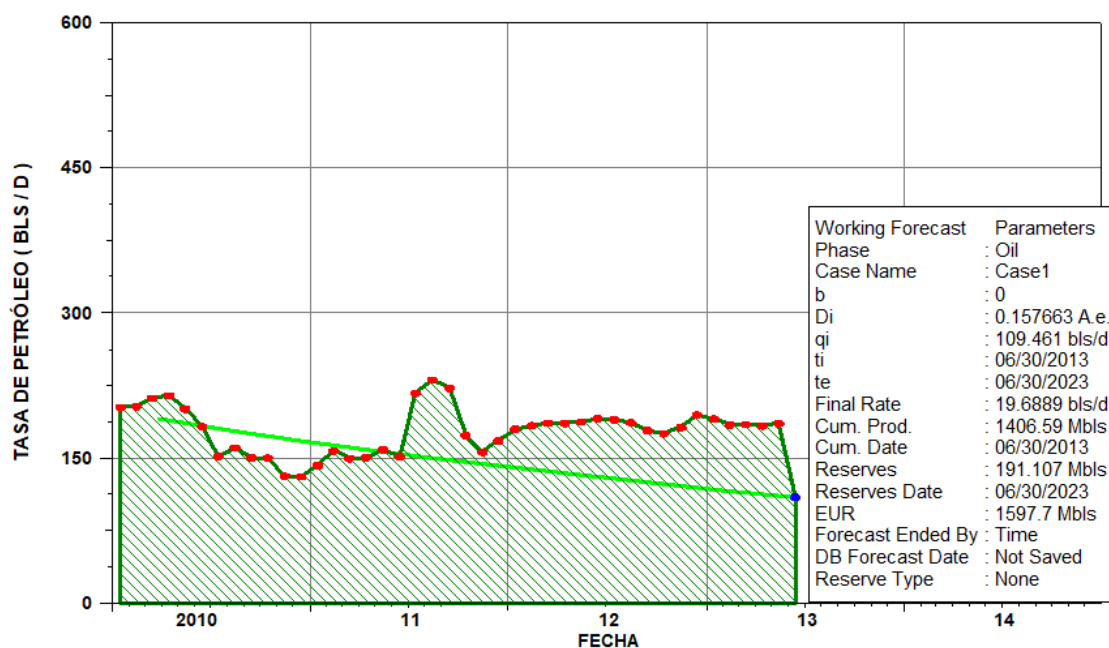


Figura 4.19 Actualización de Tasa del Pozo GF-145.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

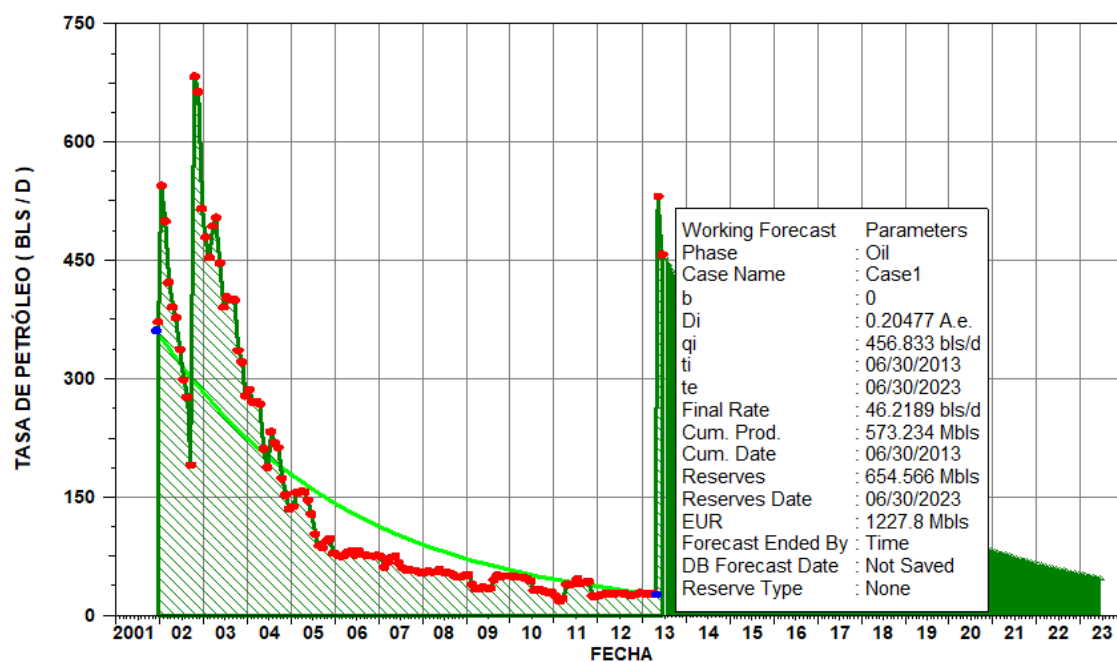


Figura 4.20 Actualización de Tasa del Pozo GF-150.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

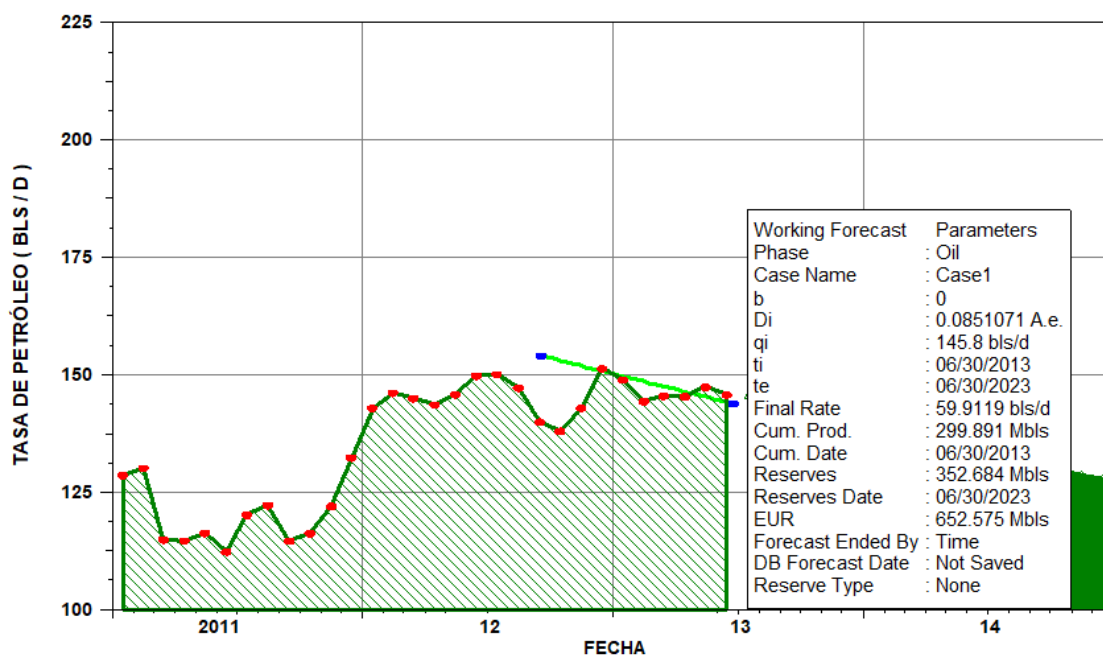


Figura 3 Actualización de Tasa del Pozo GF-150.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

La siguiente tabla muestra las tasas de declinación actualizadas por pozo.

Tabla IX Tipo y tasa de declinación actualizada de los pozos activos para predicción.

Pozo	Tipo de Declinación	Tasa de Declinación
GF-051	Exponencial	0.109195
GF-090	Exponencial	0.193314
GF-145	Exponencial	0.157663
GF-150	Exponencial	0.204770

GF-211

Exponencial

0.085107

Fuente: OFM v2.0, 2007.

4.7.4 Predicción de las Reservas Remanentes Desarrolladas

El siguiente conjunto de Graficas representa la predicción por pozo de la producción acumulada hasta su respectiva tasa de abandono.

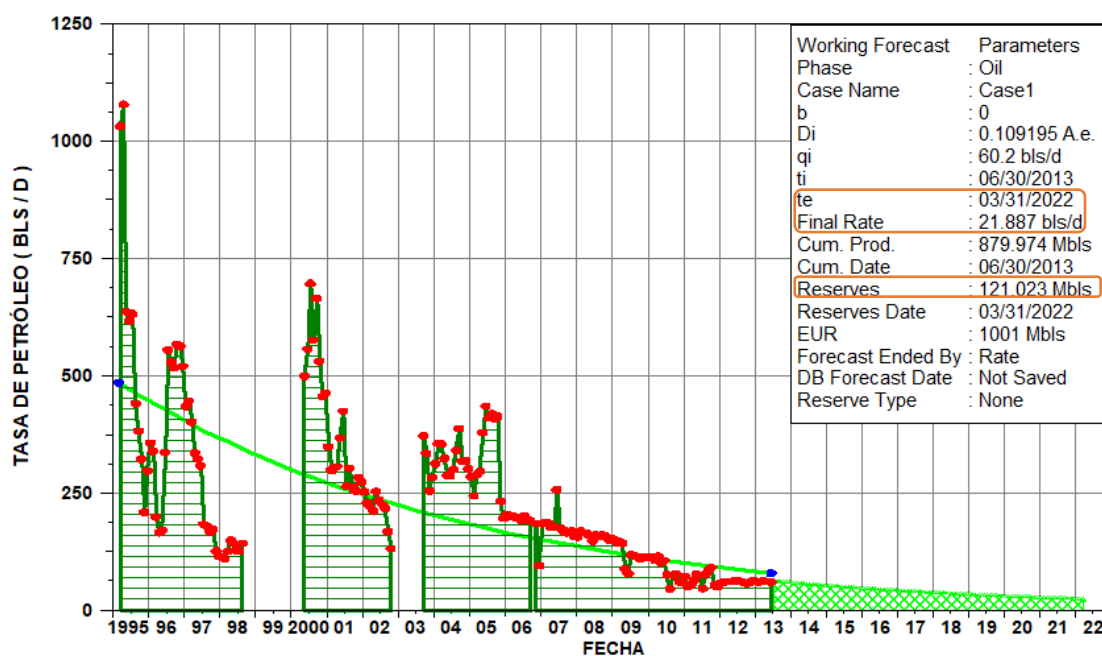


Figura 4.22 Predicción de Producción para el Pozo GF-51.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

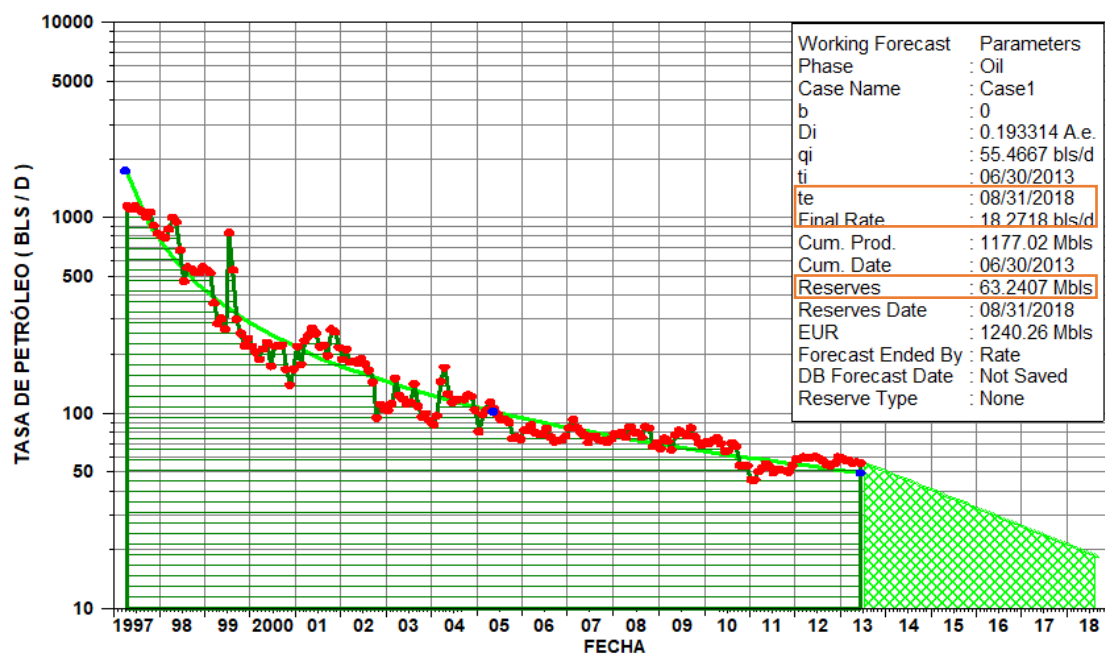


Figura 4.23 Predicción de Producción para el Pozo GF-90.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

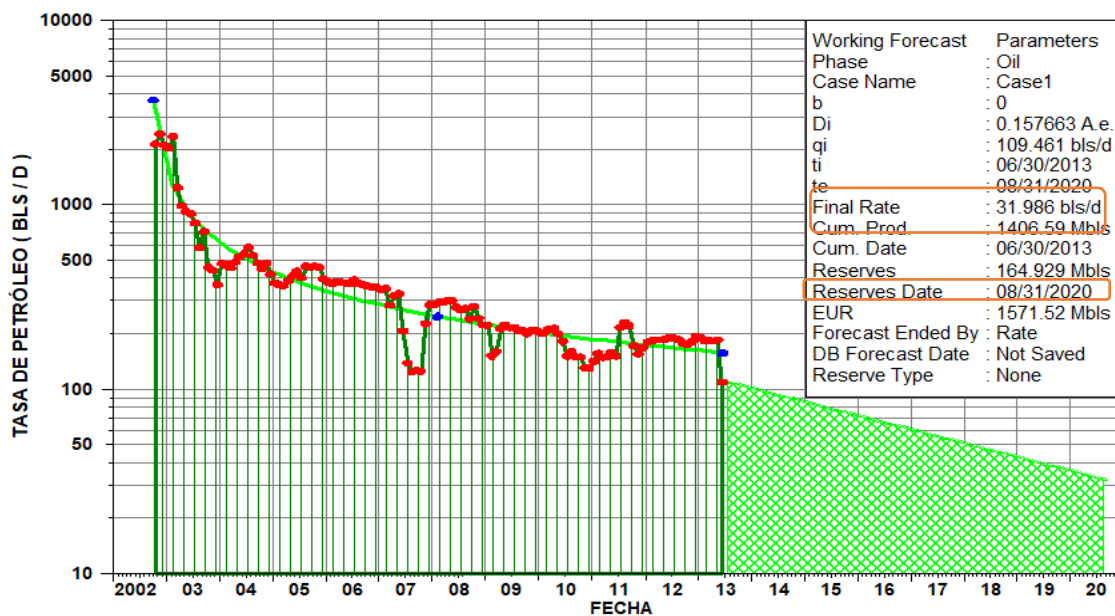


Figura 4.24 Predicción de Producción para el Pozo GF-145.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

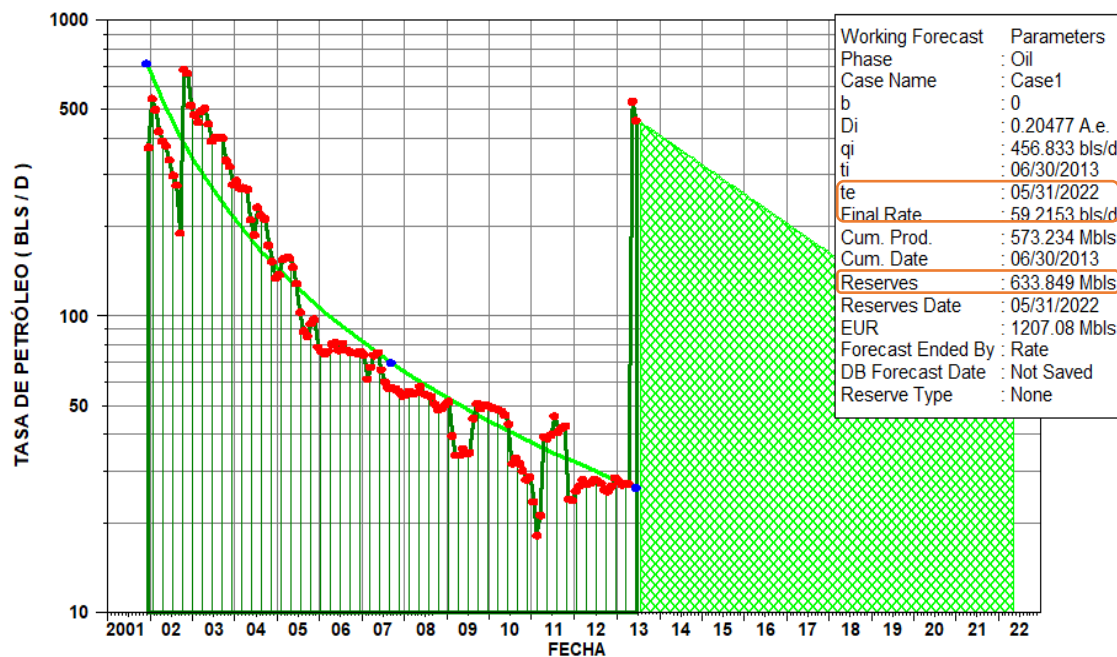


Figura 4.25 Predicción de Producción para el Pozo GF-150.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

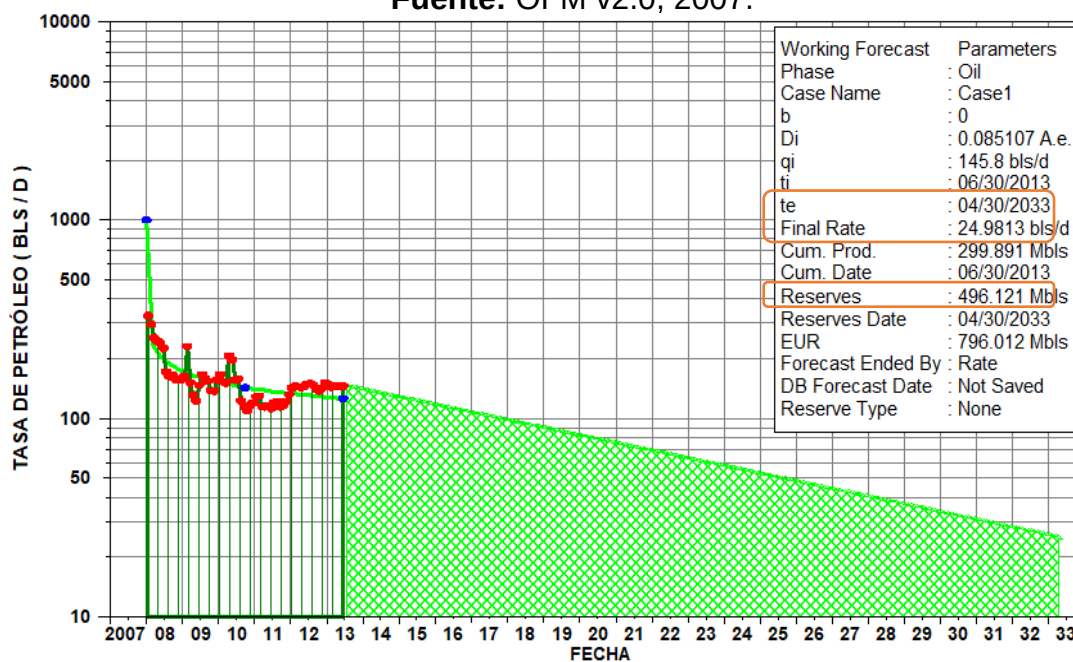


Figura 4.26 Predicción de Producción para el Pozo GF-211.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

Tabla X Resultados de la Predicción de los Pozos Activos.

Pozo	Tipo de Declinación	Tasa de Declinación	Fecha Inicio	Fecha Fin	Tasa de Abandono (bls/d)	Reservas (MBLS)
GF-051	Exponencial	0.109195	1/06/2013	31/03/2022	22	121.023
GF-090	Exponencial	0.193314	1/06/2013	31/08/2018	18	63.2407
GF-145	Exponencial	0.157663	1/06/2013	31/08/2020	32	164.929
GF-150	Exponencial	0.204770	1/06/2013	31/05/2022	60	633.849
GF-211	Exponencial	0.085107	1/06/2013	30/04/2033	25	496.121
					TOTAL	1479.1627

Fuente: Ponce, R., Rodas, S., 2017.

La siguiente Tabla muestra los parámetros del Futuro Reacondicionamiento.

Tabla XI Parámetros del Futuro RA-RC.

Tipo de Actividad	Pozo	Fecha Estimada	Potencial
			Esperado (BLS/D)
RA-RC	GF-032	FEB-2018	180

Fuente: PDVSA, 2013.

La predicción del Futuro RA-RC realizada en OFM, se presenta en la siguiente figura

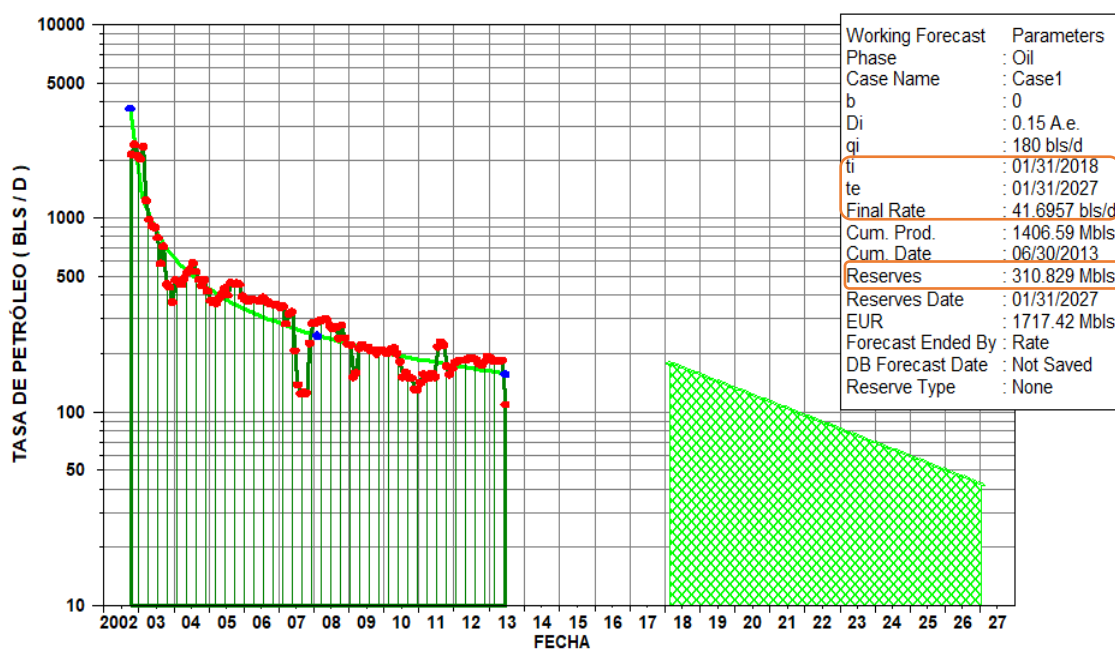


Figura 4.27 Predicción del Futuro RA-RC.

Fuente: OFM v2.0, 2007.

Tabla XII Resultados de la Predicción del Futuro RA-RC.

Pozo	Fecha Estimada	Potencial Esperado (BLS/D)	Tasa de Abandono (BLS/D)	Fecha de Abandono	Tasa de Declinación	Reserva s (MBLS)
GF- 032	01/01/20 18	180	42	01/01/202 7	0.1500	310.829

Fuente: Ponce, R., Rodas, S., 2017.

4.7.5 Estimación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y No Desarrolladas

$$RE_{Desarrolladas} = 1479.1627 \text{ MBLS} + 310.829 \text{ MBLS}$$

$$RE_{Desarrolladas} = \mathbf{1789.9917 \text{ MBLS}}$$

$$RE_{No \text{ Des}} = RE_{Remanentes} - RE_{Desarrolladas}$$

$$RE_{No \text{ Des}} = 16.997 \text{ MMBLS} - 1.7899917 \text{ MMBLS}$$

$$RE_{No \text{ Des}} = \mathbf{15.2070 \text{ MMBLS}}$$

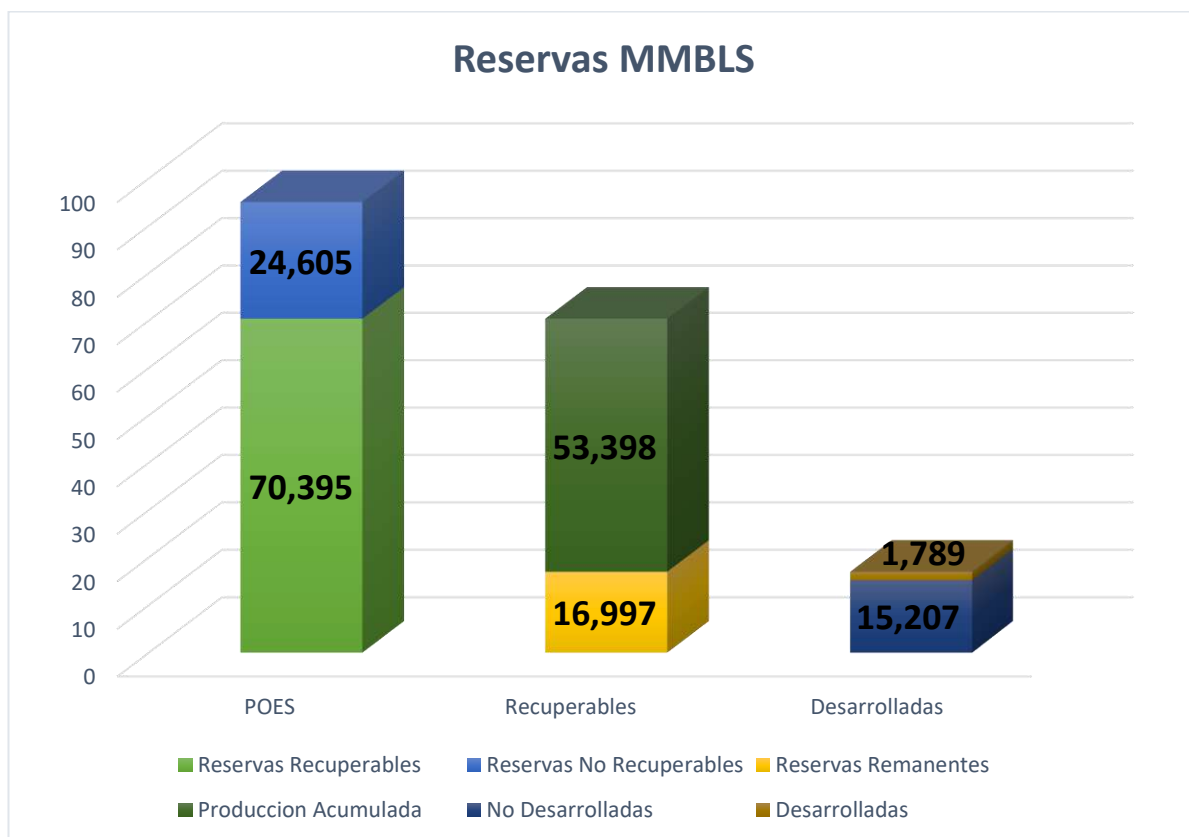


Figura 4.28 Discretización de las Reservas del Yacimiento G-10.

Fuente: Ponce, R., Rodas, S., 2017.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El Yacimiento G-10 presenta una declinación de producción natural como resultado de la influencia del empuje de un acuífero, lo cual se evidencia en el análisis de presiones e histórico de producción, realizado en el análisis convencional del yacimiento.

El *reD* fue estimado mediante un análisis iterativo de sensibilidad, dando como resultado un valor de **39,6** siendo este el de menor desviación estándar, todo aquello en aras de tener el mejor ajuste del modelo de Balance de Materiales.

El POES obtenido mediante el modelo de Balance de Materiales en MBAL es de **95 MMBLS**, dato aceptado debido ya que tiene un error de 5.43% respecto al POES estimado por el método geoestadístico en la fase inicial del desarrollo del campo.

Las Reservas Recuperables son **70.395 MMBLS**, obtenido con un factor de recobro de 74.1%, del POES estimado con MBAL y las reservas remanentes usando la producción acumulada de 53,398 MMBLS, son de **16,997 MMBLS**.

El tipo de declinación de producción del yacimiento corresponde a un modelo Exponencial con una tasa de declinación de **0.450967 A.e**, con un coeficiente de determinación (R^2) de 0.77.

La predicción de la producción de los pozos activos seleccionados es de **1479,1627 MBLs**, estimada hasta el año 2033.

El RA/RC planteado para enero del 2018, dio una predicción en la producción de **310.829 MBL**S para el año 2027.

Las Reservas Remanentes Desarrolladas hasta el año 2033, son de **1789.9917 MBL**S y las Reservas Remanentes no Desarrolladas son de **15.2070 MMBLS**.

Dado que las Reservas Remanentes no Desarrolladas son considerables, es factible proyectar un plan de desarrollo de perforación para poder incrementar la producción del campo.

RECOMENDACIONES

Debido al uso del modelo de Balance de Materiales que idealiza el yacimiento con la forma de un tanque, realizar correctamente la selección de presiones para garantizar la mejor simulación del POES.

Realizar un ajuste iterativo de sensibilidad para obtener el valor del reD y tener una mayor certidumbre en la estimación del POES en el Balance de Materiales.

Mantener actualizada la Base de datos concerniente a propiedades PVT, historial de presiones y de producción para la construcción del modelo de Balance de Materiales.

En la selección del o los pozos que representen la declinación de producción natural de yacimiento, se debe tener en cuenta todas las condiciones propuestas en la metodología en al menos un año y con tendencias semejantes entre los pozos.

Elegir el tipo de declinación de producción en base al mejor ajuste otorgado por el coeficiente de determinación R^2 .

En la actualización de las tasas de declinación de producción es recomendable hacerlo de forma manual considerando los datos de producción más recientes.

Trabajar la conificación de agua para recuperar las reservas no desarrolladas mucho antes del tiempo de la predicción

Realizar una actualización de la tasa de declinación del yacimiento cuando el futuro RA/RC este en desarrollo para mejor la predicción de su producción en el tiempo.

Recalcular las reservas remanentes no desarrolladas, según el plan de desarrollo del campo considerando nuevas propuestas de reacondicionamiento o perforación.

Bibliografía

- Ahmed, T. (2010). Reservoir Engineering Handbook 4th Ed. Oxford: Elsevier-Gulf Profesional Publishing.*
- Arps, J. (1945). Analysis of Decline Curves. The Hague: Trans Aime 207. 182-199.*
- Chan. (1995). Water Control Diagnosis Control. Huston: SPE.*
- Dake. (2003). Fundamentals of Reservoir Engineering 8Th Ed. The Hague: Elsevier-Gulf Profesional Publishing.*
- Dake., L. (1994). The Practices of Reservoir Engineering, Developments in Petroleum Science. Amsterdan: Elsevier-Gulf Profesional Publishing.*
- Ferrer, M. P. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibi: Astro Data S.A.*
- PDVSA. (1997). Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos. Zulia: CIED.*
- Pletcher. (2007). Improvements to Reservoir Engineering Developments in Petroleum Science. Amsterdan: Elsevier-Scientific Publishing.*
- Rivera, J. S. (2009). Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Universidad del Oriente.*
- Slider, H. (2000). A Simplified Method Form of the Material Balance Equation. The Hague: Trans, AIME-243-246.*
- Soto, H. (2015). Declinación de Producción de los Yacimientos Quevedo del Campo GUafita Sur. Barinas: Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales.*
- Todd, A. C. (2012). Reservoir Engineering. London: Heriot Watt University.*