



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“ACTUALIZACION DE LA ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO
USANDO MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES DEL YACIMIENTO G7-3/4
PERTENECIENTE AL CAMPO OMEGA”

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

PRESENTADOR POR:

JORGE EDUARDO CASAÑAS CUENCA

FRANK ROMARIO FERNANDEZ ZAMBRANO

GUAYAQUIL-ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A Dios soberano por su amor inagotable, la gracia y la misericordia inmerecida, que siempre ha cuidado de mí; a la mujer más hermosa del universo mi Madre, a mi hermano y a mi querido Padre por sus enormes e impagables sacrificios que me han permitido ser un profesional, a mis buenos amigos y amigas William, Víctor, Manuel, Elvis, Stalin, Nicole, Erika, Cristhel, a mis hermanos Spoudanos en la fe, Carlos, Heidi, Arianna, y a todos mis amigos que hice durante mi vida estudiantil.

Jorge Eduardo Casañas Cuenca

DEDICATORIA

A Dios, porque sin él no habría sido posible llegar hasta aquí, él es quien ha sido mi guía durante todo este recorrido y quien me ha fortalecido para que yo pueda superar cualquier obstáculo en el camino. A mis padres, quienes me han brindado todo su apoyo incondicional y por sus consejos de perseverancia porque gracias a ellos, he podido salir adelante. A mi familia, que ha estado conmigo constantemente y no dudaron de mí. A mis maestros, por su motivación y enseñanza para formar mis estudios profesionales, que hacen posible la elaboración de esta tesis.

Frank Romario Fernández Zambrano

AGRADECIMIENTO

A nuestra Alma Máter que aparte del conocimiento, valores, y lágrimas nos regaló excelentes amigos y futuros colegas.

A los directores de la materia integradora MSc. Fernando Sagnay y MSc. Danilo Arcentales que gracias a sus consejos y conocimientos impartidos en clases han sido fundamentales para alcanzar éste logro.

Al Ing. Horacio Soto por su predisposición para ayudarnos en cada etapa del proceso de desarrollo de éste proyecto.

A todos nuestros profesores que a lo largo de la carrera sembraron una pequeña semilla de su conocimiento para el día de hoy culminar con éxito esta etapa universitaria.

Jorge Eduardo Casañas Cuenca

Frank Romario Fernández Zambrano

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Xavier Vargas
COORDINADOR DE LA CARRERA

MSc. Danilo Arcentales
PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Fernando Sagnay
TUTOR DE LA MATERIA

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Jorge Casañas, Frank Fernández, y damos nuestro consentimiento para que la ESPOI realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Jorge Eduardo Casañas Cuenca

Frank Romario Fernández
Zambrano

EVALUADORES

.....
MSc.Danilo Arcentales

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
MSc. Fernando Sagnay

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El proyecto de grado que se presenta a continuación propone una metodología para actualizar el petróleo original en sitio (POES) del yacimiento G7-3/4 perteneciente al campo OMEGA, a través de un software de ingeniería de yacimientos(MBAL) que permitirá la construcción de un modelo de balance de materiales junto con otro software de producción(OFM)para realizar un análisis de las curvas de declinación de la producción.

En el Capítulo 1, se presenta el planteamiento del problema, la justificación, la hipótesis, la propuesta, metodología a seguir, los objetivos, y también se habla sobre el marco geológico del campo, así como también el marco teórico el cual comprende: descripción y cuantificación de las reservas, propiedades petrofísicas, balance de materiales y modelos de declinación de producción.

El Capítulo 2, se describe la metodología para poder estimar el POES por los diferentes métodos cómo son volumétrico, probabilístico, y balance de materiales; además la determinación de la tasa y tipo de declinación para el yacimiento junto con la predicción y validación de las reservas remanentes desarrolladas/ no desarrolladas en OFM.

En el Capítulo 3, se muestra los cálculos y se realiza el análisis de los resultados obtenidos por la metodología propuesta en el capítulo 1, los cuales son debidamente justificados por la teoría y las diferentes metodologías de validación que brinda una mayor certidumbre.

El Capítulo 4, se dan las conclusiones y recomendaciones a tomar en cuenta para reducir las incertidumbres en el cálculo del POES y la estimación de las reservas desarrolladas.

Palabras clave: Poes, reservas recuperables, reservas recuperables desarrolladas, tasa y tipo de las curvas de declinación de la producción.

ABSTRACT

The degree project presented below proposes a methodology to update the original oil on site (POES) of the G7-3 / 4 field belonging to the OMEGA field, through reservoir engineering software (MBAL) that will allow construction of a material balance model along with other production software (OFM) to perform an analysis of production decline curves.

In Chapter 1, the problem statement, the justification, the hypothesis, the proposal, the methodology to be followed, the objectives are presented, and the geological framework of the field is also discussed, as well as the theoretical framework which comprises: description and quantification of reserves, petrophysical properties, material balance and production decline models.

Chapter 2, describes the methodology to be able to estimate the POES by the different methods how are volumetric, probabilistic, and material balance; In addition, the determination of the rate and type of decline for the deposit together with the prediction and validation of the remaining reserves developed / not developed in OFM.

In Chapter 3, the calculations are shown and the results obtained by the methodology proposed in Chapter 1 are analyzed, which are duly justified by the theory and the different validation methodologies that provide greater certainty.

Chapter 4, the conclusions and recommendations are given to take into account to reduce the uncertainties in the calculation of the POES and the estimation of the developed reserves.

Keywords: *OIIP, recoverable reserves, developed recoverable reserves, rate and type of decline production curves.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
INDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
CAPITULO 1.....	1
1.INTRODUCCION.....	1
1.1 Preámbulo.....	1
1.1 Descripción del Problema.....	1
1.2.1. Planteamiento del problema	1
1.2.2. Justificación	2
1.2.3. Hipótesis	3
1.2.4. Propuesta	3
1.4 Objetivos	3
1.4.1 Objetivo general.....	3
1.4.2 Objetivos específicos	3
1.5 Metodología.....	4
1.6 Marco geológico.....	5
1.6.1. Antecedentes del campo	5
1.6.2 Ubicación geográfica	6
1.6.3 Descripción estructural	6
1.6.4 Descripción estratigráfica y litológica	7
1.7. Aspecto geológico.....	8

1.7.1 Fuente de hidrocarburos	8
1.8. Clasificación del yacimiento de acuerdo con el estado del fluido.....	9
1.8.1. Yacimientos de petróleo negro.....	9
1.8.2. Yacimientos de petróleo volátil.....	10
1.8.3. Yacimientos de petróleo de baja volatibilidad.....	11
1.8.4. Yacimientos de gas condensado.....	12
1.8.5. Yacimientos de gas húmedo	13
1.8.6. Yacimientos de gas seco.....	14
1.9. Mecanismo de producción de los yacimientos.....	15
1.9.1. Empuje por expansión de los fluidos.....	16
1.9.2. Empuje por gas en solución	16
1.9.3. Empuje por capa de gas.....	17
1.9.4. Empuje hidráulico	17
1.9.5 Empuje por gravedad	18
1.10. Clasificación de las reservas.....	18
1.10.1. Clasificación de las reservas según el grado de certeza.....	18
1.10.2. Clasificación de las reservas según el método de recuperación	19
1.10.3. Clasificación de las reservas según el grado de desarrollo	19
1.11. Métodos para el cálculo de reservas (POES)	20
1.11.1. Método volumétrico	20
1.11.2. Ecuación de balance de materiales.....	20
1.11.3. Método estadístico o probabilístico	23
1.12 Pruebas PVT de laboratorio.....	24
1.12.1. Consistencia de los resultados de un análisis PVT	24
1.13 Correlaciones PVT	26
1.14. Caracterización de la ecuación de balance de materiales	27
1.14.1 Empuje por depletación (DDI)	27

1.14.2 Empuje por segregación de la capa de gas (SDI)	27
1.14.3 Empuje por intrusión de agua (WDI)	28
1.14.4. Empuje por expansión de agua y roca	28
1.15. Suposiciones de la ecuación de balance de materiales.....	28
1.16. Linealización de la ecuación de balance de materiales mediante el método de Havlena y Odeh	30
1.16.1. Solución lineal para la determinación del POES de acuerdo con el tipo de yacimiento	30
1.17. Estimación de reserva mediante el uso de curvas de declinación	36
1.17.1 Introducción de curvas de declinación.....	36
1.17.2 Factores que afectan las curvas de declinación	36
1.17.3 Definiciones fundamentales	37
1.17.4. Declinación exponencial.....	40
1.17.5. Declinación armónica	41
1.17.6. Declinación hiperbólica.....	41
1.17.7. Análisis de las curvas tipo	42
1.18 Curvas de chan	44
CAPÍTULO 2.....	47
2. METODOLOGIA.....	47
2.1. Metodología de estimación del POES por diferentes métodos	48
2.1.1 POES volumétrico	48
2.1.2 POES probabilístico	49
2.1.3 POES por balance de materiales	49
2.2 Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas	54
2.2.1 Determinación del tipo de declinación	54
2.3 Discretización de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas	56
2.3.1 Reservas recuperables.....	56

2.3.2 Reservas no recuperables.....	56
2.3.3 Reservas remanentes	56
2.3.4 Reservas no desarrolladas.....	56
CAPÍTULO 3.....	57
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	57
3.1 POES volumétrico.....	57
3.2 POES probabilístico	57
3.3 POES por balance de materiales.....	62
3.3.1 Análisis de las presiones en función del tiempo	62
3.3.2 Análisis de la producción en función del tiempo.....	64
.....	74
3.4 Estimación de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas	75
3.5 Resultados finales del POES y porcentaje de error con respecto al oficial.....	82
3.6 Discretización de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas	83
3.6.1 Reservas recuperables.....	83
3.6.2 Reservas no recuperables.....	83
3.6.3 Reservas remanentes	83
3.6.4 Reservas no desarrolladas.....	83
CAPÍTULO 4.....	85
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	85
4.1 Conclusiones	85
4.2 Recomendaciones	86
Bibliografía.....	87

ABREVIATURAS

P_i	Presión inicial de yacimiento
P	Presión
EBM	Ecuación de balance de materiales
Mbal	<i>Material Balance</i> , software de Petroleum Experts
OFM	<i>Oilfield Manager</i> , Software de Schlumberger
DDI	Empuje por depletación.
SDI	Empuje por segregación de la capa de gas
WDI	Empuje por intrusión de agua
EDI	Empuje por expansión de agua y roca
F	Extracción
Eo	Expansión del petróleo y su gas inicial disuelto
Eg	Expansión de la capa de gas y el gas disuelto
Efw	Expansión de agua por el cambio de volumen poroso total
%AyS	Porcentaje de agua y sedimentos.
Le	Límite económico
Re _{rec}	Reservas Recuperables
Re _{Nrec}	Reservas no Recuperables

Red	Reservas desarrolladas
Re _{Nd}	Reservas no desarrolladas
Fr	Factor de recobro
Re _{re}	Reservas Remanentes.

SIMBOLOGÍAS

A	Área del yacimiento
h	Espesor del yacimiento
ϕ	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
R _{si}	Solubilidad inicial de Gas.
R _s	Solubilidad de Gas.
B _{oi}	Factor inicial volumétrico de formación de Petróleo.
B _o	Factor de formación volumétrico de Petróleo.
B _{gi}	Factor inicial de formación volumétrico de Gas.
B _{ginj}	Factor de formación volumétrico de gas inyectado
B _g	Factor de formación volumétrico de Gas.
WE	Influjo Acumulado de Agua
m	Relación del volumen inicial de la capa de gas del yacimiento para el volumen inicial de petróleo en el yacimiento.
C _w	Compresibilidad del agua
C _f	Compresibilidad de la Formación.
S _{wi}	Saturación inicial de Agua.
b	Coeficiente de declinación de Arps
q _l	Tasa límite económica por porcentaje de agua y sedimento
t _a	Tiempo de abandono

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Metodología del proyecto	4
Figura 1. 2 Ubicación geográfica del campo Omega.....	6
Figura 1. 3 Columna estratigráfica del Campo OMEGA sur.	7
Figura 1. 4 Diagrama de fase de yacimiento de petróleo negro	10
Figura 1. 5 Diagrama de fase de yacimiento de petróleo volátil	11
Figura 1. 6 Diagrama de fase de yacimiento de petróleo baja volatilidad.	12
Figura 1. 7 Diagrama de fase de yacimiento de gas condensado	13
Figura 1. 8 Diagrama de fase de yacimiento de gas húmedo.....	14
Figura 1. 9 Diagrama de fase de yacimiento de gas seco.	15
Figura 1. 10 Diagrama de fase de yacimiento de gas seco.	16
Figura 1. 11 Representación de la EBM en yacimientos de petróleos.....	21
Figura1. 12 Representación gráfica de los diferentes tipos de distribución probabilísticas.	23
Figura 1. 13 Correlacion de GLASO.O.	26
Figura 1. 14 Fluidos producidos versus E_o ,.....	31
Figura 1. 15 Grafico de F vs $E_o + mE_g$	32
Figura 1. 16 Grafico de (F/E_o) vs (E_g/E_o) ,.....	33
Figura 1. 17 Clasificación del reservorio.....	35
Figura 1. 18 Tipos de Curvas de declinación de Tasa de Producción de Petróleo, en diferentes escalas.....	38
Figura 1. 19 Tasas de producción vs tiempo	40
Figura 1. 20 Curvas tipo adimensionales para el análisis de las curvas de declinación.	42
Figura 1. 21 Familia de Curvas Fetkovich para el ajuste de declinación	44
Figura 1. 22 Grafico de RAP vs tiempo de producción (Conificación)	45
Figura 1. 23 Grafico de RAP vs tiempo de producción (Problemas de comunicación mecanica).....	45
Figura 1. 24 Grafico de RAP vs tiempo de producción (Canalización)	46
Figura 1. 25 Grafico de RAP vs tiempo de producción	46

Figura 2. 1	Correlación Al-Marhoun para P_b , GOR y B_o	52
Figura 2. 2	Correlación Beggs para U_o	52
Figura 3. 1	Ingreso por pozo a Excel de propiedades petrofísicas y ajuste por lotes. ..	58
Figura 3. 2	Ajuste por lote para la variable espesor.....	59
Figura 3. 3	Ajuste por lote para la variable porosidad.....	59
Figura 3. 4	Ajuste por lote para la variable saturación de agua.	60
Figura 3. 5	Asignación del modelo de distribución para h , \emptyset y Sw	61
Figura 3. 6	Definición de previsión.....	61
Figura 3. 7	Simulación de MonteCarlo.....	62
Figura 3. 8	Análisis histórico de presiones.....	64
Figura 3. 9	Mapa de burbujas G7-3/4.	64
Figura 3. 10	Análisis del comportamiento histórico de producción.	65
Figura 3. 11	Ingreso de datos PVT y cálculo de correlaciones.	66
Figura 3. 12	Selección de correlaciones para P_b , R_s y B_o	66
Figura 3. 13	Selección de correlación para U_o	67
Figura 3. 14	Generación del PVT sintético.	67
Figura 3. 15	Verificación de PVT sintético con PVT real.	68
Figura 3. 16	Ingreso de propiedades del yacimiento.	68
Figura 3. 17	Ingreso de datos del acuífero.	69
Figura 3. 18	Cálculo de la compresibilidad de la formación por correlación.	69
Figura 3. 19	Ingreso de permeabilidades relativas.	70
Figura 3. 20	Ingreso de presiones y datos de producción desde OFM.....	70
Figura 3. 21	Corrida de la simulación.	71
Figura 3. 22	Primera simulación de presiones.....	71
Figura 3. 23	Cálculo de sensibilidades para la relación de radios.	72
Figura 3. 24	Selección de la mejor relación de radios.	73
Figura 3. 25	Cotejo de presiones simuladas con presiones reales.....	73
Figura 3. 26	Mecanismo de empuje.....	74
Figura 3. 27	POES.....	74
Figura 3. 28	Selección del periodo más representativo.	75

Figura 3. 29 Verificación parámetros operacionales y sistema de levantamiento GF-5.	76
Figura 3. 30 Verificación parámetros operacionales y sistema de levantamiento GF-173.	76
Figura 3. 31 Selección de periodo para análisis de procedencia de agua.	77
Figura 3. 32 Canalización GF-5.	77
Figura 3. 33 Canalización GF-173.	78
Figura 3. 34 Cálculo del modelo de declinación.	78
Figura 3. 35 Modelo exponencial $b=0$ y $D_i=0.139881$ A.n.	79
Figura 3. 36 Validación del modelo de declinación por curva tipo Fetkovich.	79
Figura 3. 37 Validación por gráfica Q_o vs N_p	80
Figura 3. 38 Ingreso del modelo de declinación en OFM para estimación de reservas desarrolladas.	81
Figura 3. 39 Estimación de reservas desarrolladas.	81
Figura 3. 40 Método de Blasingame.	82
Figura 3. 41 Discretización reservas G7-3/4.	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Características de crudo y yacimiento de la formación OMEGA.....	6
Tabla 2. 1 Correlación para Cf	52
Tabla 3. 1 Parámetros petrofísicos yacimiento G7-3/4.	57
Tabla 3. 2 Propiedades petrofísicas por pozos G7-3/4	57
Tabla 3. 3 Registro de presiones por pozo.....	62
Tabla 3. 4 Propiedades petrofísicas, geológicas y PVT G7-3/4.	65
Tabla 3. 5 Selección de pozos activos y cálculo de tasa límite para el yacimiento.	80
Tabla 3. 6 Resultados del POES por diferentes metodologías	82

CAPITULO 1

1.INTRODUCCION

1.1 Preámbulo

El plan de desarrollo de un proyecto petrolífero requiere primeramente de un conocimiento inicial de los volúmenes de petróleo y de gas (POES Y GOES) que se encuentran en el yacimiento que se pretende explotar. Además de esto es necesario conocer los volúmenes de hidrocarburos presente en el yacimiento para tomar decisiones importantes de cómo se va a desarrollar y producir el campo. Estas decisiones conllevan a grandes responsabilidades, por lo que el equipo que está a cargo debe estar formado por profesionales capacitados para evaluar o examinar cualquier evento que afecte la determinación del POES o GOES en el yacimiento. La estimación de reserva en un campo es crucial al inicio de su desarrollo y a medida que se va explotando se debe volver a realizar una reestimación de este, con el fin de conocer en qué etapa el yacimiento se encuentra. En yacimientos que se consideran depletados se espera que el valor de la producción acumulada se aproxime al valor estimado inicialmente en la explotación.

Un término importante usado en la industria hidrocarburífera es la denominada como factor de recobro, esto permite saber qué tanto de petróleo o gas estimado en el yacimiento puede ser recuperado, esto va a depender de los mecanismos de producción presentes en los yacimientos.

Una errónea descripción y caracterización del yacimiento previa al plan de desarrollo podría generar una mayor incertidumbre del comportamiento termodinámico de los fluidos producidos y probablemente la activación de un mecanismo de producción no previsto.

1.2 Descripción del Problema

1.2.1. Planteamiento del problema

Existen varios métodos para el cálculo del POES y son: volumétrico, probabilístico, balance de materiales y geo-estadístico. Todo ello

dependerá de la información cuantitativa y cualitativa disponible, así como el grado de desarrollo del yacimiento. El método volumétrico es usado antes del desarrollo de la producción y está basado en información obtenida de registros y de análisis de núcleo de donde se obtiene el volumen total, porosidad y saturación de fluidos; además el factor volumétrico del petróleo es determinado mediante el análisis del fluido a condiciones iniciales. Como este método es el primero en usarse con limitada cantidad de datos puede ser propenso a contener incertidumbres causando una mala estimación del POES. De modo que se pueden ver afectados los ingresos petroleros que percibe el país por una mala planificación del desarrollo de un campo. Por lo cual los volúmenes de hidrocarburos en un yacimiento necesitan ser bien cuantificados para realizar un análisis económico a fin de garantizar la viabilidad de un proyecto. Además, que muchas variables entre ellas el diseño de las facilidades de producción depende de la expectativa del campo.

Conforme el campo empieza a desarrollar su producción de hidrocarburos es imprescindible realizar nuevas estimaciones usando otro método como es el de balance de materiales, que provee una estimación con mayor veracidad que la del cálculo volumétrico por usar una mayor información del yacimiento. Esto también se lo hace para mantener un balance entre costos de operación y el dinero representado en las reservas, con la finalidad de respaldar el POES volumétrico calculado al inicio de la etapa de desarrollo ya que ahora se posee mayor cantidad de datos como historial de producción, historial de presión, lo que permite caracterizar mejor el yacimiento.

1.2.2. Justificación

Dado que el campo OMEGA se encuentra en etapa de desarrollo un cálculo de POES volumétrico al yacimiento G-7 caería en algo reiterativo puesto que ya existen cálculos de esta índole lo cual no sería provechoso. Con la data disponible de geología, propiedades PVT de los fluidos, métodos de recuperación e historiales de producción estamos en la suficiencia de

estimar un POES más certero como lo es con la ecuación de balance de materiales, y la estimación de reservas remanentes para tiempos futuros a través de curvas de declinación de la producción las cuales con una extrapolación nos permiten determinar estas reservas esperadas.

1.2.3. Hipótesis

La estimación del POES al yacimiento G7-3/4 pertenecientes al campo OMEGA, permitirá mediante software de ingeniería obtener una mejor certeza del POES volumétrico, para garantizar la certeza de mayores o menores ingresos para la industria petrolera y posteriormente al estado que lo presida, de esta manera establecer la rentabilidad de los futuros proyectos petroleros en el campo.

1.2.4. Propuesta

En base a la descripción del problema el proyecto propone determinar el POES al yacimiento G-7-3/4 del campo petrolero OMEGA basado en información tales como: historial producción, datos geológicos, petrofísicos, propiedades del fluido e historial de presión. Dicha información permitirá hacer un modelo de balance de materiales haciendo uso de los softwares de ingeniería MBAL y OFM

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Actualización del petróleo originalmente en sitio (POES) del yacimiento G7-3/4 que pertenece al campo OMEGA.

1.3.2 Objetivos específicos

- Estimación del POES por el método volumétrico.
- Estimación del POES por el método probabilístico a través de Crystal Ball.
- Estimación del POES por balance de materiales a través de MBAL.

- Establecer el tipo y tasa de declinación natural más representativa del yacimiento G7-3/4.
- Predecir las reservas remanentes desarrolladas del yacimiento G7-3/4 para un periodo de tiempo de x- años.
- Discretizar las reservas para futuros planes de desarrollo del campo.

1.4 Metodología

La metodología aplicada en este proyecto se basa en recopilación de información bibliográfica, científica y empresarial; entre otras que permitieron el desarrollo de este documento que prácticamente está dividido en cinco fases que son descrita en la figura 1.1.

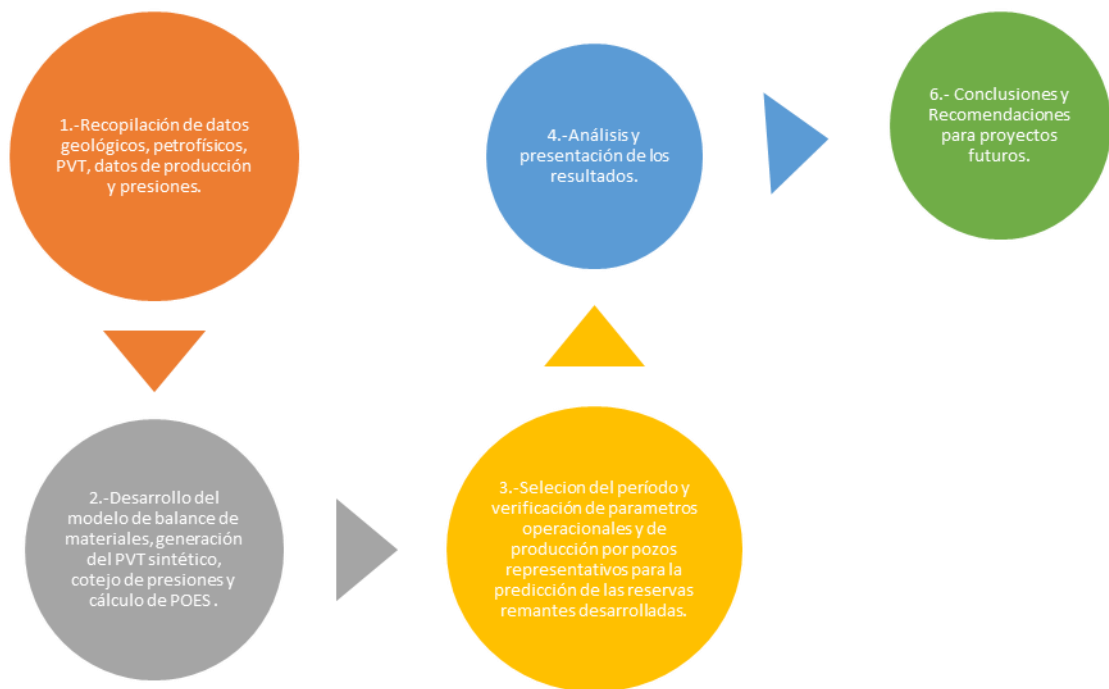


Figura 1. 1 Metodología del proyecto

Fuente: Casañas, J; Fernández, F,2018.

1.5 Marco geológico

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

Por otra parte, hemos decidido cambiar el nombre real del campo por un nombre ficticio con el fin de proteger la integridad y mantener la confiabilidad de los datos proporcionados.

1.5.1. Antecedentes del campo

El campo OMEGA, fue descubierto en el año de 1984 con la perforación del primer pozo exploratorio denominado OMEGA-1X, este pozo produjo 2000 Barriles Netos de Petróleo por día (BNPD), siendo completado por flujo natural. Los primeros pozos exploratorios fueron perforados en el bloque norte del campo obteniéndose resultados exitosos. (Hurtado , Delgado , Palacios, & Escalante , 2007). El GF-5X fue el primero que se perforo en el bloque sur penetrando una columna de petróleo mayor que la del bloque norte. La producción comenzó firmemente en 1986 después de la instalación de oleoductos y bombas centrifugas en la mayoría de los pozos. Para abril de 1997 se habían perforados 92 pozos en el campo Omega con 42 pozos activos en el bloque norte y 40 en el bloque sur (Millán, 2007).

Sus yacimientos presentan una gravedad API alrededor de 29 ° API subsaturado con un mecanismo de producción hidráulica asociado a un acuífero de características infinitas, tiene una porosidad efectiva de la roca entre 25 y 30% lo que representa un yacimiento de alta porosidad. (Carreño & Zarate, 2014).

La tabla 1.1 presenta algunas propiedades del yacimiento de estudio.

Tabla 1. 1 Características de crudo y yacimiento de la formación OMEGA

Peso Específico	876-887 Kg/m ³ (28-30 °API)
Permeabilidad	0,8-6 Darcy
Viscosidad a 49 °C	8-70 cp
Contenido de metales	0,2-95 ppm
Relación gas-petróleo(RGP)	7-10 PC/BI
Saturación de Agua (Sw)	10-40%
Presión de Yacimiento	3000-3500 lppc
Temperatura	88-99 °C

Fuente: Millan, 2007

1.5.2 Ubicación geográfica

El campo OMEGA tiene una superficie de explotación de 24.363 hectáreas, y esta dividida por el bloque Sur y Norte por una falla mayor. (Carreño & Zarate, 2014)

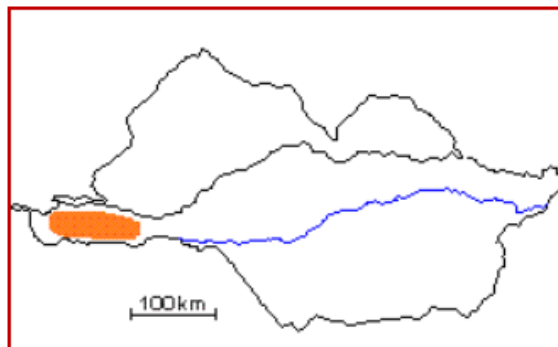


Figura 1. 2 Ubicación geográfica del campo Omega.

Fuente: Carreño, Zarate, 2014

1.5.3 Descripción estructural

La estructura del campo OMEGA está formada por una región norte y una región sur. La principal es la región sur y consiste en una estructura anticlinal con buzamiento suave, con un eje de orientación este-oeste

cortado por una serie de fallas, existen bloques asociados a fallas secundarias normales o inversas que dividen al bloque norte y sur (Carreño & Zarate, 2014).

1.5.4 Descripción estratigráfica y litológica

La estratigrafía del área consiste en sedimentos del Oligoceno-Mioceno, donde se identifican seis unidades de origen fluvio-deltaico (G7-2, G7-3/4, G-8, G9-1/2, G93/4 y G-10). Estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo del miembro Quevedo de la formación Navay, donde se encuentran las unidades Q1, Q2, y Q3, todas productoras. La estructura actual de los yacimientos consiste en un gran pliegue anticlinal con rumbo NE-SE, que se caracteriza por presentar capas con buzamientos suaves en la parte sur y buzamientos más pronunciados en la parte norte del área, donde el entrapamiento principal es de origen estructural (Millán, 2007).

UNIDAD GEOCRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO U. INFORMAL	ESPESOR (PIES)	OBSERVACIÓN
PLEISTOCENO	RIO YUCA Y PARANGULA		± 5800'	ARCILLAS MOTEADAS INTERCALADAS CON ARENISCAS Y CONGLOMERADOS
PLIOCENO				
MIOCENO	O M E G A	GURDUA	± 800'	LUTITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS DE MARRON CLARO ARENISCAS INTERCALADAS CON LUTITAS LENTICULARES DE ESPESOR VARIABLE
OLIGOCENO		G7-2	135-320'	
		G7-3/4		
		L. LIGNITICA G-8	60-120'	
		L. GUAFITA G9-1/2 G9-3/4	10-20'	
		G-10	30-45'	
			115-300'	
EOCENO				
PALEOCENO				
CRETÁCEO	NAVAY	QUEVEDO	50'-250'	ARENISCAS DE GRANO MEDIO COLOR CLARO, PETROLIFERA
		LA MORITA	50-90'	LUTITAS PARDUSCAS
		ESCANDALOSA	200'-450'	CALIZAS FINAS ARENISCAS MASIVAS PET
		AGUARDIENTE	685'-935'	ARENISCAS MASIVAS INTERCALADAS CON LUTITAS
PRE-CRETACEO	METAMORFICAS		± 50'	ESQUISTOS GRISES SERICITICOS CON INCLUSIONES DE CUARZO

Figura 1. 3 Columna estratigráfica del Campo OMEGA sur.

Fuente: Millan, 2007

1.6 Aspecto geológico

Los ingenieros de yacimientos necesitan contar con conocimientos geológicos durante el desarrollo de su vida profesional, en virtud de que todo yacimiento que se estudie tiene antecedentes de tipo geológico. Normalmente, un yacimiento es definido mediante la perforación, de modo que se dispone de algunos datos en puntos discretos dentro del sistema. Dicha información es contenida en análisis de rípos, perfiles de pozo, análisis de corazones, análisis de rayos X y tomografía, muestras de paredes, pruebas de presión y pruebas de producción, entre otros. Lo que indica que una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para interpretar la información recolectada. (MACUALO, 2012)

1.6.1 Fuente de hidrocarburos

La base fundamental para la producción masiva de materia orgánica fue la fotosíntesis, la cual apareció aproximadamente hace 2000 millones de años en tiempos precámbricos. Desde esa época a la era devónica la primera fuente de materia orgánica el fitoplancton marino. A partir del devónico, la mayor contribución a la materia orgánica fue por parte de plantas terrestres. Las tres etapas principales para la evolución de la materia orgánica son diagénesis, catagénesis y metagénesis. La diagénesis toma lugar en sedimentos recientemente depositados donde se presenta actividad microbial. Al finalizar la diagénesis, la materia orgánica consta principalmente de un residuo fosilizado e insoluble llamado kerógeno. La catagénesis resulta de un incremento en la temperatura durante el sepultamiento del material en las cuencas sedimentarias. La mayor parte de la generación de hidrocarburos se debe a la descomposición térmica del kerógeno. La metagénesis toma lugar a altas profundidades, donde tanto la presión como la temperatura son altas. En esta etapa, la materia orgánica está compuesta solamente de metano y carbono residual. Los constituyentes del kerógeno residual se convierten en carbono granítico. (MACUALO, 2012)

1.7 Clasificación del yacimiento de acuerdo con el estado del fluido

El petróleo cubre un amplio rango de propiedades físicas y composiciones químicas, y a menudo es importante poder agruparlos en categorías amplias de crudos relacionados. En general los yacimientos de petróleos ser clasificados en: yacimientos de petróleo negro, yacimientos de petróleo volátil y yacimientos de baja volatibilidad.

Las clasificaciones anteriores se basan esencialmente en las propiedades exhibidas por el petróleo, incluidas las propiedades físicas, la composición, la relación gas-aceite, el aspecto y los diagramas de fase presión-temperatura.

Un yacimiento de gas natural es considerado como yacimiento de gas cuando la temperatura del yacimiento está por encima de la temperatura del sistema de hidrocarburo. Este tipo de yacimiento pueden ser clasificados en: yacimientos de gas seco, yacimientos de gas húmedo, yacimientos de gas condensando. (Ahmed, 2006)

Los yacimientos de acuerdo con el tipo de Hidrocarburo pueden ser clasificados en:

- Yacimientos de petróleo negro.
- Yacimientos de petróleo volátil.
- Yacimiento de Petróleo de baja volatibilidad.
- Yacimiento de gas condensado.
- Yacimiento de gas seco.
- Yacimiento de gas húmedo.

1.7.1. Yacimientos de petróleo negro

Los yacimientos de petróleo negro cumplen con las siguientes características:

- RGP se encuentra entre (200-700) PCN/BN.
- Gravedad del petróleo de 15 a 40 °API.
- Presenta un color marrón o verde oscuro.
- Alto contenido de moléculas pesadas.

En la figura 1.3 se representa un diagrama de fase de petróleo negro

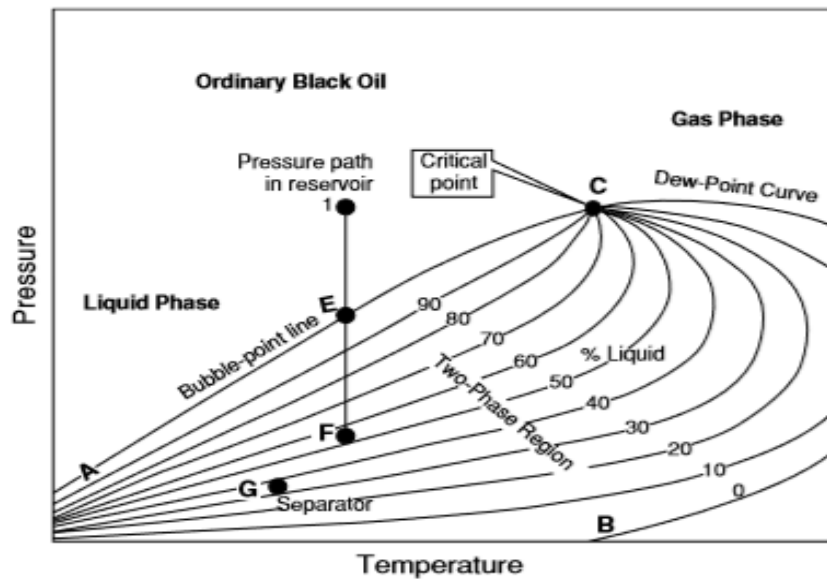


Figura 1. 4 Diagrama de fase de yacimiento de petróleo negro

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

1.7.2. Yacimientos de petróleo volátil

Los yacimientos de petróleo volátil cumplen con las siguientes características:

- Factor volumétrico de la formación menor a 2 BY/BN.
- RGP se encuentra entre 2000 y 3200 PCN/BN
- Gravedad del petróleo entre 45 y 55 °API.
- Baja recuperación de líquido en condiciones del separador.
- Recuperación sustancial de líquidos en condiciones del separador.

En la figura 1.4 se representa un diagrama de fase de petróleo volátil.

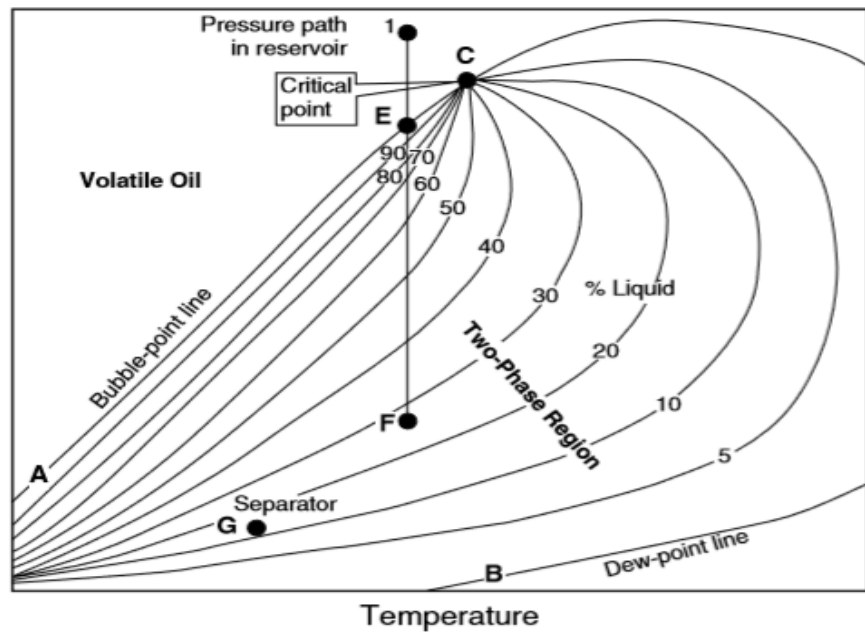


Figura 1. 5 Diagrama de fase de yacimiento de petróleo volátil

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

1.7.3. Yacimientos de petróleo de baja volatilidad

Los yacimientos de petróleo de baja volátil cumplen con las siguientes características:

- Factor volumétrico de la formación es de 1,2 BY/BN.
- RGP es de 200 PCN/BN aproximadamente.
- Presenta un color negro.

En la figura 1.5 se representa un diagrama de fase de un petróleo de baja volatilidad.

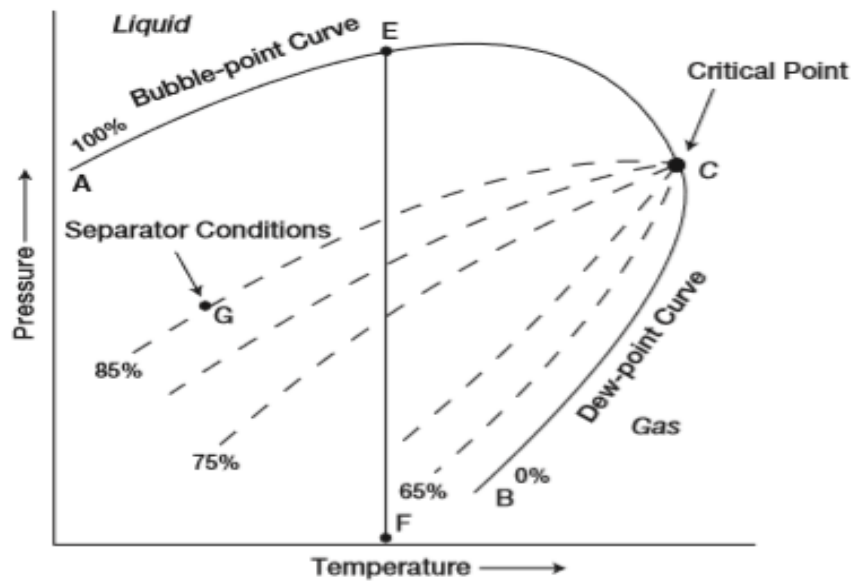


Figura 1. 6 Diagrama de fase de yacimiento de petróleo baja volatilidad.

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

1.7.4. Yacimientos de gas condensado

Los yacimientos de gas condensado presentan las siguientes características:

- RGP se encuentra entre 8,000 y 70,000 PCN/BN. Debido a la pérdida de fluido y la pérdida de componentes pesados en el fluido la RGP para un sistema de condensado aumenta con el tiempo
- Gravedad del condensado superior a 50 ° API
- El fluido del tanque de reserva generalmente es de color blanco agua o ligeramente coloreado.

En la figura 1.6 se representa un diagrama de fase de yacimiento de gas condensado.

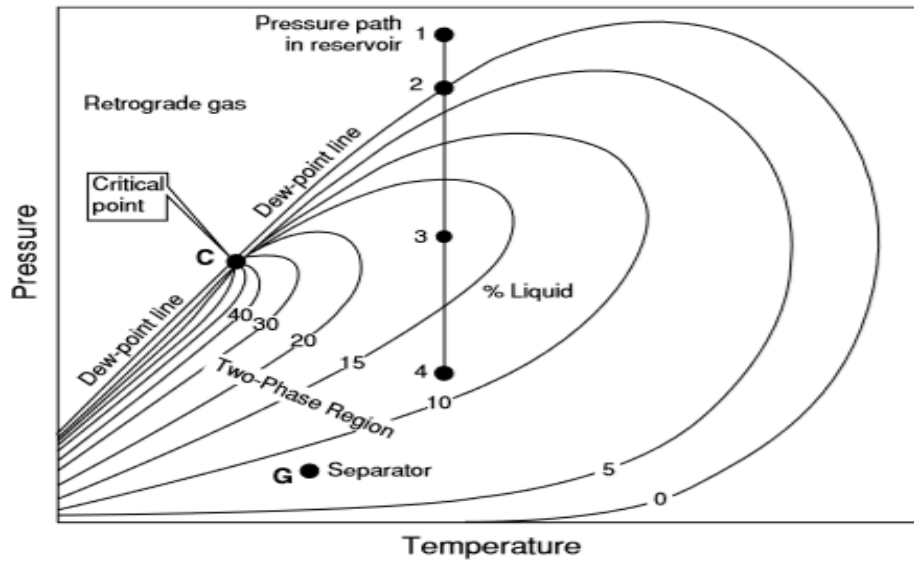


Figura 1. 7 Diagrama de fase de yacimiento de gas condensado

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

1.7.5. Yacimientos de gas húmedo

Los yacimientos de gas húmedo se caracterizan por tener las siguientes propiedades:

- RGP se encuentra entre 60000 y 100000 PCN/BN.
- Gravedad mayor a 60°API.
- El fluido presenta un color blanco agua.
- Se presenta en dos fases a condiciones del separador.

En la figura 1.7 se representa un diagrama de fase de yacimiento de gas húmedo.

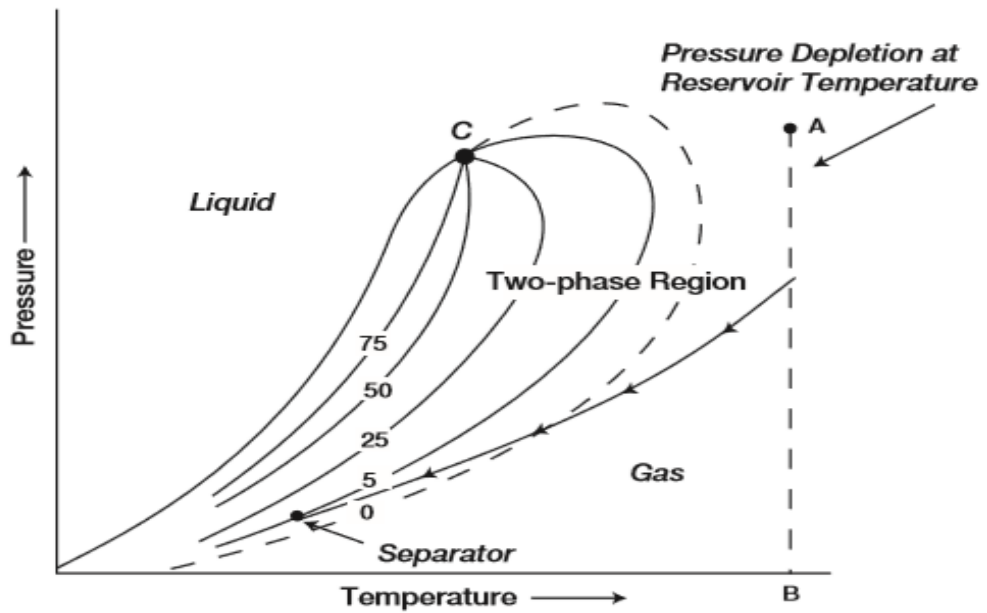


Figura 1. 8 Diagrama de fase de yacimiento de gas húmedo.

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

1.7.6. Yacimientos de gas seco

Por lo general, un sistema que contenga un RGP mayor a 100000 PCN/BN es considera como gas seco, La energía cinética de la mezcla es tan alta y la atracción entre moléculas tan pequeñas que ninguna de ellas se une a un líquido en condiciones de temperatura y presión del tanque de almacenamiento. En la figura 1.8 se representa un diagrama de fase de yacimiento de gas seco.

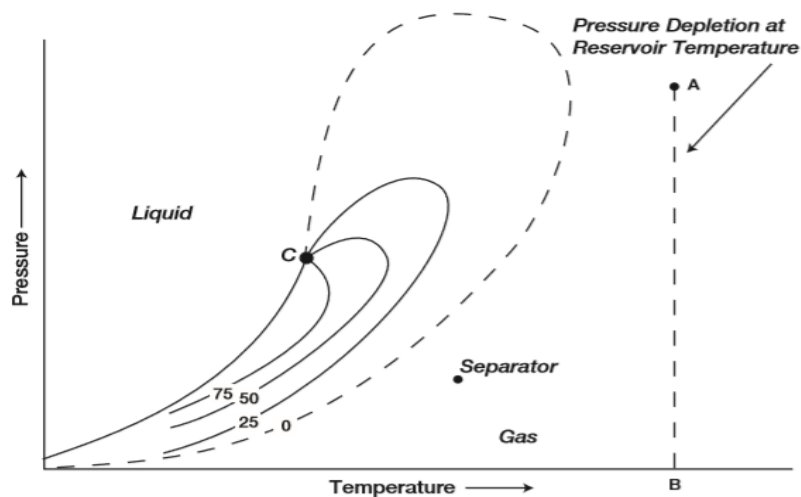


Figura 1. 9 Diagrama de fase de yacimiento de gas seco.

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

1.9. Mecanismo de producción de los yacimientos

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos de yacimiento. La existencia de estos mecanismos es debido al proceso de formación de la roca y de acumulación de los hidrocarburos, y a las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos.

Estos mecanismos de producción pueden ser: Empuje por expansión de los fluidos, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, empuje hidráulico, empuje por gravedad. (PDVSA, 1997)

La figura 1.9 muestra el comportamiento de los yacimientos de acuerdo con su mecanismo de empuje.

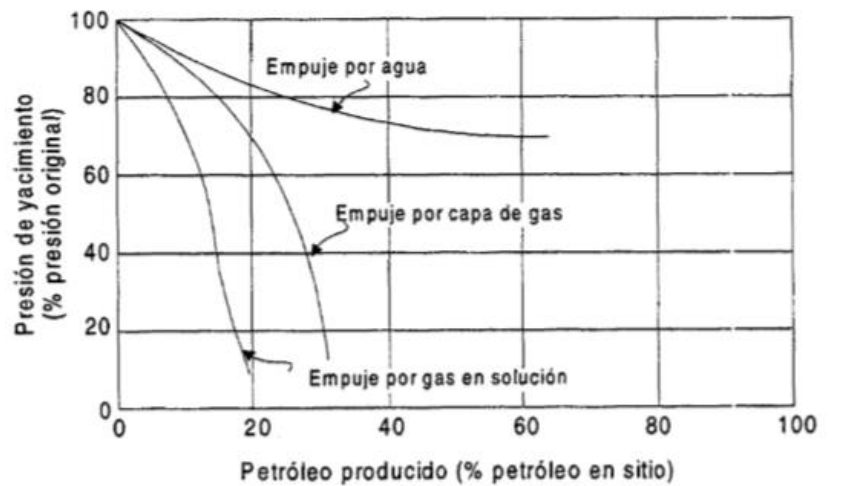


Figura 1. 10 Diagrama de fase de yacimiento de gas seco.

Fuente: CIED, 1997.

1.9.1. Empuje por expansión de los fluidos

Todos los componentes de hidrocarburos se encuentran en fase líquida, esto es debido a que la presión de yacimiento es mayor a la presión de burbuja (yacimiento subsaturado). Las características que presenta este tipo de empuje son las siguientes:

- La presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo en que este mecanismo sea el dominante.
- La RGP de los yacimientos es similar a la de la RSI.
- El factor de recobro estimado está en el orden del 5% del POES.

1.9.2. Empuje por gas en solución

Es el mecanismo de producción más común, está presente en aquellos yacimientos en donde la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja (yacimiento saturado). Las características que presenta este tipo de empuje son las siguientes:

- La presión del yacimiento declina en forma continua.
- La relación gas-petróleo es, al principio, menor que la relación gas disuelto en el petróleo a la presión de burbuja. Luego, se incrementa hasta un máximo para después declinar.

- El factor de recobro característico de yacimientos bajo este mecanismo esta entre 5 y 30% del POES.

1.9.3. Empuje por capa de gas

Este mecanismo se presenta en los yacimientos cuya presión es menor a la presión de burbuja. En esta etapa, los componentes livianos de los hidrocarburos(gas) se irán separando de la fase liquida y todos o buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. Las características del tipo de yacimiento son:

- La presión del yacimiento disminuye lentamente y en forma continua.
- La RGP de los pozos depende de su ubicación en el yacimiento:
 En los pozos ubicados en la parte alta de la estructura. Este parámetro ira aumentando en forma continua.
 En los pozos ubicados en la parte alta de la estructura. Este parámetro ira aumentando en forma continua.
 En los pozos ubicados en la parte baja, la RGP estará al nivel de la R_{si} correspondiente a la presión actual del yacimiento.
- El factor de recobro se estima entre un 20 al 40 % del POES.

1.9.4. Empuje hidráulico

Este tipo de mecanismo existe una porción de roca con una alta saturación de agua (acuífero), que está asociado a una alta saturación de agua, la expansión de agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción, esto solo es posible hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua-petróleo del acuífero se agote. Este tipo de empuje presenta las siguientes características:

- La declinación de la presión del yacimiento es relativamente suave, y para caso de acuíferos de gran volumen permanece nula.
- La RGP es relativamente baja y cercana al valor de la R_{si} correspondiente a la presión inicial del yacimiento.
- La producción de agua aparece relativamente temprano, principalmente en los pozos más cercanos al contacto agua-petróleo.

- El factor de recobro para este tipo de empuje se estima entre 35 al 75% del POES.

1.9.5 Empuje por gravedad

Este tipo de empuje es característico de yacimientos con alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, debido a la diferencia de densidad.

1.10. Clasificación de las reservas

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser recuperadas y tienen varios criterios para clasificarse. (PDVSA, 1997)

1.10.1. Clasificación de las reservas según el grado de certeza

1.10.1.1. Reservas probadas

Se considera reservas probadas aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente. (Rivera, 2009)

1.10.1.2. Reservas probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas. (Rivera, 2009)

1.10.1.3 Reservas posibles

Las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, un grado menor de certeza desde el punto de vista de su recuperación, comparado con las reservas probables. (Rivera, 2009)

1.10.2. Clasificación de las reservas según el método de recuperación

1.10.2.1. Reservas primarias

Son los volúmenes de reservas que se pueden recuperar, con energía propia o natural de yacimiento, en función de su mecanismo de producción. (PDVSA, 1997)

1.10.2.2. Reservas secundarias

Son los volúmenes adicionales que se pudieran producir, resultante de la incorporación de energía adicional suplementaria al yacimiento por la inyección de agua, gas y cualquier otro fluido o energía que ayude a la extracción del petróleo. (PDVSA, 1997)

1.10.3. Clasificación de las reservas según el grado de desarrollo

1.10.3.1. Reservas desarrolladas

Son las reservas probadas, recuperables a través de los pozos e instalaciones existentes.

1.10.3.2. Reservas no desarrolladas

Son las reservas probadas de petróleo crudo, bitumen natural, gas natural, condensado y sustancias asociadas, que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos

adicionales a perforar e instalaciones existentes. (PDVSA, 1997)

1.11. Métodos para el cálculo de reservas (POES)

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la estimación de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, (Reservas). Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia del o los mecanismos de desplazamiento activo. Los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento son: (Rivera, 2009)

- Método Volumétrico.
- Balance de Materiales.
- Métodos Estadísticos o Probabilístico

1.11.1. Método volumétrico

El método volumétrico permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. (Rivera, 2009). El cálculo del POES puede ser representada con la siguiente ecuación 1.1

$$POES = \frac{7758Ah\phi(1-Swi)}{\beta oi} \quad (1.1)$$

1.11.2. Ecuación de balance de materiales

La ecuación del balance de materiales (EBM) ha sido reconocida durante mucho tiempo como una de las herramientas básicas de los ingenieros de yacimientos para interpretar y predecir el rendimiento del yacimiento. La EBM, cuando se aplica correctamente, se puede usar para:

- Estimar los volúmenes iniciales de hidrocarburos en su lugar.
- Predecir el desempeño futuro del yacimiento.

- Predecir la recuperación final de hidrocarburos bajo varios tipos de mecanismos en conducciones primarias.

La ecuación de balance de materia puede escribirse como:

El volumen original de hidrocarburos + volumen remanente de hidrocarburos + el volumen de agua intruida desde un acuífero + la reducción del volumen poroso debido a la expansión de roca y fluido. (MACUALO, 2012)

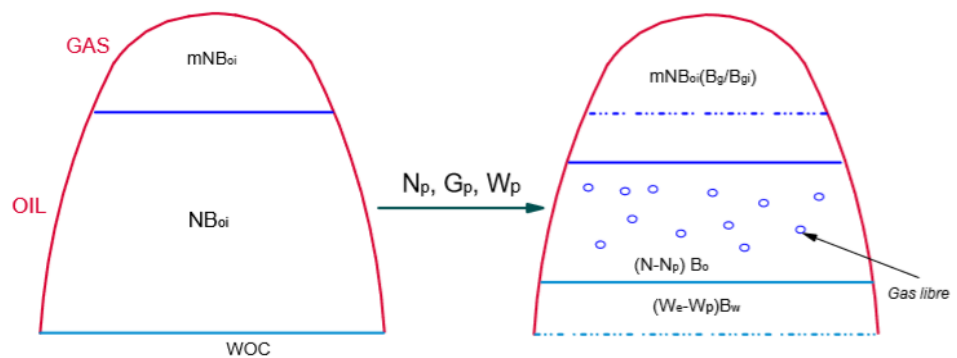


Figura 1. 11 Representación de la EBM en yacimientos de petróleos

Autor: Macualo, 2012

Volumen de hidrocarburos iniciales = Volumen original de crudo + volumen original de gas (en la capa), bbl

Volumen original de crudo = $N B_{oi}$, bbl

Volumen original de gas = $mN B_{oi}$, bbl

De modo que:

$$\text{Volumen de hidrocarburos iniciales} = N B_{oi} (1 + m) \quad (1.2)$$

Volumen de hidrocarburos remanentes = capa de gas original expandida + petróleo remanente + gas neto liberado, bbl. Asumiendo que no se produce gas de la capa de gas. Existen problemas cuando el yacimiento es delgado y cuando existe conificación.

$$\text{Capa de gas original expandida} = mN B_{oi} B_g/B_{gi}, \text{ bbl} \quad (1.2)$$

$$\text{Petróleo remanente} = (N - N_p) B_o, \text{ bbl} \quad (1.3)$$

$$\begin{aligned} \text{Gas neto liberado} &= \text{Gas liberado} - \text{gas libre producido} \\ &= N (R_{si} - R_s) B_g, \text{ bbl} \end{aligned} \quad (1.4)$$

$$\text{gas libre producido} = N_p (R_p - R_s) B_g, \text{ bbl} \quad (1.5)$$

$$\text{Gas en solución producido} = N_p R_s, \text{ bbl} \quad (1.6)$$

$$\text{Gas neto liberado} = N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) B_g, \text{ bbl} \quad (1.7)$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen hidrocarburos remanentes} &= (N - N_p) B_o + m N B_{oi} (B_g / B_{gi}) \\ &+ N (R_{si} - R_s) B_g - N_p (R_p - R_s) B_g, \text{ bbl} \end{aligned} \quad (1.8)$$

$$\text{Intrusión neta de agua} = (W_e - W_p) B_w \quad (1.9)$$

El componente que describe la reducción en el volumen de poro de hidrocarburos debido a la expansión del agua inicial (connata) y la roca del yacimiento no se puede despreciar para un yacimiento de petróleo subsaturado. La compresibilidad del agua c_w y la compresibilidad de la roca c_f son generalmente del mismo orden de magnitud que la compresibilidad del aceite. El efecto de estos dos componentes, sin embargo, puede descuidarse generalmente para el depósito de accionamiento de capa de gas o cuando la presión del depósito cae por debajo de la presión del punto de burbujeo. El coeficiente de compresibilidad c , que describe los cambios en el volumen (expansión) del fluido o material con presión variable, viene dado por:

$$c = \frac{-1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \text{ o } \Delta V = V c \Delta p \quad (1.10)$$

onde ΔV representa los cambios netos o la expansión del material como resultado de cambios en la presión. (Ahmed, 2006)

Por lo tanto, la reducción en el volumen de poro debido a la expansión del agua connata en la zona de petróleo y la capa de gas viene dada por:

$$\text{Expansion de agua connata} = (1 + m) N B_{oi} \left(\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_w} \right) \Delta P \quad (1.11)$$

Ahora agrupando todos los términos mencionados tenemos:

$$(1 + m)NB_{oi} = (N - Np)B_o + mNB_{oi} \left(\frac{Bg}{Bgi} \right) + N(R_{si} - R_s)Bg - Np(Rp - R_s) + (W_{Wp})B_w + (1 + m)NB_{oi} \left(\frac{CwSw + Cf}{1 - Sw} \right) \Delta P \quad (1.12)$$

Despejando N de la ecuación tenemos.

$$N = \frac{Np[B_o + Bg(Rp - R_s)] - (W_e - W_p)B_w}{B_o - B_{oi} + mB_{oi} \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + Bg(R_{si} - R_s) + B_{oi}(1 + m) \left(\frac{CwSw + Cf}{1 - Sw} \right) \Delta P} \quad (1.13)$$

1.11.3. Método estadístico o probabilístico

Este método consiste en representar las variables de la ecuación volumétrica para el cálculo del POES como una distribución estadística, estas variables pueden ser.

- Normal.
- Triangular.
- Uniforme.
- Log-normal.
- Exponencial.
- Poisson.

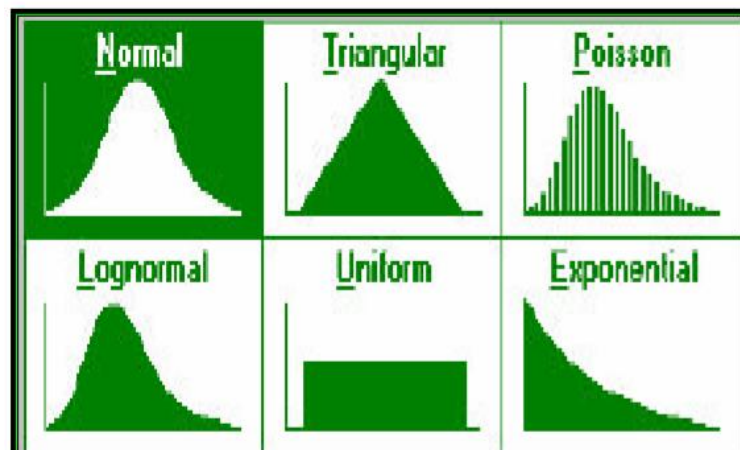


Figura 1. 12 Representación gráfica de los diferentes tipos de distribución probabilísticas.

Fuente: José Rivera, 2009

1.11.3.1 Método Montecarlo

Esta técnica se la utiliza en diferentes áreas de estudios, como en la informática, empresarial, económica, entre otras. Consiste en tomar muestras de la distribución de probabilidad de cada uno de los parámetros considerados estadísticos y sustituirlos en la ecuación del método volumétrico para obtener un valor de POES.

Después de repetir el proceso anterior, un número significativo de veces (1000 o más), los valores de N_i (POES) $_i$, son ordenados en sentido creciente, asignándole a cada uno, un valor de frecuencia acumulada igual a: $i/n+1$, donde n es el número de valores de N obtenidos. Luego si se grafica la frecuencia acumulada vs. N , se obtendrá una función de distribución acumulada de estos valores, donde el POES promedio del yacimiento se lo tomará a una frecuencia de 50% (Rivera, 2009).

1.12 Pruebas PVT de laboratorio

1.12.1. Consistencia de los resultados de un análisis PVT

Para reportar datos PVT es necesario que estos sean validados porque pueden estar sujetos a errores de medida de laboratorio. Las pruebas que se realizan para verificar sus consistencias son las siguientes:

Pruebas de condiciones de recombinación

Estas pruebas consisten en tomar muestras del separador y deben cumplir que las condiciones de presión y temperatura de recombinación cuando se toma la muestra sean las mismas que la del separador.

Pruebas de densidad.

Para que esta prueba sea válida se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja de la prueba de liberación diferencial se la misma que la que es calculada a partir de los datos de la prueba del separador. Para esto se utiliza la siguiente ecuación 1.14.

$$\rho = \frac{\gamma_o \rho_w}{Bo_{fb}} + \frac{0.0763277}{Bo_{fb}} \left[(\gamma_g Rs)_{sep} + (\gamma_g Rs)_{tanque} \right] \quad (1.14)$$

Donde:

ρ_{ofb} = Densidad recombinaada a partir de las pruebas de separadores, gr/cc

ρ_w = Densidad del agua, lb/BN

Bo_{fb} = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN

γ_o = Gravedad específica del crudo de tanque, (agua = 1)

γ_g = Gravedad específica del gas separado, (aire = 1)

Rs = Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN

Prueba de la linealidad de la función Y

La función “Y” debe ser validada, para esto se debe graficar contra la presión y debería obtenerse una línea recta. El comportamiento de la función “Y” sirve para ajustar los volúmenes relativos y de presión de burbujeo, en el caso de que la misma sea subestimada o sobreestimada en el laboratorio con relación al valor de la presión de burbujeo del crudo en el yacimiento (R, 2005). Por definición la función “Y” viene dada por:

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)} \quad (1.15)$$

Donde:

P_b = Presión de burbujeo, lpc

P = Presión inferior a P_b , lpc

V = Volumen bifásico a P , cm³

V_b = Volumen a P_b , cm³

1.13 Correlaciones PVT

Las correlaciones PVT nacen a partir de data de laboratorio y de campo, estos datos son:

Propiedades de los fluidos

- Gravedad específica del petróleo.
- Gravedad específica del gas.
- Razón de gas producido- petróleo.

Propiedades del yacimiento

- Presión, p
- Temperatura, T

Para usar alguna correlación debemos asegurarnos que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada. La figura 1.12 Muestra un ejemplo de una correlación.

TABLA 2.6.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE GLASO, O.	
Presión de burbujeo, lpca.	165 - 7142
Temperatura, °F	80 - 280
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.025 - 2.588
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90 - 2637
Gravedad del petróleo, °API	22.3 - 48.1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.65 - 1.276
Presión del separador, lpca.	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador, °F	125

Figura 1. 13 Correlacion de GLASO.O.

Fuente: Carlos Banzer, 1996

Para realizar esta correlación se tomaron un total de 45 muestras de crudo provenientes de la región del Mar del Norte su autor fue Glaso y reporta un promedio de 1.28% con una desviación estándar de 6.98 % para la correlación (Bánzer, 1996).

1.14. Caracterización de la ecuación de balance de materiales

En un reservorio donde todos los mecanismos de empuje están presentes simultáneamente, es de interés práctico determinar la magnitud relativa de cada uno de los mecanismos de empuje y su contribución a la producción. (Ahmed, 2006)

Reagrupando la ecuación 1.16 tenemos:

$$N(Bo - Boi)/A + (NmBoi(Bg - Bgi)/Bgi)/A + (We - WpBw)/A + NBoi(1 + m)[(CwSwi + Cf)/(1 - Swi)](pi - p) = 1 \quad (1.16)$$

Donde A es un parámetro definido como:

$$A = Np[Bt + (Rp - Rsi)Bg] \quad (1.17)$$

Entonces la ecuación puede ser descrita como:

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1 \quad (1.18)$$

1.14.1 Empuje por depletación (DDI)

El empuje por depletación es el mecanismo de recuperación de petróleo en donde la producción del petróleo desde la roca reservorio se logra mediante la expansión del volumen de petróleo original con todo su gas disuelto original. Este mecanismo de empuje está representado matemáticamente por el primer término de la ecuación 1.18.

$$DDI = N(Bo - Boi)/A \quad (1.19)$$

1.14.2 Empuje por segregación de la capa de gas (SDI)

El empuje de segregación es el mecanismo en el que el desplazamiento del petróleo de la formación se logra mediante la expansión de la capa de gas libre. Este mecanismo de empuje está representado matemáticamente por el segundo término de la ecuación 1.18

$$SDI = (NmBoi(Bg - Bgi)/Bgi)/A \quad (1.20)$$

1.14.3 Empuje por intrusión de agua (WDI)

El empuje por intrusión de agua es el mecanismo en el cual el desplazamiento del petróleo se logra por la invasión neta del agua en la zona del petróleo. Este mecanismo de empuje está representado matemáticamente por el tercer término de la ecuación 1.18.

$$WDI = (W_e - W_p B_w) / A \quad (1.21)$$

1.14.4. Empuje por expansión de agua y roca

Para los yacimientos de hidrocarburos subsaturados sin afluencia de agua, la principal fuente de energía es el resultado de la expansión de las rocas y los fluidos. Donde los otros tres mecanismos de empuje están contribuyendo a la producción de petróleo y gas del yacimiento, la contribución de la expansión de roca y fluido a la recuperación de petróleo es demasiado pequeña y esencialmente insignificante que puede ser ignorada.

1.15. Suposiciones de la ecuación de balance de materiales

Los supuestos básicos en la ecuación del balance de materiales (MBE) son los siguientes:

Temperatura constante

Se supone que los cambios de presión-volumen en el depósito ocurren sin cambios de temperatura. Si se producen cambios de temperatura, por lo general son lo suficientemente pequeños como para ignorarlos sin error significativo.

Equilibrio de presión

Todas las partes del reservorio tienen la misma presión, por lo tanto, las propiedades del fluido son constantes en todo momento. Las variaciones menores en la vecindad de los agujeros del pozo generalmente pueden ignorarse. La variación sustancial de presión en el reservorio puede causar un error de cálculo excesivo.

Volumen de yacimiento constante

El volumen del reservorio se supone constante, excepto por las condiciones de expansión de roca y agua o la afluencia de agua que se consideran específicamente en la ecuación. Se considera que la formación es lo suficientemente competente como para que no se produzca un cambio significativo de volumen debido al movimiento o la reelaboración de la formación debido a la presión de sobrecarga a medida que se reduce la presión interna del yacimiento. La suposición de volumen constante también está relacionada con un área de interés a la que se aplica la ecuación. Si el foco está en alguna parte de un sistema de yacimiento, a excepción de los términos de flujo exterior específicos, se supone que la porción particular está encerrada en límites de no flujo.

Datos de producción confiables

Todos los datos de producción deben registrarse con respecto al mismo período de tiempo. Si es posible, los registros de producción de capa de gas y gas en solución deberían mantenerse por separado. Las mediciones de gravedad de gas y petróleo deben registrarse junto con los datos de volumen de fluido. Algunos reservorios requieren un análisis más detallado y que el balance de materiales se resuelva para segmentos volumétricos. Hay esencialmente tres tipos de datos de producción que se deben registrar para utilizar el EBM en la realización de cálculos de yacimientos confiables. (Ahmed, 2006)

- Datos de producción de petróleo, incluso para propiedades sin intereses, que generalmente se pueden obtener de diversas fuentes y generalmente son bastante confiables.
- Datos de producción de gas, que están cada vez más disponibles y confiables a medida que aumenta el valor de mercado de este producto. desafortunadamente, estos datos a menudo serán más cuestionables cuando se quema el gas.
- El término de producción de agua, que necesita representar solo los volúmenes netos de agua; por lo tanto, cuando la eliminación subsuperficial de salmuera producida se realiza en la misma formación de fuente, la mayor parte de errores será eliminado, debido a datos pobres.

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

Havlena y Odeh, clasifican los términos de la ecuación de balance de materia dependiendo si son extracciones, F , o expansiones, E . Por lo que se puede representar nuevas ecuaciones que son las siguientes:

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

Expansión de aceite y gas libre:

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

Expansión de la capa de gas:

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

Expansión de la capa de roca y fluido:

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

Reemplazando estos términos en la ecuación 1.13 de balance de materiales, se tiene:

$$F = N[Eo + mEg + Ef, w] + WeBw \quad (1.26)$$

1.16.1. Solución lineal para la determinación del POES de acuerdo con el tipo de yacimiento

Existen diferentes casos que Havlena y Odeh consideraron y son los siguientes:

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

En este caso, el principal mecanismo de empuje proviene por la liberación y expansión del gas a medida que la presión cae por debajo del punto de burbujeo. La única incógnita en este tipo de yacimiento es el petróleo original en sitio, N . Suponiendo que el término de expansión $E_{f,w}$ es despreciable en comparación con el término de expansión del gas en

solución, por lo que la ecuación 1.26 puede simplificarse de la siguiente manera.

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

$$F = NEo \quad (1.27)$$

Al graficar F vs. E_o debería dar una recta que pasa por el origen. Fig. 8 Este es el tratamiento más indicado para arrancar un análisis. Si el gráfico no es lineal se está definiendo la existencia de otro mecanismo de producción.

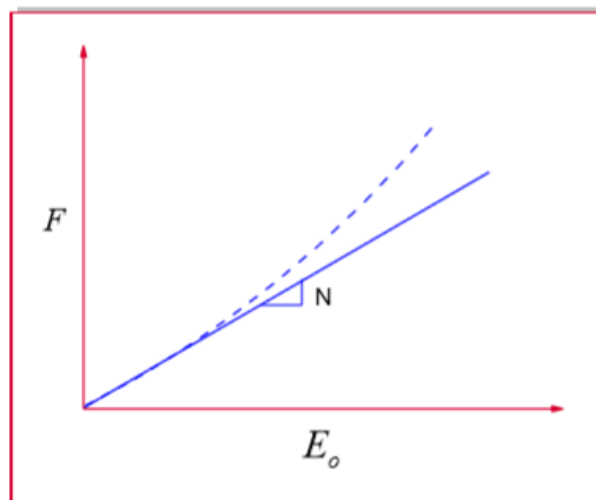


Figura 1. 14 Fluidos producidos versus E_o ,

Fuente: Macualo, 2012

Esta simple relación lineal es la que se espera para el yacimiento; sin embargo, si al unir los puntos el trazo hubiese resultado ser no lineal, esta desviación serviría para diagnosticar los mecanismos de empuje actuales en el yacimiento, como, por ejemplo, una entrada de agua inesperada que tiende a mantener la presión. (Ferrer, 2009)

- **Solución lineal para yacimientos con empuje de la capa de gas**

Es un yacimiento donde la expansión de la capa de gas es el principal mecanismo de empuje, y se considera despreciables la entrada de agua y el efecto de la compresibilidad del agua y de los poros, el balance de

materiales de acuerdo a Havlena y Odeh puede expresarse de dos formas esto va a depender de las variables que se conozcan.

Caso: $m \neq 0$, pero $C_{f,w} = 0$ y $We = 0$

$$F = NE_o + mNEg \quad (1.28)$$

El caso normal es que m no se conozca. Se suponen varios m 's. El m correcto da una línea recta. Si hay incertidumbre tanto en el valor de m como en el de N se sugiere describir la ecuación de Havlena y Odeh de la siguiente manera:

$$F = NE_o + mNEg \quad (1.29)$$

de donde:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN\left(\frac{Eg}{E_o}\right) \quad (1.30)$$

Esto puede observarse en la figura 2.13, en donde se concluye que N es el intercepto; mN , la pendiente y, m es igual a la pendiente/intercepto. (Ferrer, 2009).

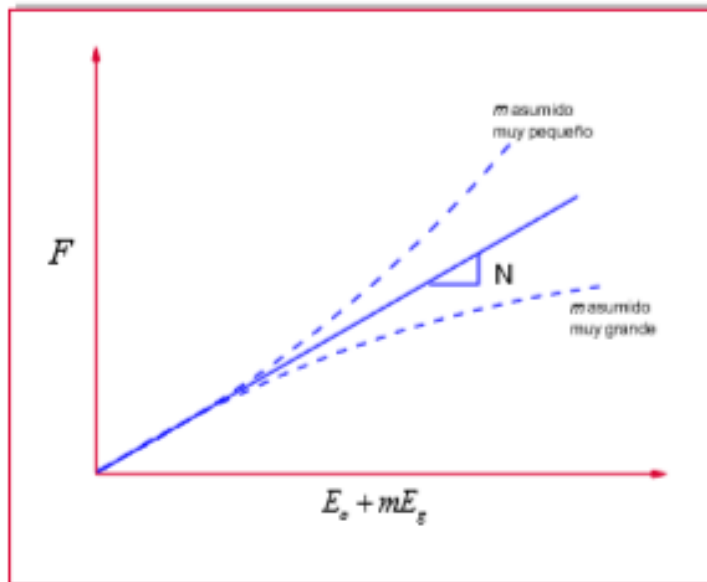


Figura 1. 15 Grafico de F vs $E_o + mE_g$

Fuente: Macualo, 2012

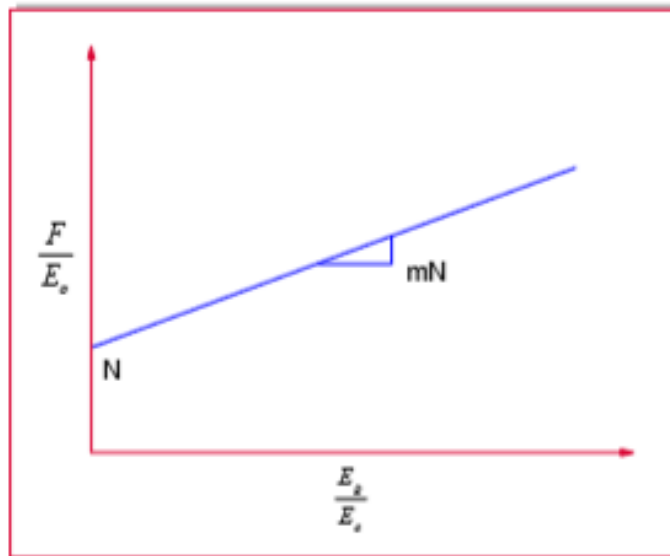


Figura 1. 16 Grafico de (F/E_o) vs (E_g/E_o) ,

Fuente. Macualo, 2012

En este caso se concluye que N es el intercepto; mN , la pendiente y, m es igual a la pendiente/ intercepto.

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

En un yacimiento con empuje de agua la EBM puede ser expresada así:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e \quad (1.31)$$

Dake señaló que el término $E_{f,w}$ puede ignorarse en un yacimiento con empuje de agua debido a que se puede despreciar las compresibilidades de agua y de los poros, por ser muy pequeñas y, además, porque como la intrusión de agua mantiene la presión, entonces el término ΔP que aparece en $E_{f,w}$ también se hace pequeño y, en consecuencia, se puede eliminar la ecuación. Por lo tanto:

$$F = N(E_o + mE_g) + W_e \quad (1.32)$$

Si adicionalmente, el yacimiento no tiene una capa de gas, entonces la ecuación 1.31 se reduce a:

$$F = NEo + We \quad (1.33)$$

Dake también señala que al usar las dos ecuaciones anteriores de manera que coincida con la historia de producción y de presiones del yacimiento, la gran incertidumbre es siempre la determinación que se basa en el conocimiento de las propiedades del acuífero, las cuales se desconocen y no son fáciles de determinar.

Para el caso de un yacimiento con empuje de agua sin capa de gas, la ecuación puede ser descrita de la siguiente manera:

$$\left(\frac{F}{Eo}\right) = N + \left(\frac{We}{Eo}\right) \quad 1.34$$

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

Dependiendo de las condiciones impuestas, en la ecuación 1.26 puede desaparecer varios términos asociados al mecanismo de empuje del yacimiento. Así por ejemplo, las condiciones asociadas para un yacimiento volumétrico y subsaturado son los siguientes:

- $We = 0$, porque el yacimiento es volumétrico.
- $m = 0$, porque el yacimiento es subsaturado.
- $Rs = Rsi = Rp$, puesto que todo el gas producido se encuentra disuelto en el petróleo.

Aplicando estas condiciones a la ecuación 1.26, se tiene:

$$F = N(Eo + Ef, w) \quad (1.35)$$

O bien:

$$N = \left(\frac{F}{(Eo + Ef, w)}\right) \quad (1.36)$$

El término $\left(\frac{F}{(Eo + Ef, w)}\right)$ para cada presión y tiempo de observación se representa gráficamente en función del petróleo acumulado que se ha producido Np (o en función del tiempo), como se muestra en la figura 1.16

Dake sugirió que este gráfico puede tomar dos formas diferentes, las cuales son:

- Todos los puntos calculados de $\left(\frac{F}{(E_o+E_{f,w})}\right)$ caen en una línea recta horizontal y están representados por la línea A en la figura 1.16, la cual significa que el yacimiento puede ser clasificado como volumétrico. Esto describe un yacimiento que produce únicamente por agotamiento y cuya energía viene solamente de la expansión de la roca, del agua connata y del petróleo. Además, la ordenada del grafico determina el petróleo inicial en situ N.
- Alternativamente los puntos calculados de $\left(\frac{F}{(E_o+E_{f,w})}\right)$ aumentan, como se muestra en la figura 2.15, en las curvas B y C, esto indica un aumento de la energía en el yacimiento por intrusión de agua, compactación anormal de los poros o por la combinación de ambos. La curva C de la figura 1.16 representa un yacimiento con un fuerte empuje de agua donde el acuífero actúa con un comportamiento infinito, mientras B podría ser un acuífero que ha alcanzado el limite exterior y que se agota al mismo tiempo con el yacimiento. La tendencia hacia abajo en los puntos de la curva B, a medida que aumenta el tiempo, indica el grado de disminución ocasionada en el acuífero. (Dake, 2001)

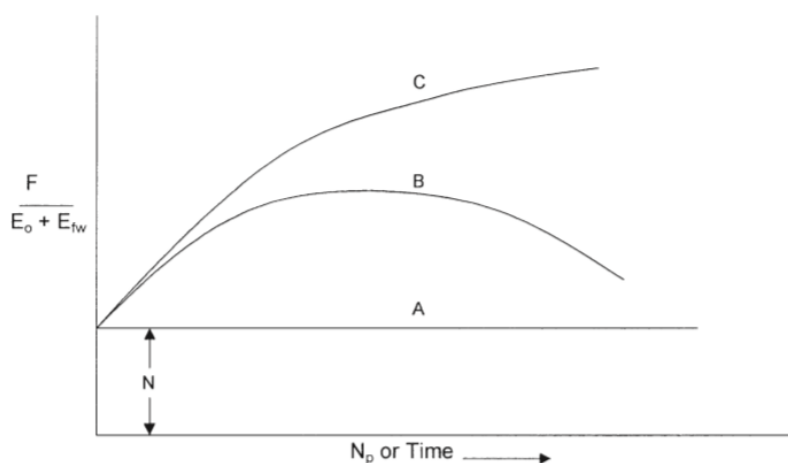


Figura 1. 17 Clasificación del reservorio.

Autor: Tared Ahmed, 2006.

1.17. Estimación de reserva mediante el uso de curvas de declinación

1.17.1 Introducción de curvas de declinación

La curva de declinación de producción presenta un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento.

Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables.

La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia.

En general, se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para facilitar su extrapolación.

Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirá afectando en el futuro”.

Los factores que dificultan la aplicación de este método, así como los tres tipos de curvas de declinación que se han identificado, curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica, serán desarrollados a continuación. (PDVSA, 1997)

1.17.2 Factores que afectan las curvas de declinación

Los factores que afectan la aplicación de este método son los siguientes:

- Periodos desiguales entre pruebas de medición de pozos, pues dificultan la ponderación de un tiempo promedio. Lo ideal es efectuar las pruebas en lapsos iguales.
- Reducción del índice de productividad o incremento del factor de daño debido a cambios físicos en el hoyo, tales como depósitos de ceras y

asfáltenos provenientes de los fluidos producidos o de la acumulación de arena suelta.

- Cambio en: la presión de fondo, relación gas-petróleo, porcentaje de agua y en otras condiciones del yacimiento.
- Completación de nuevos pozos.
- Cierres de producción. (Ferrer, 2009)

1.17.3 Definiciones fundamentales

Declinación nominal

Es la declinación de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo decimal de la tasa de producción (q) en función del tiempo.

Declinación efectiva

Es una función discreta y por lo tanto, es el término más común utilizado en la industria, debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Es la declinación de producción desde una tasa q_i hasta $q_{(i+1)}$ en un período igual a la unidad (1 mes ó 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i .

Tasa límite económico

Es la tasa de producción de petróleo o de gas que permite compensar exactamente el costo directo de operación de un pozo, tomando en consideración el precio del crudo o gas, impuestos, regalías, y se determina mediante la siguiente ecuación.

$$LE = C/(30,4p) \tag{1.37}$$

Donde:

LE = Tasa de limite económica, en Bs/Pozo.

C = Costo de producción por pozo/mes, en BBL/Pozo.

P = Entrada neta por barril normal de petróleo producido (deducidos los impuestos, en Bs/Bls. (Rivera, 2009)

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 1.17, 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.

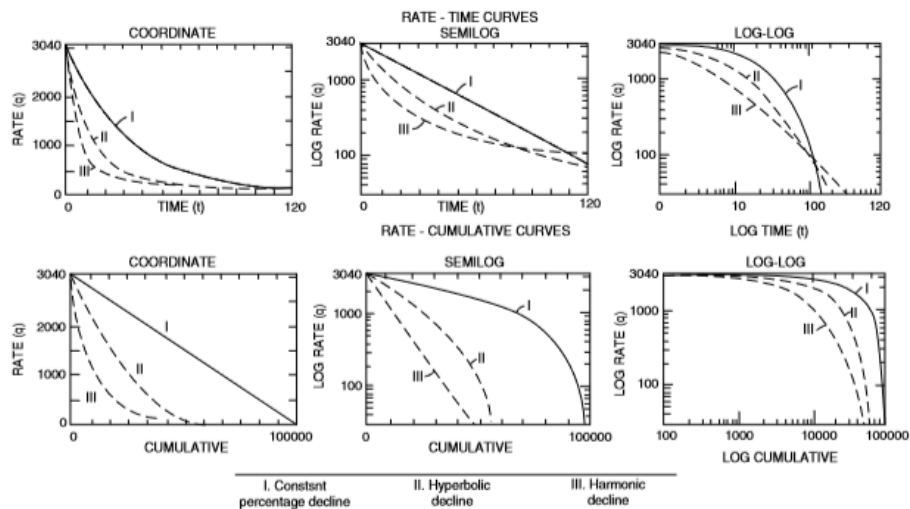


Figura 1. 18 Tipos de Curvas de declinación de Tasa de Producción de Petróleo, en diferentes escalas.

Fuente: Tarek Ahmed, 2006.

Por muchos años, un gráfico de q vs. t para muchos pozos puede extrapolarse, lo cual se convirtió en un arte. Es una de las técnicas menos usadas. Las reservas se calculan con base en una producción promedia anual para las ratas de producción extrapoladas. La declinación hiperbólica

da mejores resultados. Sin embargo, puesto que es más difícil se prefiere la armónica. Además, la excusa, es que la diferencia entre una y otra curva, con el tiempo, no es muy significativa. (Rivera, 2009)

Casi todos los análisis convencionales de curvas de declinación se basan en las relaciones empíricas de la tasa de producción frente al tiempo, proporcionadas por Arps (1945) de la siguiente manera:

$$q_t = q_i / (1 + bDit)^{1/b} \quad (1.38)$$

La descripción matemática de estas curvas de producción-disminución se simplifica enormemente mediante el uso de la tasa de declinación instantánea (nominal), D. Esta tasa de declinación se define como la tasa de cambio del logaritmo natural de la tasa de producción, es decir, $\ln(q)$, con respecto al tiempo, t, o:

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

La ecuación Ec. describe los cambios instantáneos en la pendiente de la curvatura, dq / dt , con el cambio en la velocidad de flujo, q, sobre el tiempo.

Este tipo de análisis de curva de declinación se puede aplicar a pozos individuales o a todo el yacimiento. La precisión de la aplicación del depósito completo a veces es incluso mejor que para los pozos individuales debido al alisamiento de los datos de velocidad. Con base en el tipo de comportamiento de disminución de velocidad del sistema de hidrocarburos, el valor de b varía de 0 a 1. En la figura 1.18 se observa como varia el comportamiento de la gráfica de acuerdo con el valor de b.

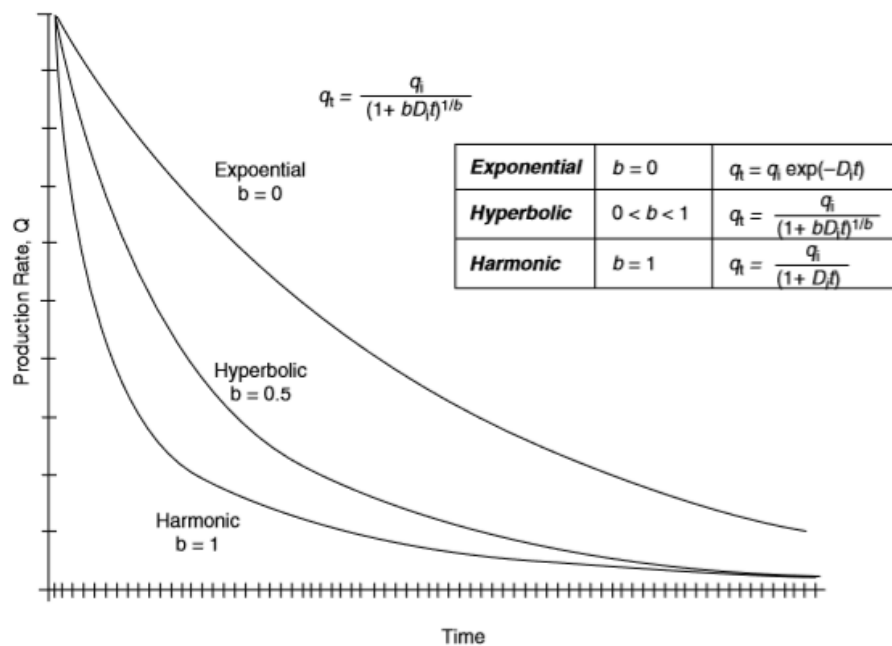


Figura 1. 19 Tasas de producción vs tiempo

Autor: Tared Ahmed, 2006

1.17.4. Declinación exponencial

La presentación gráfica de este tipo de curva de declive indica que un gráfico de q_t versus t en una escala semilogarítmica o un gráfico de q_t frente a $N_p(t)$ en una escala cartesiana producirá relaciones lineales que pueden describirse matemáticamente por:

$$q_t = q_i \exp(-D_i t) \quad (1.40)$$

linealmente la ecuación 1.38

$$\ln(q_t) = \ln(q_i) - D_i t \quad (1.41)$$

Similarmente tenemos:

$$N_{pt} = \frac{q_i - q_t}{D_i}$$

o también:

$$qt = qi - DiNpt \quad (1.42)$$

Este tipo de curva de declinación es tal vez el más simple de usar y quizás el más conservador. (Ahmed, 2006)

1.17.5. Declinación armónica

La ecuación para una declinación Armónica ($b=1$) es descrita de la siguiente manera:

$$qt = \frac{qi}{1+Dit} \quad (1.43)$$

$$Npt = \left(\frac{qi}{Di}\right) \ln\left(\frac{qi}{qt}\right) \quad (1.44)$$

Estas dos expresiones pueden ser agrupadas de la siguiente manera:

$$\frac{1}{qt} = \frac{1}{qi} + \left(\frac{Di}{qi}\right) t \quad (1.45)$$

$$\ln(qt) = \ln(qi) - \left(\frac{Di}{qi}\right) Npt \quad (1.46)$$

Otra relación que puede ser derivada de la ecuación 1.43 y 1.44 incluye el tiempo de limite económico.

$$ta = (qi - qa)/qaDi \quad (1.47)$$

$$Np = \left(\frac{qi}{di}\right) \ln\left(\frac{qa}{qt}\right) \quad (1.48)$$

1.17.6. Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica ($0 < b < 1$) es descrita con las siguientes ecuaciones:

$$qt = (qi/(1 + bDit)^{1/b}) \quad (1.49)$$

$$Npt = \left[\frac{qi}{Di(1-b)}\right] \left[1 - \left(\frac{qt}{qi}\right)^{1-b}\right] \quad (1.50)$$

1.17.7. Análisis de las curvas tipo

Este método fue propuesto en 1968 por Slider y posteriormente en 1980 por Fetkovich. Consiste en representar gráficamente el logaritmo de la tasa de producción normalizada vs el producto Dit para varios valores de n , el cual representa un tiempo adimensional. (Ferrer, 2009)

Los datos de la Fig 1.19 se obtienen aplicando la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_i} = 1/(1 + nDit)^{1/n} \quad \text{Ec. 49}$$

Donde q/q_i se evalúa como una función de Dit para diferentes valores de n .

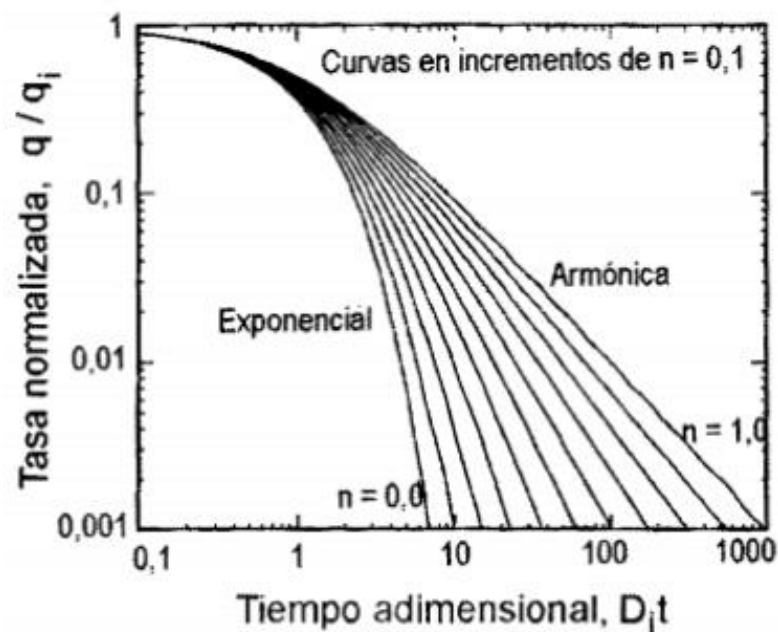


Figura 1. 20 Curvas tipo adimensionales para el análisis de las curvas de declinación.

Autor. Magdalena Ferrer, 2009

Cualquier que sea el método utilizado se debe tener en cuenta que los resultados son muy subjetivos y aproximados, y dependen de que la tasa actual de producción vs tiempo siga una declinación hiperbólica. (Ferrer, 2009)

Fetkovich en base a las curvas tipo creo su propio método para el análisis de curvas tipo el cual consiste en combinar la solución de la ecuación de difusividad y la ecuación de Arps.

Introdujo las variables adimensionales para la tasa de flujo q_{Dd} y para el tiempo adimensional t_{Dd} , las cuales se las usas en todas las curvas de declinación y curvas tipo. Es decir, las variables adimensionales q_{dD} y t_{dD} son definidas de la siguiente manera:

$$q_{Dd} = \frac{q_t}{q_i} \quad (1.52)$$

$$t_{Dd} = D i t \quad (1.53)$$

Durante el periodo de flujo estacionario la ecuación de Darcy puede ser descrita de la siguiente manera:

$$q_i = \frac{kh(pi-pwf)}{141.2 Bu \left[\ln\left(\frac{re}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (1.54)$$

Y la relación de radio re/r_{wa} puede ser descrita como radio de drenaje adimensional r_D :

$$r_D = \frac{re}{r_{wa}} \quad (1.55)$$

Entonces la ecuación 1.57 puede ser reemplazada de la siguiente manera:

$$q_i = \frac{kh(pi-pwf)}{141.2 Bu \left[\ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]} \quad (1.56)$$

Reagrupando la ecuación de Darcy ecuación 1.56 tenemos:

$$\left[\frac{141.2 Bu}{kh(pi-pwf)} \right] q_i = \frac{1}{\left[\ln(r_D) - \frac{1}{2} \right]} \quad (1.57)$$

Fetkovich (1980) demostró que las soluciones analíticas para estas ecuaciones, la ecuación de difusividad de flujo transiente y la ecuación de curva de declinación para para estado pseudo estacionario, podrían combinarse y presentarse en una familia de curvas adimensionales logarítmico-logarítmico. Para desarrollar este vínculo entre los dos regímenes de flujo, Fetkovich expresó las variables adimensionales de la curva de declinación q_{Dd} y t_{Dd} en términos de tasa de flujo adimensional

transiente q_D y tiempo t_D , combinando las ecuaciones 1.52 y 1.57 obtenemos la nueva ecuación.

$$q_{Dd} = \frac{q_t}{q_i} = \frac{q_t}{\frac{kh(p_i - p)}{141.2 B \mu [\ln(r_D) - \frac{1}{2}]}} \quad (1.58)$$

Fetkovich también expreso el tiempo adimensional de la curva de declinación t_{Dd} en términos de tiempo adimensional transiente t_D .

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{1/2[r_D^2 - 1][\ln(r_D) - \frac{1}{2}]} \quad (1.59)$$

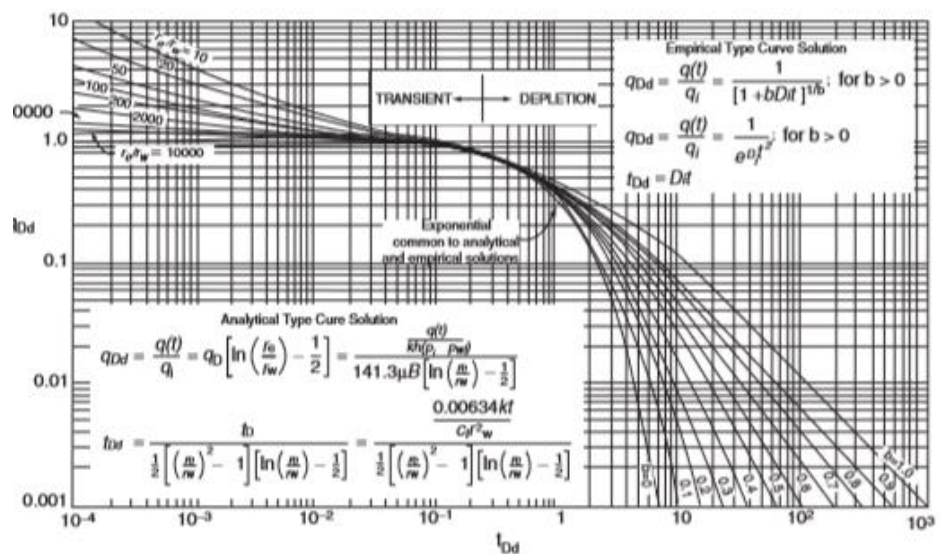


Figura 1. 21 Familia de Curvas Fetkovich para el ajuste de declinación

Fuente: Tarek Ahmed, 2006

1.18 Curvas de chan

El uso de las curvas de Chan es una metodología que se utiliza principalmente en yacimientos que tienen una alta influencia de empuje hidráulico, se basa en la construcción de gráficos doble logarítmicos donde se presenta la relación agua/petróleo (RAP) versus tiempo o la relación gas/petróleo (RGP) versus tiempo. Dichas curvas muestran las diferencias tendencias para los diferentes mecanismos de intrusión de agua y permiten identificar los fenómenos de conificación de agua

y gas, irrupción a través de estratos de alta permeabilidad o canalización cerca del pozo. (Chan, 1995)

Los siguientes casos serán mostrados para entender cómo deben ser interpretadas las gráficas de acuerdo con su comportamiento.

1. Cuando la curva de la derivada (RAP') disminuye con el tiempo podríamos decir que se trata de una conificación. Esto se puede observar en el grafico 1.21.

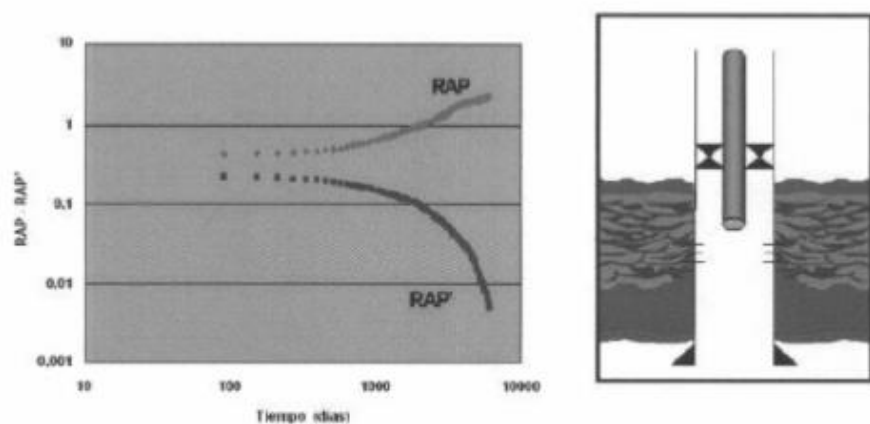


Figura 1. 22 Grafico de RAP vs tiempo de producción (Conificación)

Fuente: Chan, 1995

2. En la figura 1.22 se puede observar un aumento abrupto de las curvas de RAP y su derivada RAP' , esto se debe a que existe flujos provenientes de la cercanía del pozo, es decir, problemas de comunicación mecánica.

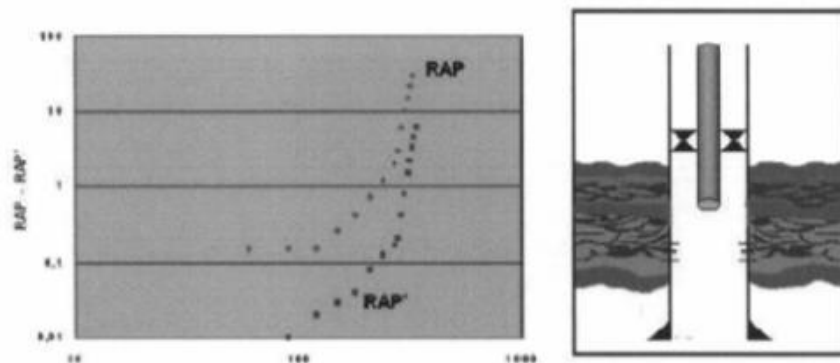


Figura 1. 23 Grafico de RAP vs tiempo de producción (Problemas de comunicación mecánica)

Fuente: Chan, 1995

3. La siguiente figura 1.23 muestra un comportamiento de canalización o adedamiento en las curvas RAP y su derivada RAP'.

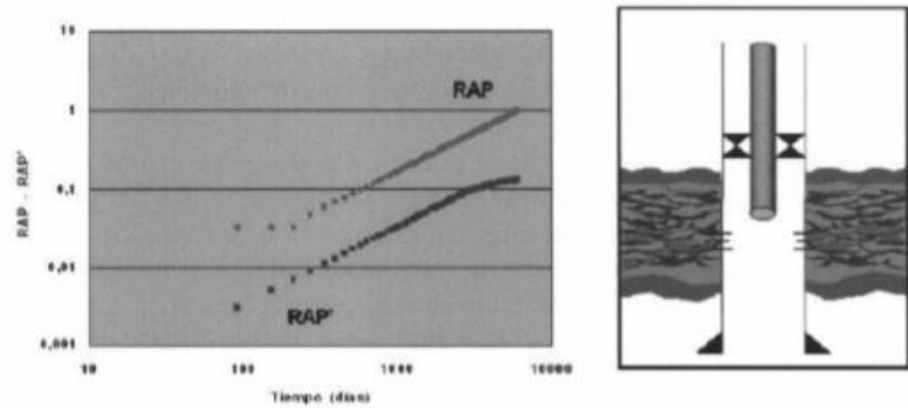


Figura 1. 24 Grafico de RAP vs tiempo de producción (Canalización)

Fuente: Chan, 1995

4. Finalmente, la figura 1.24 a continuación representa n barrido normal del yacimiento por efecto del agua (corte de agua > 60 %).

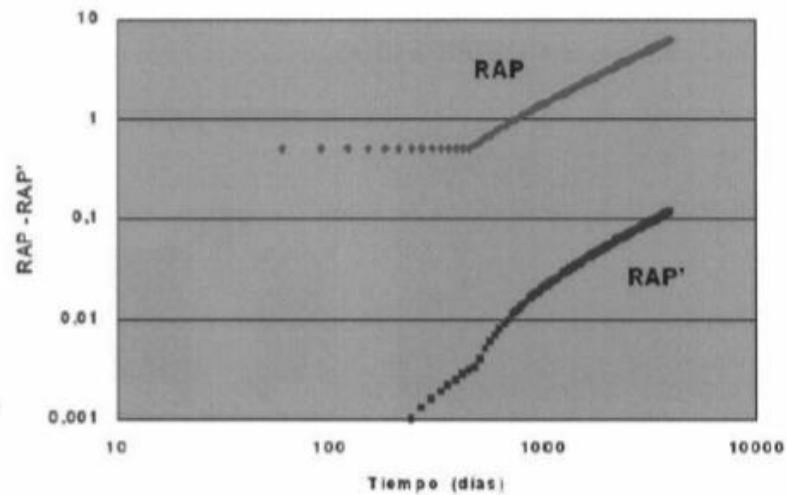


Figura 1. 25 Grafico de RAP vs tiempo de producción

Fuente: Chan, 1995

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGIA

A continuación, presentamos el procedimiento para el cálculo del petróleo original en sitio y la estimación de reservas pertenecientes al yacimiento G7-3/4 GF5 del campo OMEGA.

El presente proyecto integrador está fundamentado en base a la recolección de varias tesis, sumarios de producción, información técnica, papers, y de un documento de Microsoft Access en el cual se detalla historiales de producción, así como mapas Isópacos-estructurales; información que garantiza la solución de los objetivos planteados.

Para la solución del proyecto se empleará softwares que son comúnmente utilizados en la industria petrolera como son: Crystal ball, Mbal y OFM (Oil Field Manager).

Crystal ball: Propiedad de *Decisioneering, Inc.*, es un programa que permite tomar decisiones mediante el análisis de riesgos y de pronóstico a través de la simulación de Monte Carlo donde pronostica todos los resultados posibles, mostrando niveles de confianza que le ayuda a conocer la probabilidad de que cualquier evento específico suceda. En nuestro caso de estudio nos ayudará en el cálculo del POES por el método probabilístico ajustando las variables de mayor incertidumbre a modelos de distribución estadística en la herramienta de cálculo Excel.

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

Mbal: Propiedad de *Petroleum Experts*, software que permite generación de PVT sintéticos, estudio de yacimiento integrado mediante balance de materiales, simulación de Monte Carlo, análisis de curvas de declinación, modelado 1D, entre otras funciones; En este proyecto nos ayudará a calcular el POES en base al método de la ecuación de balance de materiales en el cual ayuda a analizar el mecanismo de producción más influyente, a crear un PVT sintético que se ajuste a las condiciones reales del yacimiento; además a hacer un mejor análisis del comportamiento de las presiones descartando aquellas que no representen la declinación real del yacimiento para un modelo tipo tanque.

Obtenido de: <http://www.petex.com/products/?ssi=4>

OFM: Propiedad de **Schlumberger**, permite hacer un análisis de las curvas de declinación, hacer gráficos de producción y hacer predicciones. En nuestro estudio nos permitirá entender el comportamiento de las presiones a través de graficar mapas de burbujas para analizar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento en zonas donde ha sido mayormente drenado; también nos permitirá hacer la exportación de los historiales de producción de los pozos para emplearlo en Mbal en el cálculo del POES y finalmente la predicción de reservas a futuro.

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

2.1. Metodología de estimación del POES por diferentes métodos

Para que la estimación del POES tenga validez, éste debe ser apoyado por varios cálculos a partir de diferentes métodos cómo son el volumétrico, probabilístico, balance de materiales y geo estadístico; éste último se encuentra fuera del alcance de éste proyecto.

2.1.1 POES volumétrico

La siguiente ecuación 1.1 nos da el volumen de barriles bruto de crudo que se alojan en el yacimiento:

$$POES = \frac{7758 * \emptyset * A * H * (1 - Swc)}{Boi} \quad (1.1)$$

Dónde:

POES o N: petróleo original en sitio[BN]

\emptyset : porosidad[Fracción]

A: área[Acres]

H: espesor neto petrolífero[Pies]

Swc: saturación de agua connata o inicial[Fracción]

Boi: factor volumétrico del petróleo[BY/BN]

2.1.2 POES probabilístico

El cálculo del POES por este método tiene por objetivo correr la simulación de Montecarlo previamente ajustando los datos a su distribución estadística más representativa, la cual se basa en el comportamiento probabilístico de las variables con mayor incertidumbre cómo son: porosidad, espesor y saturación de agua.

Crystal Ball solicita cómo mínimo 15 datos para poder ajustarlos a distribuciones estadísticas, por lo cual es necesario contar con las propiedades petrofísicas de al menos 15 pozos que hayan perforado el yacimiento de estudio y que no hayan sufrido alteraciones por el efecto de drenaje al momento de su evaluación petrofísica.

Una vez corrida la simulación se obtiene el POES de una distribución de frecuencia dónde el valor más probable se encontrará en el centro de la distribución (50%).

Procedimiento:

- 1.-Se agrupa los datos petrofísicos por pozos disponibles y se procede a ajustarlos por lotes seleccionando las filas para cada variable (h, \emptyset , Sw).
- 2.-Conociendo los modelos de distribución de las tres variables con mayor incertidumbre, se definen las suposiciones y se ingresan los parámetros de la prueba de bondad de ajuste.
- 3.-Se calcula el POES por el método volumétrico y se define la previsión, es decir darle unidades al valor del POES que se va a obtener.
- 4.-Finalmente corremos la simulación de Montecarlo y procedemos a ajustarla al 50%, dándonos el valor del POES probabilístico.

2.1.3 POES por balance de materiales

Para poder realizar la estimación del POES por este método es necesario previamente hacer un análisis convencional del yacimiento en estudio, en el cual se pueda apreciar la historia de las presiones y la producción en función del tiempo; con la finalidad entender su comportamiento histórico y

así modelar más efectivamente el mecanismo de producción que gobierna la energía del yacimiento, obteniendo como resultado un Volumen Originalmente en Sitio de mayor certidumbre.

2.1.3.1 Análisis de las presiones en función del tiempo

Para hacer una correcta estimación se debe realizar un gráfico de presión vs tiempo, para visualizar la caída de presión a lo largo del tiempo desde que se inició la producción de este yacimiento; además si se presenta una caída de presión grande podemos deducir que este yacimiento no ésta siendo aportado con energía por ningún mecanismo de producción, es decir está declinando naturalmente, de otro modo si la caída de presión es lenta podríamos decir que está actuando un acuífero o algún mecanismo de producción que le aporte energía a este yacimiento.

Es importante considerar que, al graficar presión vs tiempo, las presiones tienen que estar llevadas al datum para realizar un buen análisis de las caídas de las presiones; caso contrario tuviéramos valores de presiones que disminuyen y luego aumentan en función del tiempo lo cual no es correcto ya que, si el pozo está siendo producido, su presión debería disminuir a lo largo del tiempo. Dicho de otro modo, al tener presiones que disminuyen y luego aumentan para un mismo yacimiento significa que estas presiones fueron tomadas en diferentes pozos, pero no fueron llevadas a un valor referencial o Datum.

Los mapas de burbujas son de gran ayuda para visualizar la ubicación de los pozos en los cuales se tomó la presión, y cual pozo fue mayormente vaciado permitiéndonos hacer un mejor análisis de presiones.

2.1.3.2 Análisis de la producción en función del tiempo

El comportamiento de la producción de petróleo, las tasas de agua, así como la relación gas-petróleo versus el tiempo nos permite inferir

si el yacimiento está produciendo con ayuda de algún mecanismo de empuje y establecer el tipo de yacimiento.

2.1.3.3 Generación de PVT sintético, calibración, sensibilidad y corrida del simulador MBAL

Lo primero que se debe hacer es generar un PVT sintético para que el simulador entienda el comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento; pero antes los datos PVT deben ser validados con varias pruebas cómo son: Función Y, densidad, desigualdad y balance de masas. El simulador pedirá propiedades cómo: GOR, gravedad específica del petróleo y gas, salinidad y valores de H₂S, CO₂, N₂ que se las puede obtener de una prueba de cromatografía de gases en caso de tenerla, así como la temperatura del yacimiento y la presión de burbuja; información importante para la generación del PVT sintético.

Una vez validado e ingresado los datos hay que calibrarlo ingresando los parámetros reales del PVT como son: Pb, GOR, Bo, Uo; el simulador ajustará la correlación en cuanto sea posible y presentará la desviación estándar para cada variable, entonces se debe seleccionar la de menor desviación estándar y además se debe comprobar que los parámetros del PVT ingresados sean válidos para la correlación seleccionada.

A continuación, presentamos las correlaciones que se ajustan en base a los parámetros de Pb, GOR, Bo y Uo.

TABLA 2.8.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE AL-MARHOUN, M.A.	
Presión de burbujeo, lpca.	20 - 3573
Temperatura, °F	74 - 240
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.032 - 1.997
Factor volumétrico total, BY/BN	1.032 - 6.982
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	26 - 1602
Gravedad del petróleo, °API	19.4 - 44.6
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.752 - 1.367
N ₂ en gases de superficie, % molar	0.0 - 3.89
CO ₂ en gases de superficie, % molar	0.0 - 16.38
H ₂ S en gases de superficie, % molar	0.0 - 16.13

Figura 2. 1 Correlación Al-Marhoun para Pb, GOR y Bo.

Fuente: Banzer, 1996

TABLA 2.24.- RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACION DE VAZQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.	
Presión, lpca.	141 - 9515
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9.3 - 2199
Gravedad del petróleo, °API	15.3 - 59.5
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.511 - 1.351
Viscosidad, cp.	0.117 - 148

Figura 2. 2 Correlación Beggs para Uo.

Fuente: (Bánzer, 1996)

Luego de calibrar el PVT y seleccionar la correlación, se lo debe generar, para posteriormente ingresar los datos petrofísicos del yacimiento para un modelo tipo tanque, parámetros del acuífero, compresibilidad de la roca, permeabilidades relativas y finalmente el historial de producción y presión.

En caso de no disponer de la Compresibilidad de la formación, se puede dejar en la opción "From Correlation" y el software lo calcula internamente en base a la porosidad.

Tabla 2. 1 Correlación para Cf

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

Fuente: (Petroleum Experts, 2005)

Un parámetro importante y desconocido es la relación de radios entre el acuífero y el yacimiento(reD), éste parámetro puede ser estimado por procesos iterativos de sensibilidad a fin de lograr el mejor ajuste.

Con lo anteriormente realizado se procede a correr la simulación con el objetivo de obtener el POES, el cual no debe exceder el 5% en error comparado con el POES oficial por el método geo estadístico.

Procedimiento:

- 1.- Ingresamos los parámetros del PVT real para la selección de la mejor correlación que se ajuste al PVT sintético.
- 2.- Seleccionamos la mejor correlación de ajuste en base a los parámetros P_b , GOR, B_o , U_o al punto de burbuja, y que posea la menor desviación estándar.
- 3.- Ya calibrado el PVT sintético al real procedemos a generarlo y verificar que a la presión de burbuja los parámetros simulados sean similares a los reales, lo cual nos dará garantía de un buen ajuste por correlaciones.
- 4.- Se procede a ingresar las propiedades del yacimiento para un modelo tipo tanque, características del acuífero con una relación de radios asumida, permeabilidades relativas e historiales de presiones y producción desde OFM.
- 5.- Ya ingresados todos los datos se corre la simulación donde se obtiene el gráfico F/E_t vs W_e/E_t ; dónde el intercepto con el eje Y de éste nos da el valor del POES por balance de materiales.
- 6.- Se debe lograr un buen cotejo del comportamiento histórico de presiones para que el POES sea representativo, entonces se realiza un análisis de sensibilidades a la relación de radios que fue asumida ya que se desconoce; finalmente se obtiene el mejor cotejo posible, el mecanismo de producción más influyente y el POES.

2.2 Estimación de reservas desarrolladas y no desarrolladas

2.2.1 Determinación del tipo de declinación

Para realizar la estimación de las reservas desarrolladas existen dos metodologías, siendo la primera por yacimiento y la segunda por pozo; para éste proyecto llevaremos a cabo por la primera ya que se cuenta con la información disponible para poder lograrlo; además de que es un método muy versátil comparado con otros modelos de predicción.

La metodología de la estimación de reservas desarrolladas por yacimiento implica asegurarnos que el tipo de declinación de la producción sea la más representativa a la declinación natural del yacimiento, para lo cual tenemos que verificar lo siguiente:

- ✓ Análisis de la producción.
- ✓ Análisis del sistema de levantamiento.
- ✓ Análisis de la procedencia de agua.

2.2.1.1 Análisis de la producción

Tenemos que verificar que los pozos que producen del yacimiento G7-3/4, su tasa de agua aumenta mientras que su tasa de petróleo disminuye para el periodo de estudio, lo cual es típico de una declinación natural por empuje hidráulico.

2.2.1.2 Análisis del sistema de levantamiento

Se debe revisar que parámetros operacionales cómo: frecuencia de la bomba, intake, y nivel dinámico de fluido se hayan mantenido relativamente constantes durante el periodo del cual se va a estudiar.

2.2.1.3 Análisis de la procedencia de agua

Se tiene que asegurar que el aumento de la tasa de agua es debido al acuífero que influye al yacimiento, y no es debido a alguna falla mecánica por mala cementación o daño en el casing; para esto las

curvas de Chan ayudan de manera cualitativa a saber si la procedencia del agua es propia del yacimiento.

Una vez comprobado los parámetros desde el punto de vista de producción y del punto de vista operacional, se procede a determinar el modelo de declinación representativo del yacimiento en OFM; luego de generar la gráfica de tasa de petróleo vs tiempo dónde muestra la tasa y tipo de declinación, esta debe ser validada para garantizar que es la correcta, para ello lo vamos a hacer mediante las curvas tipo de Fetkovich y la gráfica de tasa de petróleo vs petróleo acumulado.

2.2.2 Predicción a partir del modelo de declinación

Para la predicción de las reservas desarrolladas a partir del modelo de declinación del yacimiento, se debe seleccionar los pozos que se encuentran actualmente produciendo, para ello nos vamos a ayudar del sumario de producción por yacimiento, dónde se muestra el estado de cada pozo; con la ayuda de OFM se va a generar un reporte para obtener las tasas de fluido más actuales de los pozos activos a fin de determinar la tasa límite económica del yacimiento a partir de la sumatoria de las tasas límites económicas de cada uno de los pozos.

La tasa límite económica de cada pozo depende del porcentaje de agua y sedimentos (%A y S) que puede alcanzar un pozo para ser rentable; por lo cual se procedió a revisar en OFM los %A y S a los cuales los pozos que producían del yacimiento G7-3/4 fueron cerrados y así determinar un promedio del %A y S al cual los pozos dejan de ser rentables.

2.3 Discretización de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas

2.3.1 Reservas recuperables

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

Dónde:

Fr: Factor de recobro [fracción]

POES: Petróleo original en sitio [MMBLS]

2.3.2 Reservas no recuperables

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

2.3.3 Reservas remanentes

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

Dónde:

N_p: Producción acumulada [MMBLS]

2.3.4 Reservas no desarrolladas

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

Dónde:

Re_d: Reservas desarrolladas [MMBLS]

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 POES volumétrico

Tabla 3. 1 Parámetros petrofísicos yacimiento G7-3/4.

Parámetros	valor	unidades
Porosidad (Ø)	26	%
Área (A)	2091	Acres
Espesor (h)	18	Pies
Saturación de petróleo inicial (So)	84	%
Factor de merma(Fm)	0.957	BN/BY

Fuente: PDVSA,2011.

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

$$POES = \frac{7758 * 0.26 * 2091 * 18 * (1 - 0.16)}{\frac{1}{0.957}}$$

$$POES = 61\ 029\ 650\ BN$$

3.2 POES probabilístico

Tabla 3. 2 Propiedades petrofísicas por pozos G7-3/4

Pozo	GF-5X	GF-7X	GF-13X
Espesor Neto Petrolífero (Fts)	20	12.00	19.00
Porosidad (Fracción)	0.26	0.28	0.254
Saturación de Agua (Fracción)	0.11	0.15	0.182
Pozo	GF-14X	GF-19	GF-20
Espesor Neto Petrolífero (Fts)	17.50	18.00	16.00
Porosidad (Fracción)	0.21	0.272	0.253

Saturación de Agua (Fracción)	0.199	0.172	0.168
Pozo	GF-35	GF-52	GF-63
Espesor Neto Petrolífero (Fts)	20.30	26.00	17.50
Porosidad (Fracción)	0.23	0.265	0.261
Saturación de Agua (Fracción)	0.175	0.191	0.178
Pozo	GF-64	GF-118	GF-134
Espesor Neto Petrolífero (Fts)	20.90	18.90	25.00
Porosidad (Fracción)	0.29	0.281	0.27
Saturación de Agua (Fracción)	0.193	0.172	0.16
Pozo	GF-145	GF-146	GF-205X
Espesor Neto Petrolífero (Fts)	19.90	18.00	20.65
Porosidad (Fracción)	0.251	0.263	0.25
Saturación de Agua (Fracción)	0.19	0.16	0.17

Fuente: PDVSA,2013.

Área (Acres)	2091		
Factor Volumétrico (BY/BN)	1.044932079		
Pozo	GF-5X	GF-7X	GF-13X
Espesor Neto Petrolífero (Fts)	20	12.00	19.00
Porosidad (Fracción)	0.26	0.28	0.254
Saturación de Agua (Fracción)	0.11	0.15	0.182
POES	71847075.67		

Figura 3. 1 Ingreso por pozo a Excel de propiedades petrofísicas y ajuste por lotes.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

Los datos para la variable **espesor** se ajustan a un modelo de distribución “**Logística**” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de distribución de la prueba de bondad de ajuste:

Media	19.26
Escala	1.79

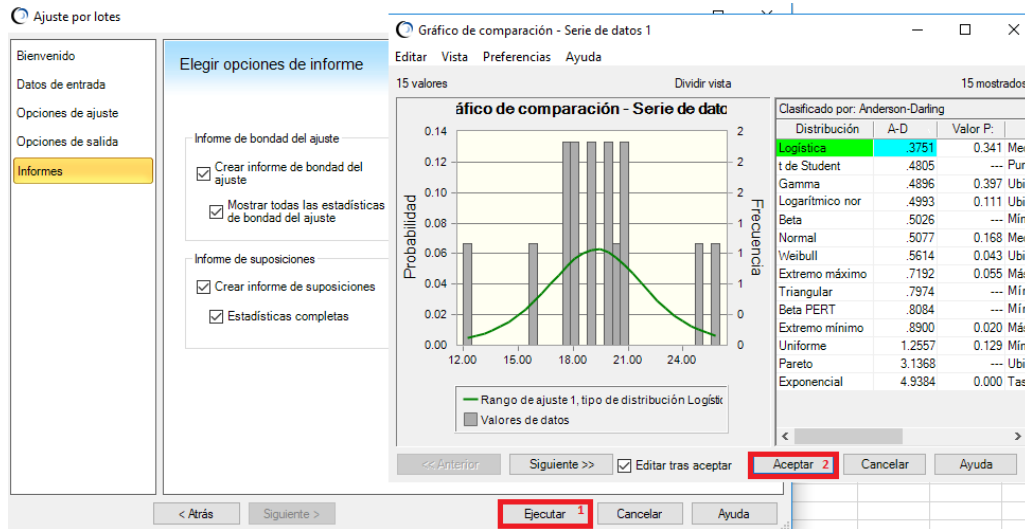


Figura 3. 2 Ajuste por lote para la variable espesor.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

Los datos para la variable **porosidad** se ajustan a un modelo de distribución “**Weibull**” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de distribución de la prueba de bondad de ajuste:

Ubicación -15.44
Escala 15.71
Forma 996.3749

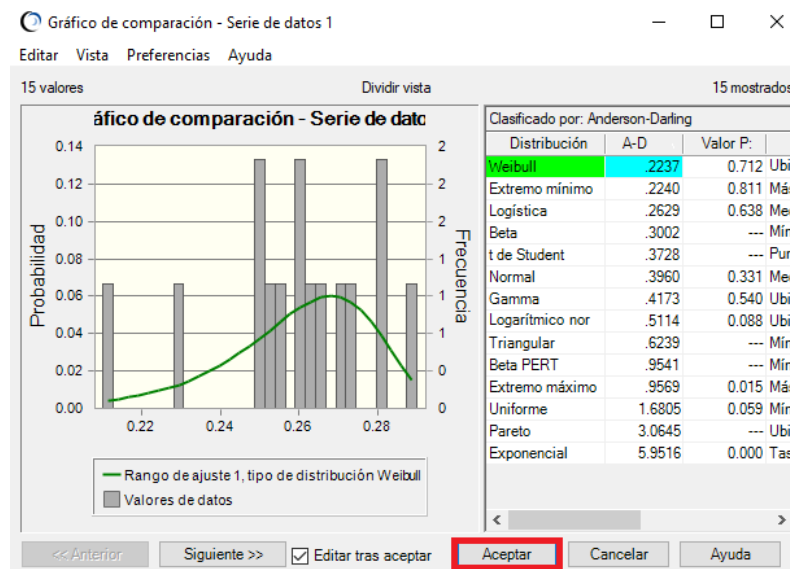


Figura 3. 3 Ajuste por lote para la variable porosidad.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

Los datos para la variable **saturación de agua** se ajustan a un modelo de distribución “**Extremo mínimo**” según el criterio de Anderson & Darling con los siguientes parámetros de distribución de la prueba de bondad de ajuste:

Más probable 0.18
Escala 0.02

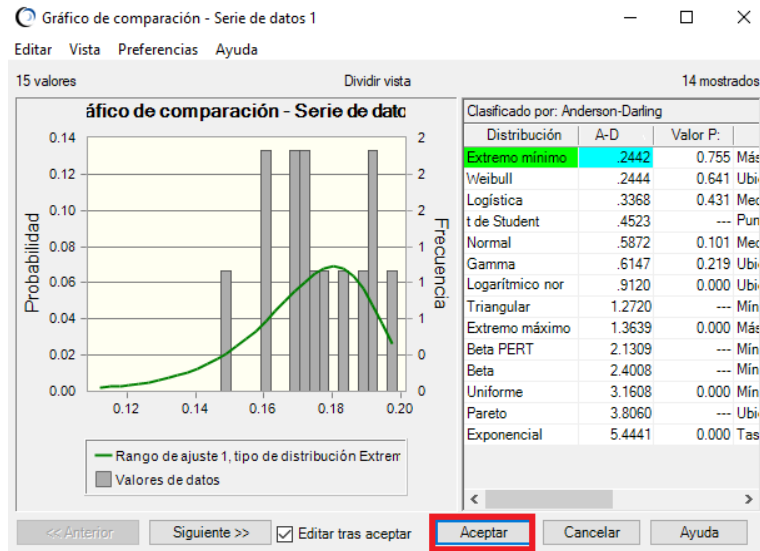


Figura 3. 4 Ajuste por lote para la variable saturación de agua.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

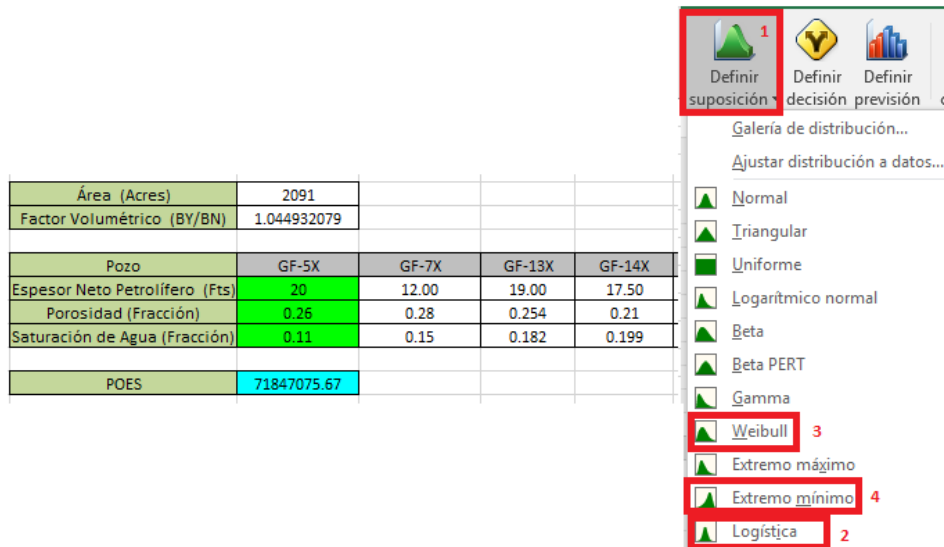


Figura 3. 5 Asignación del modelo de distribución para h, Ø y Sw.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

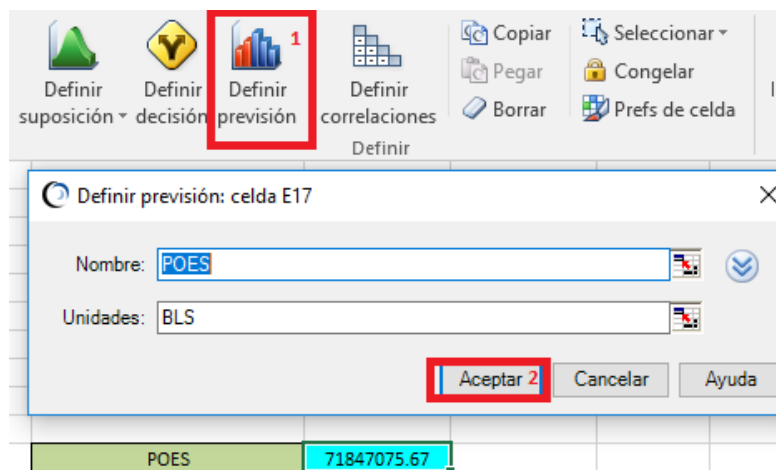


Figura 3. 6 Definición de previsión.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

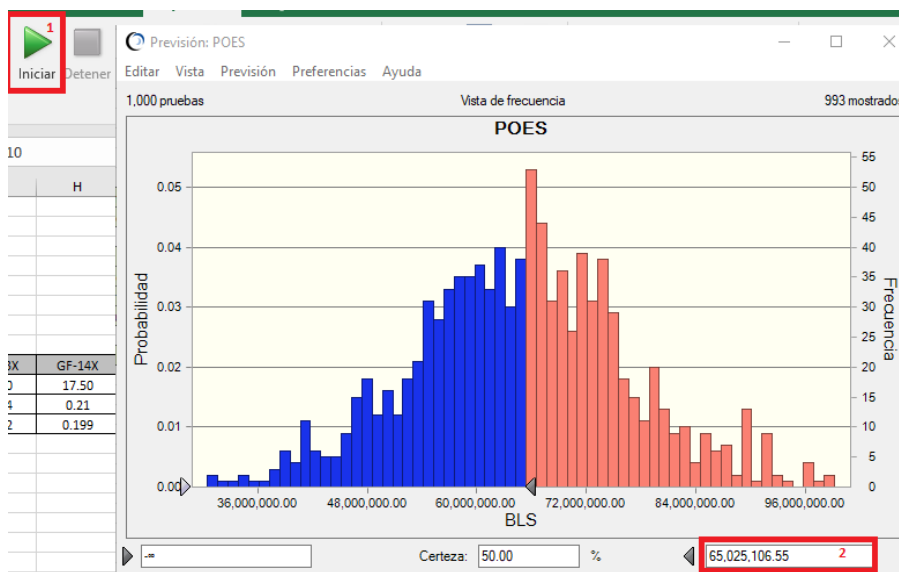


Figura 3. 7 Simulación de MonteCarlo.

Fuente: Oracle Crystal Ball, 2015.

$$POES = 65\ 025\ 106\ BN$$

3.3 POES por balance de materiales

3.3.1 Análisis de las presiones en función del tiempo

La siguiente tabla muestra un registro de presiones de varios pozos del yacimiento G7-3/4 a lo largo del tiempo; necesitamos graficarlos para entender el comportamiento de las presiones y descartar aquellas que no representen una declinación natural.

Tabla 3. 3 Registro de presiones por pozo.

POZO	FECHA	P AL DATUM(lpc)
GF-5X	21/01/85	3066.63
GF-7X	17/10/85	3057.49
GF-13X	08/03/86	3049.35
GF-14X	07/05/86	3131.08
GF-19	21/06/87	3033.97
GF-52	31/01/95	2793.28
GF-118	12/07/98	1920.34
GF-134	29/05/99	1409.13

GF-138	01/11/99	958.89
GF-145	08/05/01	2657.31
GF-146	24/06/01	2748.61
GF-148	20/09/01	2654.13
GF-149	23/11/01	2660.33
GF-157	18/08/02	2659.43
GF-159	31/10/02	2629.89
GF-162	21/06/03	2540.08
GF-163	22/07/03	799.51
GF-164	24/08/03	2495.69
GF-166D1	28/12/03	2489.9
GF-170	30/01/04	2537.34
GF-174	27/03/04	2526.92
GF-178	17/05/04	2386.42

Fuente: PDVSA,2011.

La siguiente figura muestra dos declinaciones, la primera (línea roja) la vamos a descartar porque representan una región diferente del yacimiento lo cual genera dos tendencias de comportamiento y violaría la premisa de modelo tipo tanque del balance de materiales. Además, se tiene pocos datos reflejando que es una región aislada del yacimiento que se está comportando de manera diferente debido alguna condición de extracción de fluido irregular; esto no nos va a permitir lograr un buen cotejo de presiones ocasionando un valor de POES erróneo. Vamos a elegir la que represente la mayor cantidad de datos (línea amarilla) que vendría siendo la representación del comportamiento histórico del yacimiento, la cual nos da una idea de que el mecanismo de producción es por un acuífero activo ya que la caída de presión es pequeña aproximadamente 450 psi en un periodo de 20 años. Por lo tanto, descartamos los últimos 4 puntos de la línea roja. Pero necesitaremos del comportamiento histórico de producción para apoyar la idea de si existe un acuífero que aporta energía.

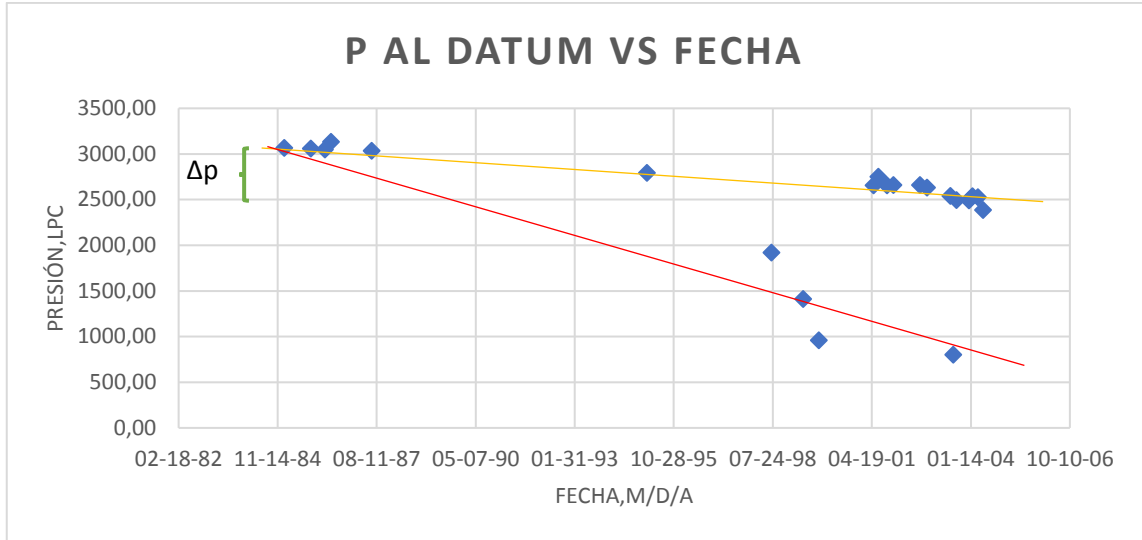


Figura 3. 8 Análisis histórico de presiones.

Fuente: Excel, 2016.

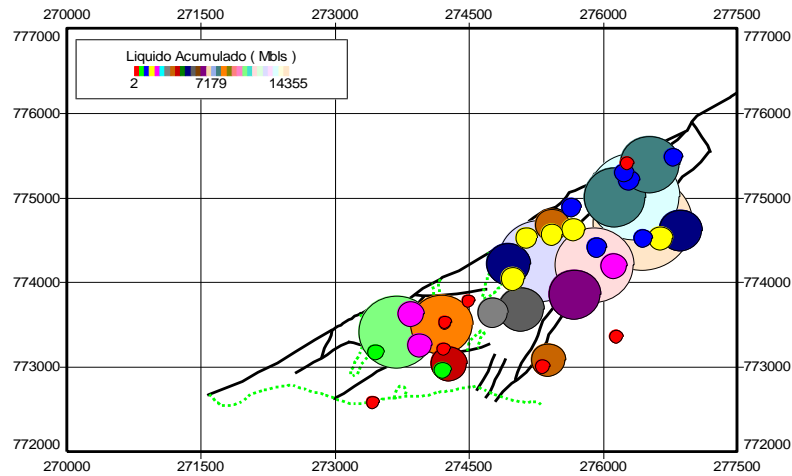


Figura 3. 9 Mapa de burbujas G7-3/4.

Fuente: OFM v2.0,2007.

3.3.2 Análisis de la producción en función del tiempo

En la siguiente figura se puede observar cómo la tasa de petróleo empieza a disminuir más o menos desde el año 1995-1997 y la tasa de agua empieza a aumentar; luego en el año 2005 la producción de petróleo incrementa debido a que aumenta la cantidad de pozos activos pero empieza a declinar nuevamente a partir del primer semestre; sin embargo

el agua sigue aumentando y se mantiene constante, esto es muy común en yacimientos con empuje hidráulico; si nos fijamos en la RGP se mantiene prácticamente constante concluyendo que es un yacimiento subsaturado.

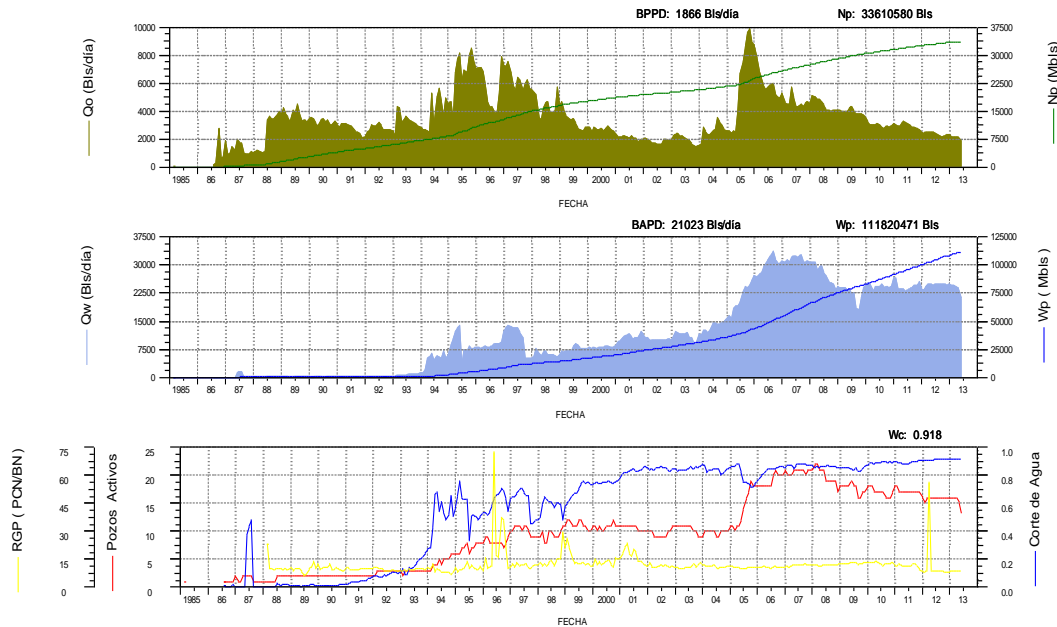


Figura 3. 10 Análisis del comportamiento histórico de producción.

Fuente: OFM v2.0,2007

Tabla 3. 4 Propiedades petrofísicas, geológicas y PVT G7-3/4.

YACIMIENTO G7-3/4	
Pi(psi)	3066.63
Pb(psia)	42.7
Swc(fracción)	0.16
H(pies)	18
Temperatura promedio(°F)	192
Ø (fracción)	0.26
Área(acres)	2091
Solidos totales(ppm)	748.9
GOR(scf/STB)	7.7
Gravedad especifica del gas	2.073
POES oficial(MMBLS)	62.365
°API	29.2
Permeabilidad del acuífero(md)	3000

Fuente: PDVSA,2011.

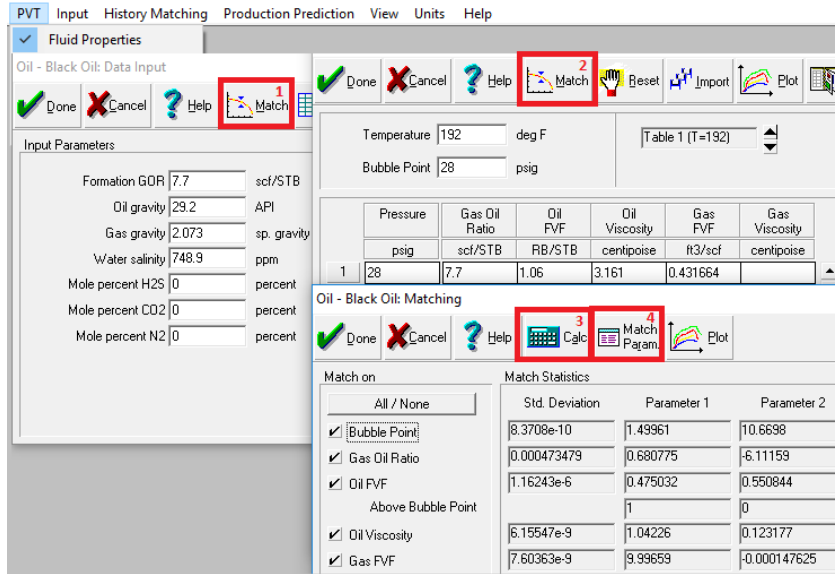


Figura 3. 11 Ingreso de datos PVT y cálculo de correlaciones.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Oil - Black Oil: Correlations - Oil

Pb,Rs,Bo Uo,Ug,Bg

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Bubble Point						
Parameter 1		2.76671	1.14772	1.31178	1	1.49961
Parameter 2		16.639	4.86855	8.19917	0	10.6698
Std Dev.	18.0001	3.82152e-9	2.43294e-7	4.09733e-7	18.0001	8.3708e-10
Solution GOR				Vazquez-Beggs		
Parameter 1	0.370114	1.70357	0.743666	1.01027	0.0610734	0.680775
Parameter 2	-0.735536	-21.6924	-2.52152	-5.51651	-11.437	-6.11159
Std Dev.	4.03197	3.47445e-7	2.85667e-7	7.92994e-8	6.97647	0.000473479
Oil FVF				Vazquez-Beggs		Al-Marhoun
Parameter 1	0.99661	0.811592	0.811592	1.52761	0.987237	0.475032
Parameter 2	-0.00341325	0.192078	0.192078	-0.527478	-0.0130994	0.550844
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	0	0	0	0	0	0
Std Dev.	0.0160959	4.35638e-6	4.35639e-6	9.62817e-5	0.0320856	1.16243e-6

Figura 3. 12 Selección de correlaciones para Pb,Rs y Bo.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

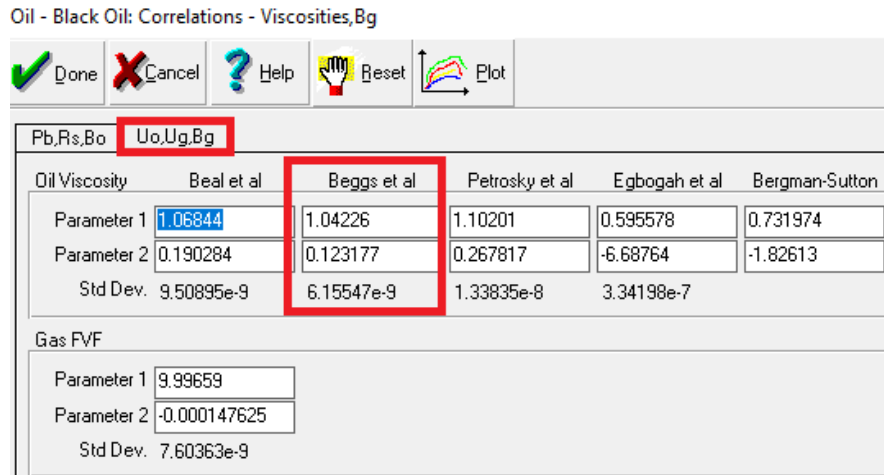


Figura 3. 13 Selección de correlación para Uo.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

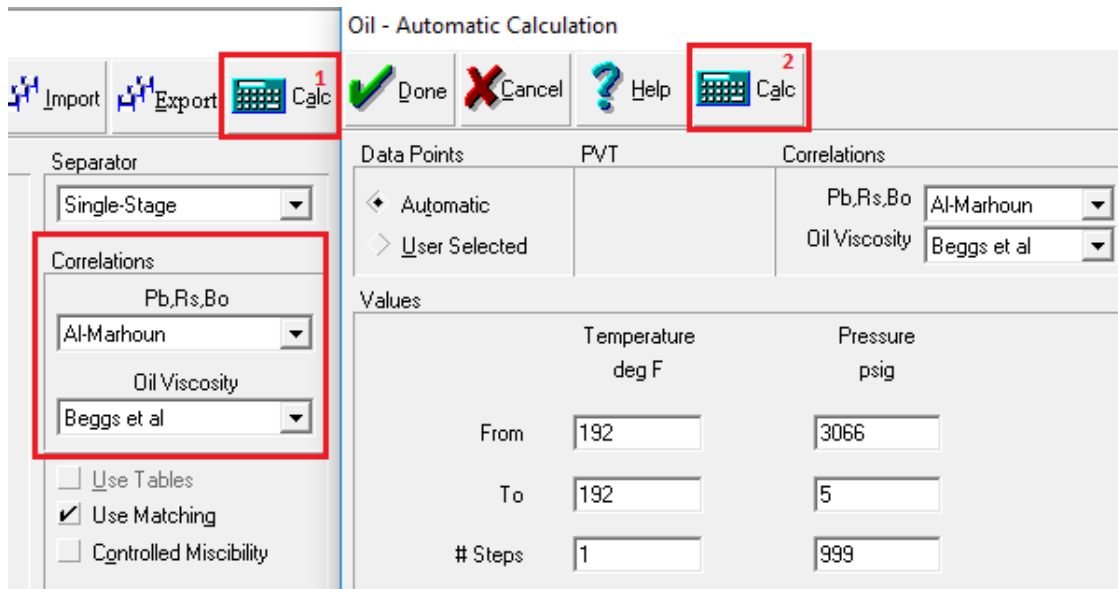


Figura 3. 14 Generación del PVT sintético.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Temperature	Pressure	Bubble Point	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Z Factor	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Gas Density	Water FVF	Water Viscosity
deg F	psig	psig	scf/STB	RB/STB	centipoise		ft3/scf	centipoise	lb/ft3	lb/ft3	RB/STB	centipoise
192	5	28.0002	0	1.05411	3.33953	0.1	0.935912	0.0093176	52.1492	0.169226	1.03355	0.344093
192	8.06406	28.0002	0	1.05411	3.33953	0.1	0.809895	0.00942389	52.1492	0.195957	1.03354	0.344093
192	11.1281	28.0002	0.725323	1.05512	3.32171	0.1	0.713783	0.00953552	52.1187	0.22189	1.03353	0.344093
192	14.1922	28.0002	1.88596	1.05617	3.29364	0.1	0.638059	0.00965228	52.098	0.248223	1.03352	0.344093
192	17.2563	28.0002	3.09677	1.05709	3.26494	0.1	0.576858	0.00977402	52.085	0.274558	1.03351	0.344093
192	20.3203	28.0002	4.35479	1.05795	3.23575	0.1	0.526368	0.00990065	52.076	0.300894	1.0335	0.344093
192	23.3844	28.0002	5.6575	1.05878	3.20615	0.1	0.484003	0.0100321	52.0698	0.327232	1.03349	0.344093
192	26.4484	28.0002	7.00269	1.0596	3.17624	0.1	0.447947	0.0101683	52.0658	0.353571	1.03348	0.344093
192	29.5125	28.0002	7.7	1.06	3.16124	0.1	0.41689	0.0103093	52.0645	0.379911	1.03347	0.344093
192	32.5766	28.0002	7.7	1.06	3.16177	0.1	0.389859	0.010455	52.0645	0.406252	1.03347	0.344093
192	35.6406	28.0002	7.7	1.06	3.16235	0.1	0.366119	0.0106055	52.0645	0.432595	1.03346	0.344093
192	38.7047	28.0002	7.7	1.06	3.16297	0.1	0.345103	0.0107607	52.0645	0.458938	1.03345	0.344093
192	41.7688	28.0002	7.7	1.06	3.16363	0.1	0.326368	0.0109208	52.0645	0.485284	1.03344	0.344093
192	44.8328	28.0002	7.7	1.06	3.16433	0.1	0.309562	0.0110858	52.0645	0.51163	1.03343	0.344093
192	47.8969	28.0002	7.7	1.06	3.16507	0.1	0.294401	0.0112556	52.0645	0.537978	1.03342	0.344093
192	50.961	28.0002	7.7	1.06	3.16585	0.1	0.280655	0.0114305	52.0645	0.564327	1.03341	0.344093
192	54.025	28.0002	7.7	1.06	3.16666	0.1	0.268135	0.0116104	52.0645	0.590677	1.0334	0.344093
192	57.0891	28.0002	7.7	1.06	3.16751	0.1	0.256683	0.0117954	52.0645	0.617029	1.03339	0.344093
192	60.1532	28.0002	7.7	1.06	3.16839	0.1	0.246169	0.0119856	52.0645	0.643382	1.03338	0.344093
192	63.2172	28.0002	7.7	1.06	3.16931	0.1	0.236483	0.0121811	52.0645	0.669736	1.03337	0.344093

Figura 3. 15 Verificación de PVT sintético con PVT real.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank 1 Parameters

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

Tank Type: Oil

Name: G7 3/4

Temperature: 192 deg F

Initial Pressure: 3066 psig

Porosity: 0.26 fraction

Connate Water Saturation: 0.16 fraction

Water Compressibility: Use Corr 1/psi

Initial Gas Cap: 0

Original Oil In Place: 62.365 MMSTB

Start of Production: 01-03-1985 date d-m-y

Monitor Contacts

Gas Coning

Water Coning

Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)

Calculate Pb...

<< Prior Next >> Validate <

Figura 3. 16 Ingreso de propiedades del yacimiento.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Parameters	Water Influx ¹	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Model: Carter-Tracy						
Reservoir Thickness		18	feet			
Reservoir Radius		5385	feet			
Outer/Inner Radius ratio		10				
Encroachment Angle		180	degrees			
Aquifer Permeability		3000	md			
<< Prior		Next >> ²				

Figura 3. 17 Ingreso de datos del acuífero.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress. ¹	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Rock Compressibility		3.23281e-6	1/psi			
				<ul style="list-style-type: none"> From Correlation ² > Variable vs Pressure > User Specified > None 		
<< Prior		Next >> ³				

Figura 3. 18 Cálculo de la compresibilidad de la formación por correlación.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability ¹	Production History
Rel Perm. from: Tables		Water Sweep Eff. 100 percent		Gas Sweep Eff. 100 percent		
Hysteresis: No						
Modified: No						
Water		Oil			Gas	
Sw	Krw	So	Kro	Sg	Krg	
fraction	fraction	fraction	fraction	fraction	fraction	
0.165	0	0.138	0	1	0	
0.721	0.215	0.142	0			
0.726	0.221	0.158	0.001			
0.755	0.266	0.189	0.004			
0.779	0.324	0.221	0.011			
0.811	0.413	0.245	0.019			
0.842	0.57	0.274	0.063			
0.858	0.643	0.279	0.072			
0.862	0.651	0.835	1			
		<< Prior		Next >> ²		

Figura 3. 19 Ingreso de permeabilidades relativas.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History ¹		
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	3066.63	0.00218	0			Medium	Edit..
2	01-04-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
3	01-05-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
4	01-06-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
5	01-07-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
6	01-08-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
7	01-09-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
8	01-10-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
9	01-11-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
10	01-12-1985		0.00218	0			Medium	Edit..
11	01-01-1986		0.00218	0			Medium	Edit..
12	01-02-1986		0.00218	0			Medium	Edit..
13	01-03-1986	3049.35	0.00218	0			Medium	Edit..
14	01-04-1986		0.00218	0			Medium	Edit..
15	01-05-1986		0.00218	0			Medium	Edit..

Figura 3. 20 Ingreso de presiones y datos de producción desde OFM.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Ya ingresados todos los datos se corre la simulación donde se obtiene gráficos como mecanismo de empuje, comportamiento de las presiones simuladas con las presiones reales del yacimiento, F/Et vs We/Et ; dónde ésta última gráfica nos da el valor del POES por balance de materiales, en éste caso dio un valor de 75.375 MMBLS, lo cual se aleja al valor oficial de 62.365MMBLS.

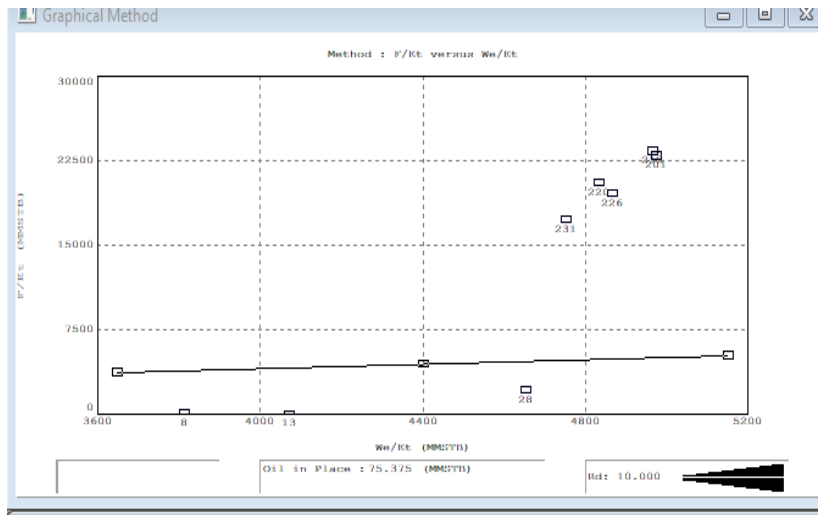


Figura 3. 21 Corrida de la simulación.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

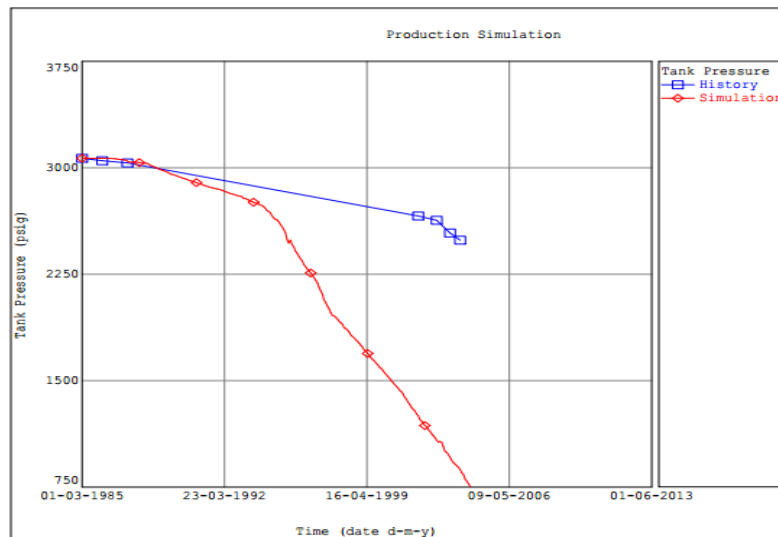


Figura 3. 22 Primera simulación de presiones.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Para dar confiabilidad al POES se debe lograr un cotejo del comportamiento histórico de presión aceptable, es decir modelar el acuífero ya que es el que entrega energía al yacimiento, entonces nos enfocaremos en la variable de mayor incertidumbre que fue asumida y que se desconoce, para lo cual vamos a realizar un análisis de sensibilidades a la relación de radios.

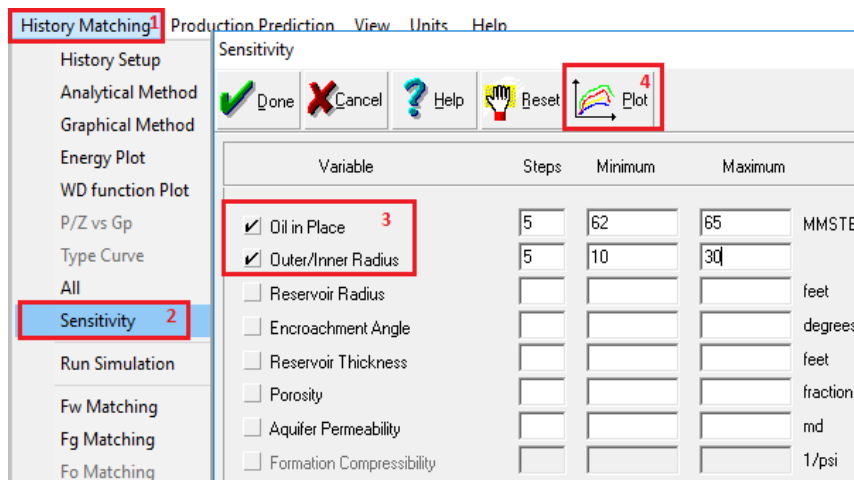


Figura 3. 23 Cálculo de sensibilidades para la relación de radios.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Observamos que la de menor desviación estándar es la línea #4 con relación de radios 22 cuando alcanza un POES de 62 que es el oficial; además se descartó puntos donde las presiones no representaban una tendencia de declinación con el fin de lograr el mejor cotejo histórico de presiones posible.

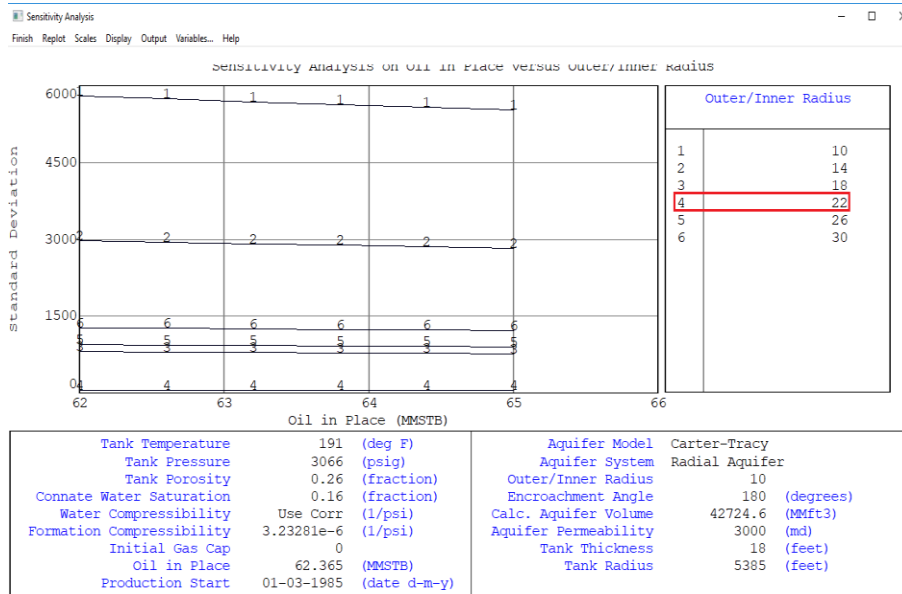


Figura 3. 24 Selección de la mejor relación de radios.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

Finalmente se obtuvo un cotejo aceptable, el mecanismo de producción más influyente y el POES.

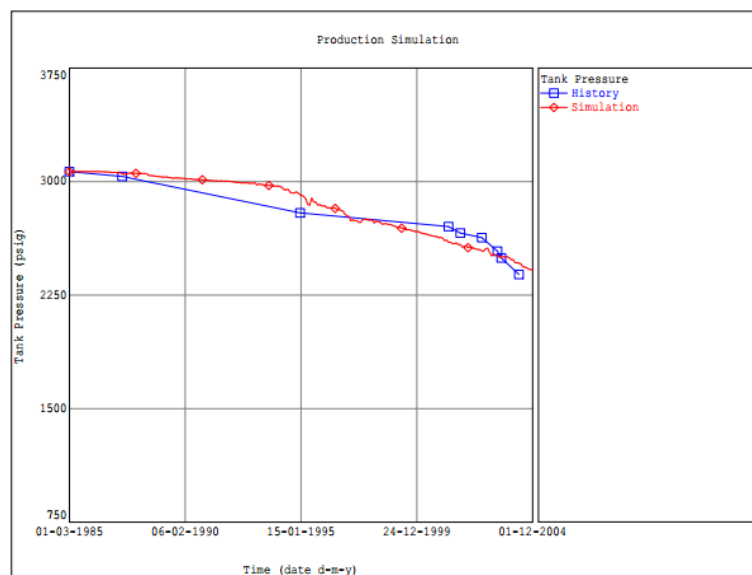


Figura 3. 25 Cotejo de presiones simuladas con presiones reales.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

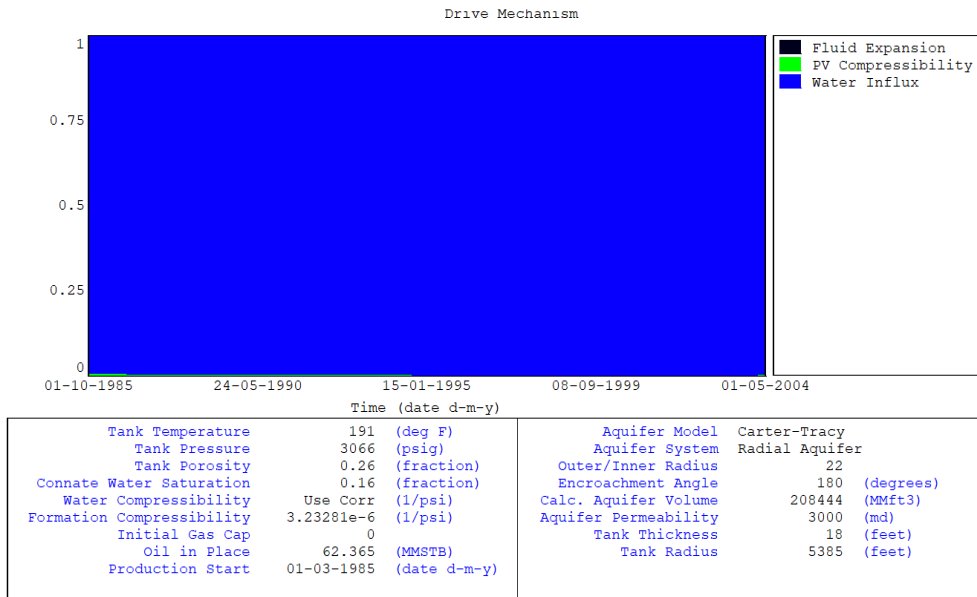


Figura 3. 26 Mecanismo de empuje.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

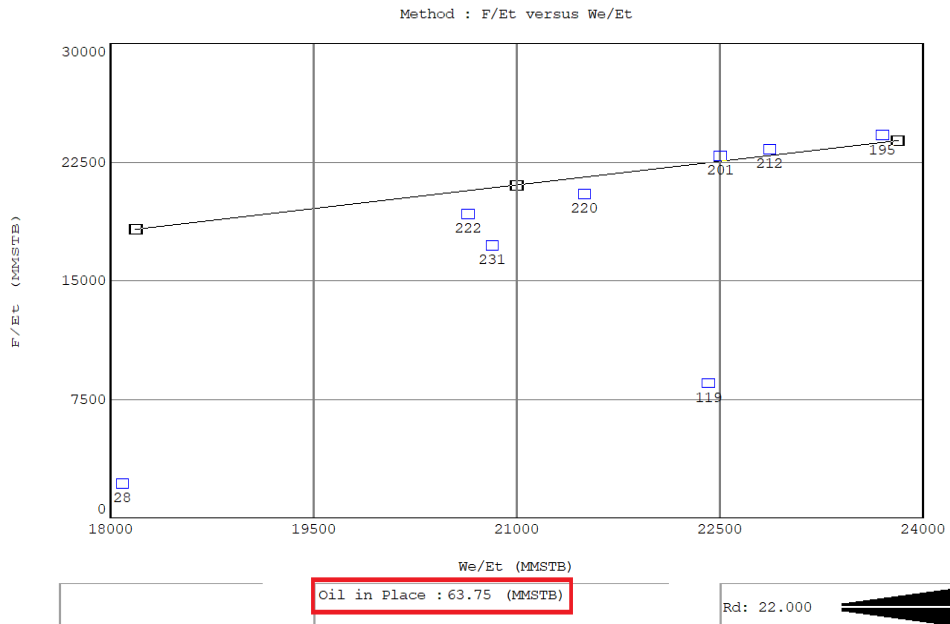


Figura 3. 27 POES.

Fuente: Mbal v10.5, 2010.

POES = 63.75 MM B

3.4 Estimación de reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas

Procedimiento:

Primero se tiene que seleccionar un periodo de producción que sea representativo a las condiciones actuales, es decir dónde la producción de agua este en aumento y la tasa de petróleo en disminución. Vamos a analizar el periodo del 2007-2013 y a definir el modelo de declinación para ese periodo.

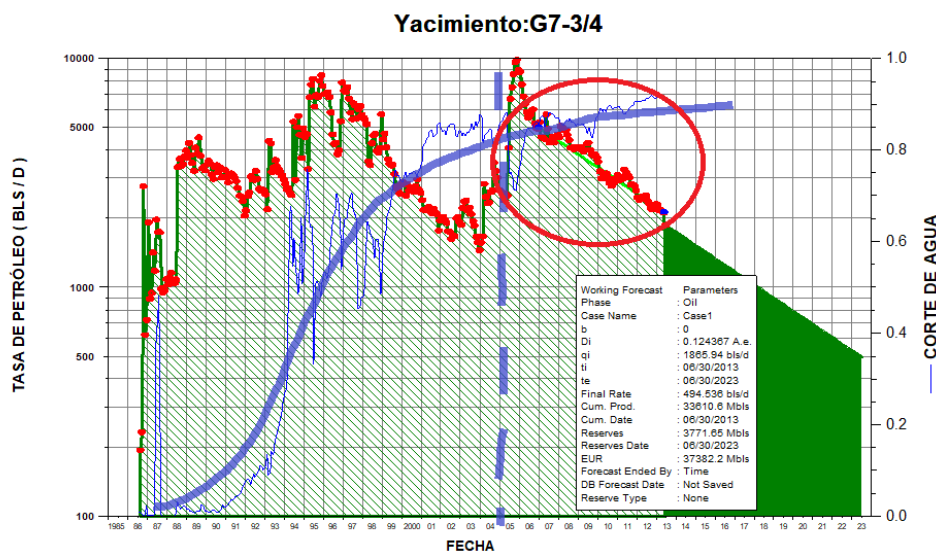


Figura 3. 28 Selección del periodo más representativo.

Fuente: OFM v2.0,2007.

Luego se procede a la verificación de los parámetros operacionales desde el punto de vista del sistema de levantamiento que no hayan cambiado para garantizar la declinación natural del yacimiento. Para ello se lo debe hacer a todos los pozos, en este caso se muestran dos graficas de manera representativa.

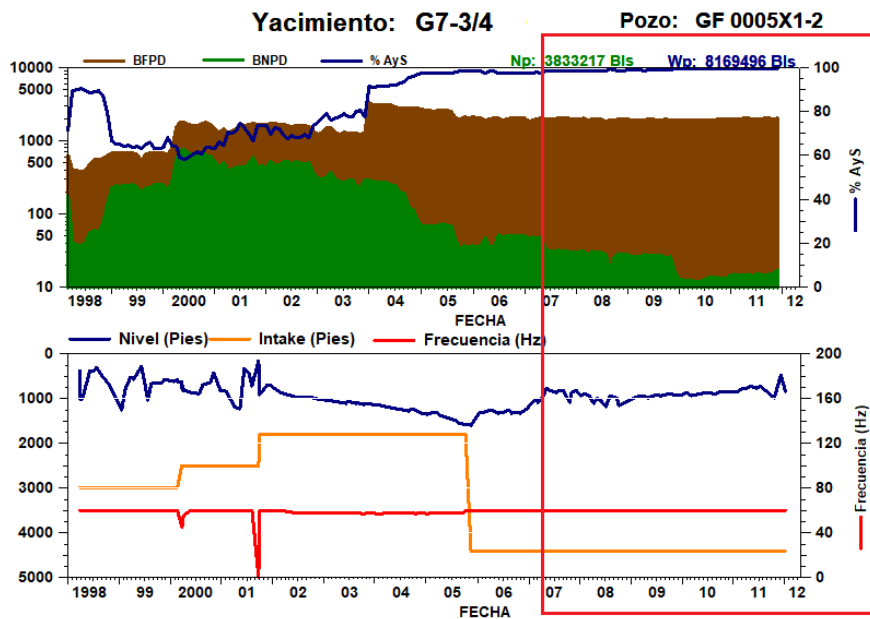


Figura 3. 29 Verificación parámetros operacionales y sistema de levantamiento GF-5.

Fuente: OFM v2.0,2007

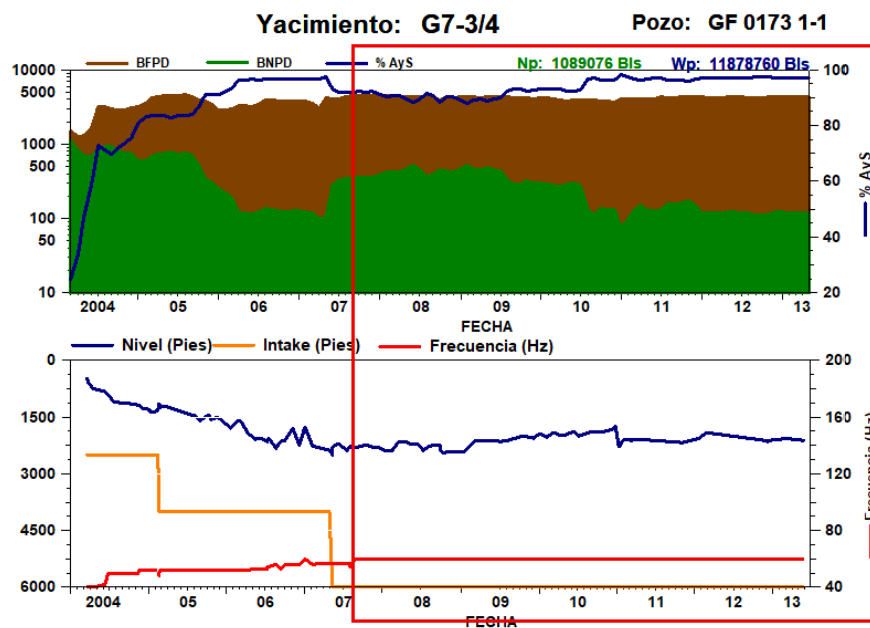


Figura 3. 30 Verificación parámetros operacionales y sistema de levantamiento GF-173.

Fuente: OFM v2.0,2007.

Ahora verificamos la procedencia del agua a través del método cualitativo “Curvas de Chan” que buscan determinar si el aumento del agua ha sido por conificación, comunicación mecánica o por una condición natural (canalización y avance

normal); y no solo confiar en que como el corte de agua está incrementando decir que es un comportamiento natural.

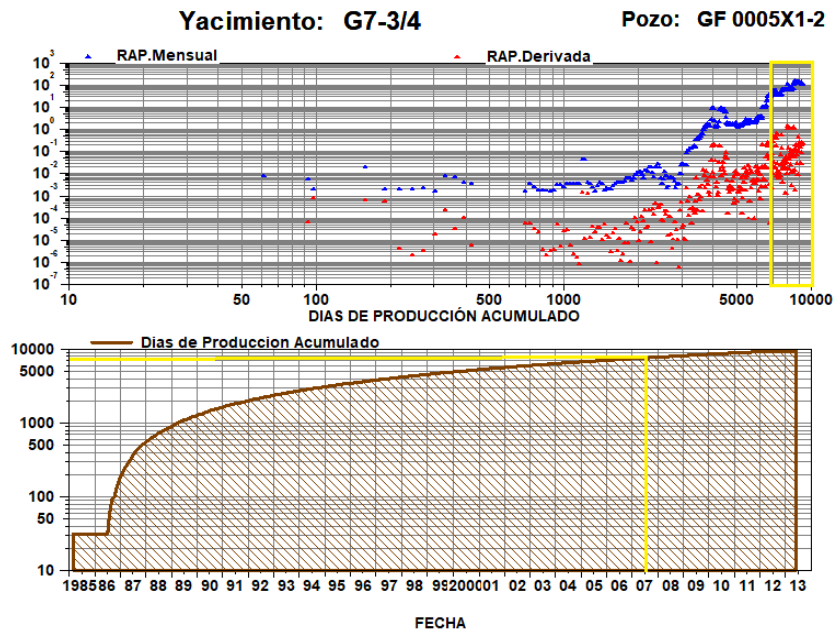


Figura 3. 31 Selección de periodo para análisis de procedencia de agua.

Fuente: OFM v2.0,2007.

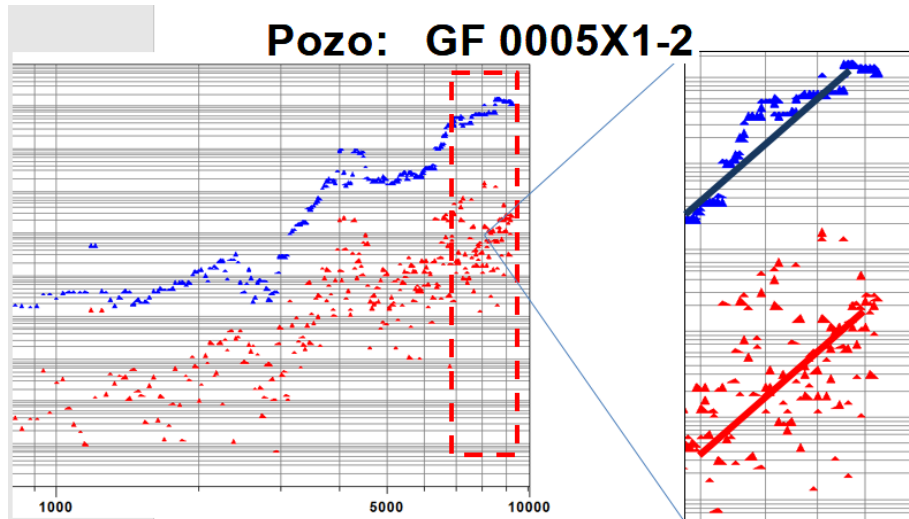


Figura 3. 32 Canalización GF-5.

Fuente: OFM v2.0,2007.

Pozo: GF 0173 1-1

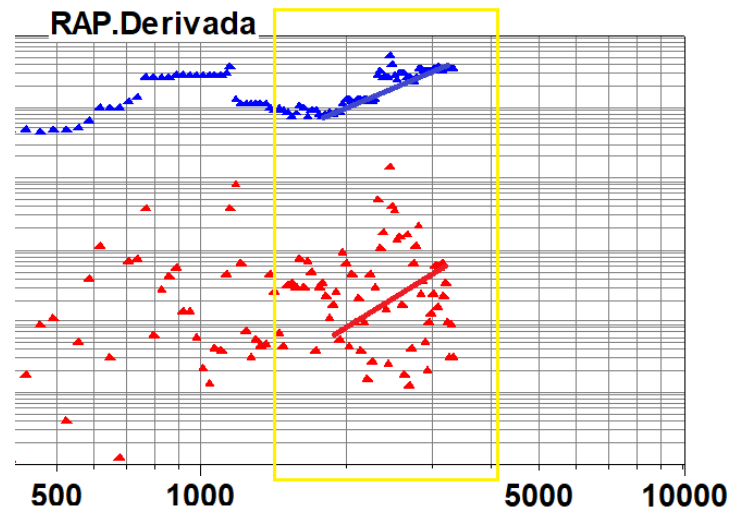


Figura 3. 33 Canalización GF-173.

Fuente: OFM v2.0,2007.

Yacimiento:G7-3/4

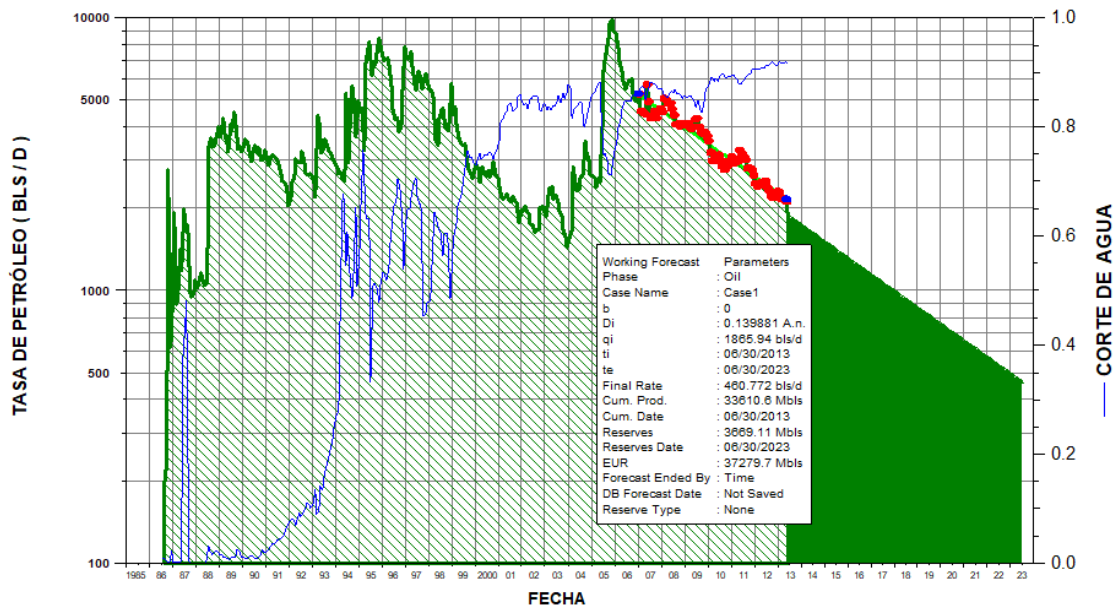


Figura 3. 34 Cálculo del modelo de declinación.

Fuente: OFM v2.0,2007.

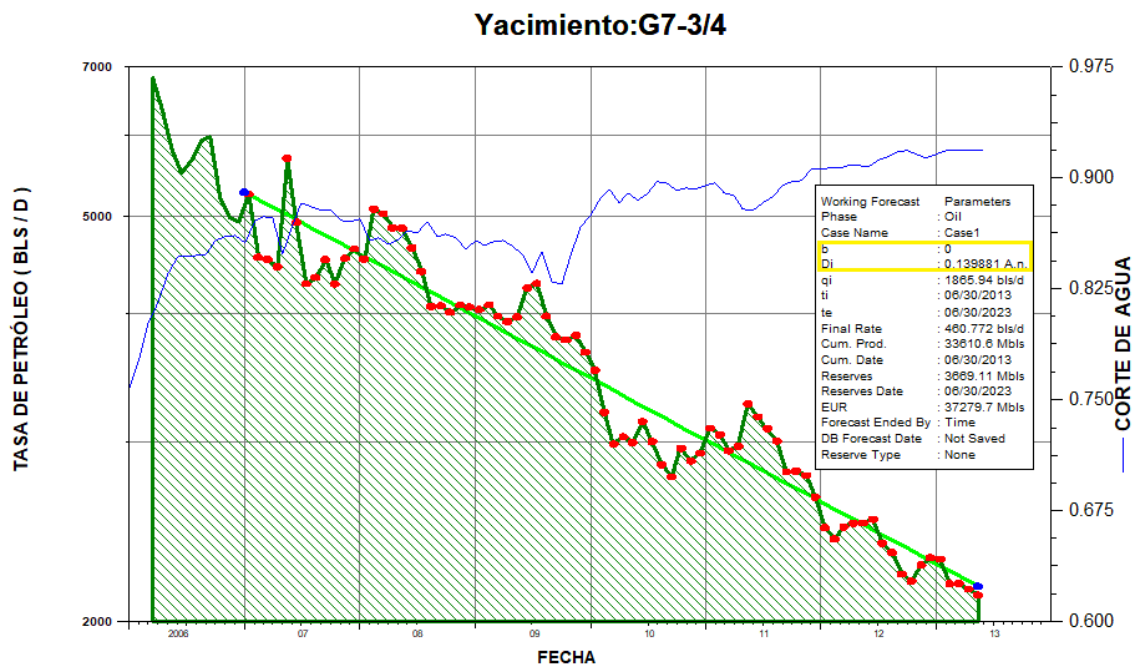


Figura 3. 35 Modelo exponencial $b=0$ y $Di=0.139881$ A.n.

Fuente: OFM v2.0,2007.

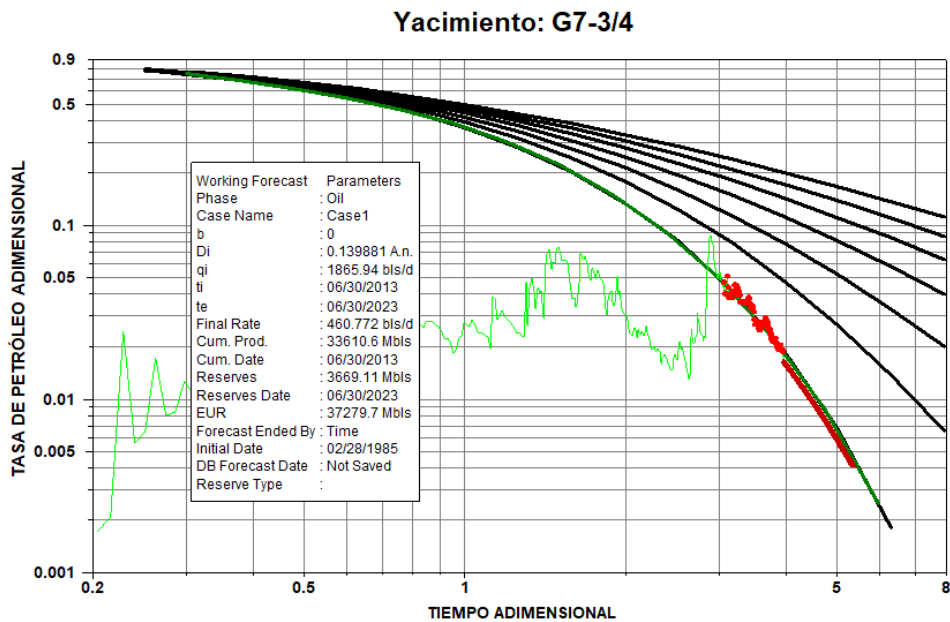


Figura 3. 36 Validación del modelo de declinación por curva tipo Fetkovich.

Fuente: OFM v2.0,2007.

Yacimiento:G7-3/4

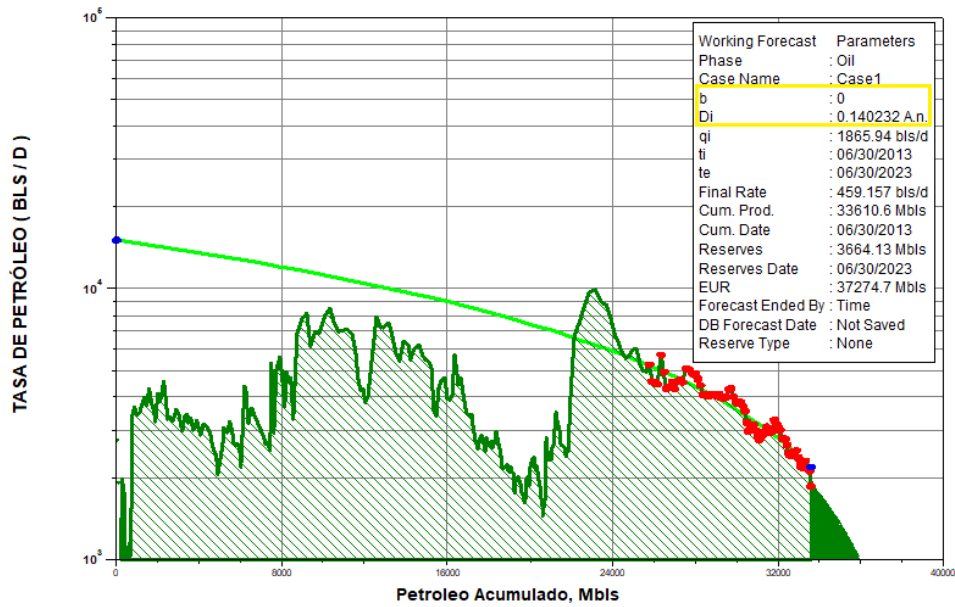


Figura 3. 37 Validación por gráfica Q_o vs N_p .

Fuente: OFM v2.0,2007.

Tabla 3. 5 Selección de pozos activos y cálculo de tasa límite para el yacimiento.

NÚMERO DE POZOS	POZOS ACTIVOS	TASA DE FLUÍDO	TASA LÍMITE ECONÓMICA DEL POZO
1	GF-5	1426.3	42.789
2	GF-79	1398.3	41.949
3	GF-146	3485.4	104.562
4	GF-151	725.6	21.768
5	GF-152	2847.5	85.425
6	GF-153	4088.3	122.649
7	GF-158	803.3	24.099
8	GF-173	4319.2	129.576
9	GF-176	818.3	24.549
10	GF-202	198.4	5.952
11	GF-208	916.2	27.486
12	GF-222	1186.7	35.601
TASA LÍMITE ECONÓMICA DEL YACIMIENTO			666.405

Fuente: OFM v2.0,2007.

Current Scenario: YACIMIENTO: G7-3/4 GF 5 [Current Case: Case1] ? X

Flow Model Forecast

Oil Schedules

1 Add Delete
Insert Name

Oil: Schedule # 1

Start Time Last Historical Date

Start Rate Last Historical Rate

Reserve Type None

Schedule Limits (Oil: Schedule # 1)

End Time Date 20600101 YYYYMMDD

End Rate 666.405 bbl/d

Sch. Reserves Mbbl

Total Reserves Mbbl Default Limits

Decline Parameters (Oil: Schedule # 1)

Type Exponential b 0 Reinitialize

Rate User Defined Di 0.139881 A.n.

Advanced Settings (Oil: Schedule # 1)

Capacity Limit bbl/d Days Off days

Switch Rate A.n. Downtime %

OK Cancel

Figura 3. 38 Ingreso del modelo de declinación en OFM para estimación de reservas desarrolladas.

Fuente: OFM v2.0,2007.

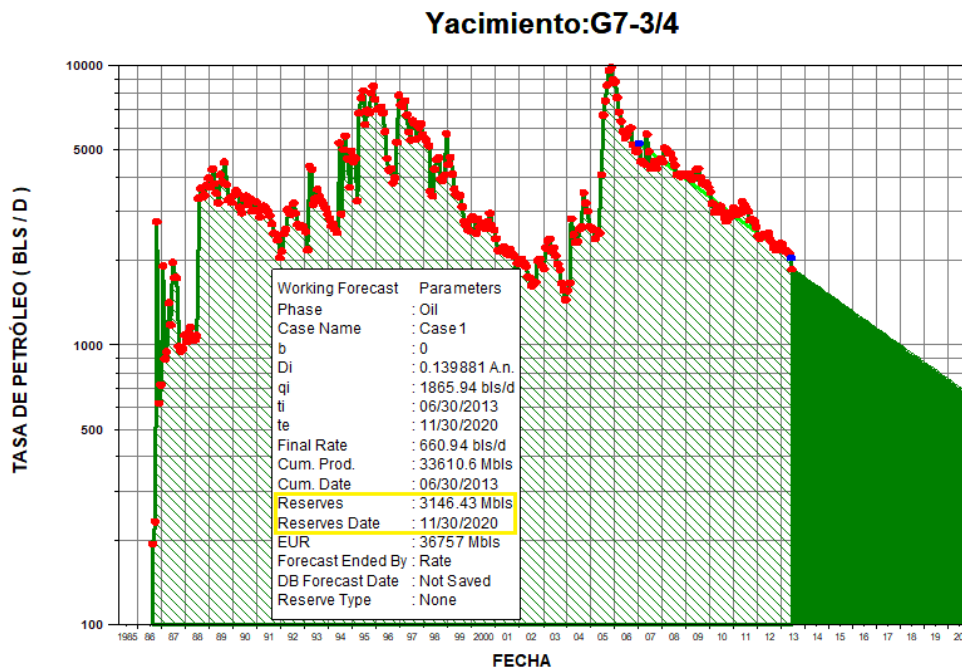


Figura 3. 39 Estimación de reservas desarrolladas.

Fuente: OFM v2.0,2007.

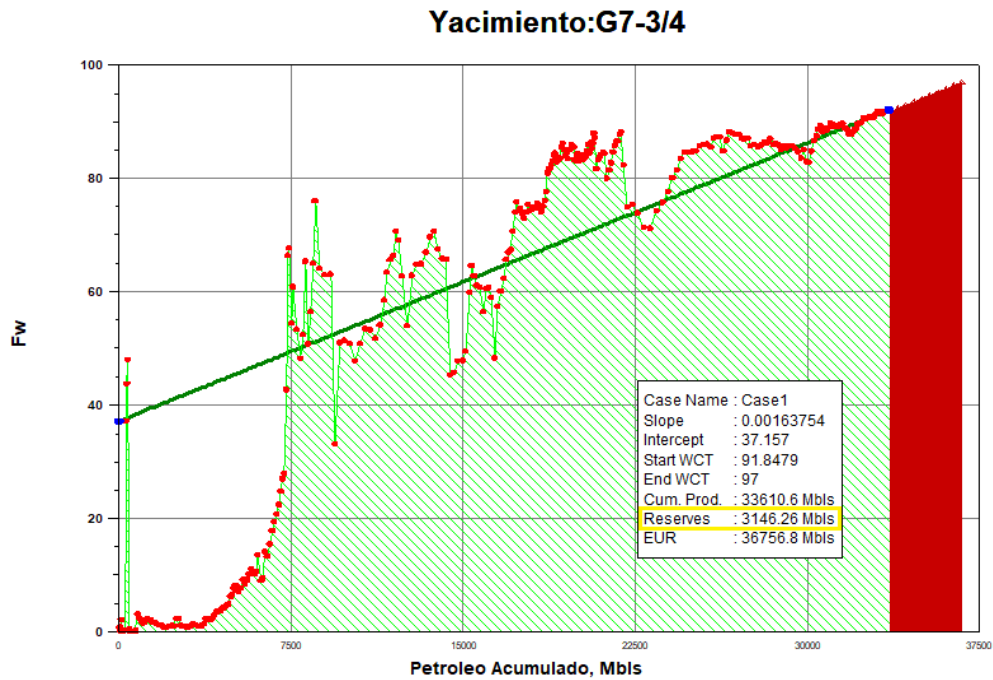


Figura 3. 40 Método de Blasingame.

Fuente: OFM v2.0,2007.

3.5 Resultados finales del POES y porcentaje de error con respecto al oficial

Se obtuvo los POES por los diferentes métodos con un error menor al 5% con respecto al oficial de 62.365MMBLS por el método geo estadístico.

Tabla 3. 6 Resultados del POES por diferentes metodologías

Método Volumétrico		
	Valor	Unidades
POES	61.029	MMBLS
Error	2.14	%
Método Probabilístico		
	Valor	Unidades
POES	65.025	MMBLS
Error	4.26	%
Método de balance de materiales		
	Valor	Unidades
POES	63.75	MMBLS
Error	2.22	%

Fuente: Casañas, J; Fernández, F,2018.

3.6 Discretización de reservas recuperables, no recuperables, desarrolladas y no desarrolladas

3.6.1 Reservas recuperables

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

$$Re_{rec} = 0.741 * 65$$

$$Re_{rec} = 48.165 \text{ MMBSL}$$

3.6.2 Reservas no recuperables

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

$$Re_{Nrec} = 65 - 48.165$$

$$Re_{Nrec} = 16.835 \text{ MMBSL}$$

3.6.3 Reservas remanentes

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

$$Re_{re} = 47.23875 - 33.611$$

$$Re_{re} = 13.62775 \text{ MMBSL}$$

3.6.4 Reservas no desarrolladas

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

$$Re_{Nd} = 13.62775 - 3.146$$

$$Re_{Nd} = 10.48175 \text{ MMBL}$$

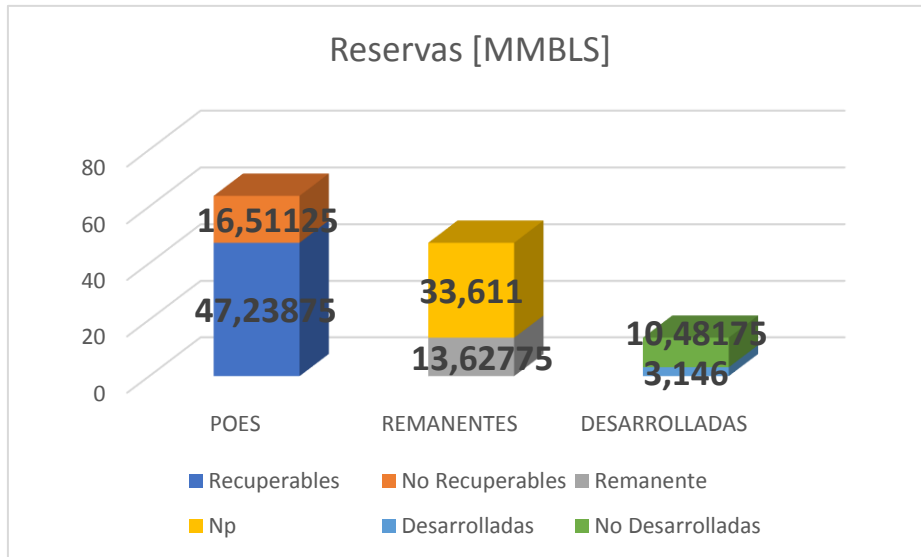


Figura 3. 41 Discretización reservas G7-3/4.

Fuente: Casañas, J; Fernández, F,2018.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- 1.- Gracias al análisis de la producción se pudo observar el comportamiento casi constante de la RGP concluyendo que el yacimiento se encuentra en estado subsaturado.
- 2.- La generación del PVT sintético y posterior calibración de este permitió al simulador generar resultados más acordes al comportamiento real de los fluidos del yacimiento.
- 3.- El mecanismo de producción para el yacimiento G7-3/4 resultó ser empuje hidráulico con un porcentaje de incidencia cerca del 98% desde los inicios de su explotación hasta la actualidad.
- 4.- El POES por balance de materiales fue de 63.75 MMBLS con un error del 2.22% con respecto al oficial, lo cual se lo considera aceptable por ser menor al 5%.
- 5.- Las reservas recuperables son 47.23 MMBLS de las cuales se han extraído 33.61 MMBLS, quedando 13.62 MMBLS de reservas remanentes.
- 6.- El tipo de declinación para el yacimiento G7-3/4 es exponencial($b=0$), con su tasa de declinación 0.139881 A.n y coeficiente de determinación (R^2) 0.930593.
- 7.- La predicción del comportamiento futuro de producción de los pozos activos, considerando un límite económico equivalente al 97% de Corte de Agua y sedimentos arrojó unas reservas remanentes desarrolladas de 3.146 MMBLS para el año 2020.
- 8.- Con la predicción de la producción se pudo obtener las reservas remanentes no desarrolladas 10.48 MMBLS, cantidad considerablemente a tener en cuenta para futuros planes estratégicos de desarrollo del campo.

4.2 Recomendaciones

- 1.- El cálculo del POES probabilístico en el presente proyecto utilizó datos de 15 pozos que fueron los que estuvieron disponibles; y dado que Crystal Ball solicita al menos 15 datos, se recomienda utilizar la mayor cantidad posible; motivo por el cual el POES por éste método dio un error del 4.26%, lo cual no lo desmerita por ser menor al 5% aceptado.
- 2.- La clave para una buena estimación del POES por balance de materiales radica en lograr un buen cotejo de presiones, debido a que si las presiones simuladas no se asemejan a las presiones reales del yacimiento no tendría sentido el valor estimado, por lo cual se tiene que tener cuidado al seleccionar las presiones al datum que representen una tendencia de disminución porque estas presiones son las que van a permitir un POES con gran certidumbre.
- 3.- La gerencia de yacimientos realiza la estimación de las reservas por yacimiento porque es un método muy versátil; pero esto es debido a que sus ingenieros conocen perfectamente las tasas de declinación de cada uno de sus pozos y sus límites económicos; por lo cual recomendamos hacer la estimación por pozo teniendo en cuenta los parámetros operacionales y de producción porque estos van a garantizar de mejor manera la representación de la tasa de declinación del yacimiento; además que se tiene que tener en cuenta los futuros reacondicionamientos ya que éstos van a aportar a las reservas remanentes desarrolladas futuras.
- 4.- Dado que las reservas remanentes no desarrolladas son de 10.48 MMBLS con un precio de crudo WTI promedio \$65 al mes de agosto del 2018, estarían en juego alrededor \$681.2 MM, dinero que el estado debe garantizar a fin de mantener la sostenibilidad económica del país, con lo cual recomendamos proponer planes de desarrollo futuro de perforación para aumentar la producción.

Bibliografía

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Bánzer, C. (1996, Enero). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Maracaibo. Retrieved from <http://oilproduction.net/files/Correlaciones%20PVT-Carlos%20Banzer.pdf>
- Carreño, D., & Zarate, D. (2014). *PLAN ESTRATÉGICO DE PRODUCCIÓN, CASO: REHABILITACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO GUAFITA,*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Chan. (1995). *Water Control Diagnosis Control. Huston.* SPE.
- Dake, L. (2001). *The Practice of Reservoir Engineering* . Amnterdam-Netherland: Elsevier Scencie B.V.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Hurtado , M., Delgado , M., Palacios, Z., & Escalante , J. (2007). *Modelo sedimentológico de los yacimientos G9 y G10 del campo*. Merida: Revista Ciencia e Ingenieria .
- MACUALO, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos* . Colombia : Universidad Surcolombia.
- Millán, Y. B. (2007). *MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO G7-2 INF DEL MIEMBRO GUARDULIO DE LA FORMACIÓN GUAFITA, ÁREA SUR, CUENCA BARINAS-APURE*. Cabimas- Venezuela: REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA UNIVERSIDAD DEL ZULIA.
- PDVSA. (1997). *Caracterizacion Energetica de los Yacimientos*. CIED .
- PDVSA. (1997). *Estimacion y Calcúlo de Reservas de Hidrocarburos* . CIED.
- Petroleum Experts. (2005, Diciembre). *MBAL Reservoir Engineering toolkit*. Retrieved from http://www.fanarco.net/books/reservoir/MBAL_Complete.pdf
- R, R. J. (2005). *Modelo Dinamico del Yacimiento G7-3/4 del miembro Guardulio de la formacion Guafita Sur, Área Sur, cuencas Barinas-Apure*. Maracaibo: Universidad de Zulia.

Rivera, J. (2009). *Practicas de Ingenieria de Yacimientos*. Maracaibos: Universidad del Oriente.