



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE
MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO
COMPOSICIONAL”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**KEVIN ARNALDO DELGADO LAÍNEZ
GEREMY ARGENIS RODRÍGUEZ LAINEZ**

TUTOR:

ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE
MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO
COMPOSICIONAL”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**KEVIN ARNALDO DELGADO LAÍNEZ
GEREMY ARGENIS RODRÍGUEZ LAINEZ**

TUTOR:

ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo especialmente a Dios, por darnos la vida y permitir formarnos profesionalmente en este centro de educación superior; a nuestros padres, que con su esfuerzo han logrado fundamentar este logro académico.

En general dedicamos este trabajo a todas aquellas personas que se esfuerzan en conseguir sus logros, en cumplir cada una de sus metas, que este trabajo sea ejemplo de proyección en la adquisición del conocimiento.

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO COMPOSICIONAL**”, elaborado por los estudiantes: **DELGADO LAÍNEZ KEVIN ARNALDO, RODRÍGUEZ LAÍNEZ GEREMY ARGENIS**, egresados de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.

Atentamente,



Ing. Jorge Ordoñez Andrade MSc.

Docente Tutor

C.I. 0926920729

DECLARACION DE AUTORIA

Delgado Laínez Kevin Arnaldo y Rodríguez Laínez Geremy Argenis, declaramos bajo juramento que el trabajo de titulación denominado “**DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO COMPOSICIONAL**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de ciencias de la Ingeniería, carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Delgado Laínez Kevin Arnaldo

C. I. 0926917246



Rodríguez Laínez Geremy Argenis

C. I. 2400101958

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Jorge Ordoñez Andrade MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO COMPOSICIONAL”**, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por los señores: **Delgado Laínez Kevin Arnaldo y Rodríguez Laínez Jeremy Argenis**, egresados de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes



Ing. Jorge Ordoñez Andrade MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, MSc. Irlanda Roselia Lainez Merchán. C.I 0913986923, certifico que he revisado la redacción estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación **“Diseño de un software para balance de materiales en un yacimiento de petróleo composicional”**; elaborado por **Delgado Láinez Kevin Arnaldo y Rodríguez Láinez Jeremy Argenis**; presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

En el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes.

Santa Elena, 18 de agosto de 2021

MSc. Irlanda Roselia Lainez Merchán

Cel 0990245114

AGRADECIMIENTO

A Dios, por ser nuestro motor y fuerza en cada momento de nuestras vidas.

A nuestros padres, por ser nuestros cimientos, por los valores inculcados en el hogar.

A nuestra familia, por el apoyo en toda la carrera universitaria y en cada paso de la vida.

A nuestros docentes, por habernos guiado de manera profesional, cultivando valores y apoyándonos en nuestro proceso de formación.

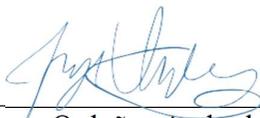
A la UPSE, por abrir sus puertas y brindar las oportunidades de enriquecimiento en conocimientos científicos.

TRIBUNAL DE GRADO

Qf. Rolando Calero Mendoza, PhD.
DIRECTOR DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS



Ing. José Villegas Salabarría, MSc
PROFESOR DE ÁREA



Ing. Jorge Ordoñez Andrade, MSc
TUTOR



Firmado digitalmente
por ERICA
LORENZO
GARCIA

Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE Y SECRETARÍA DE LA UIC

CONTENIDO

	Pag.
DEDICATORIA.....	iii
DECLARACION DE AUTORIA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTO	viii
CONTENIDO.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvi
GLOSARIO	xvii
RESUMEN	xx
ABSTRACT	xxi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	22
1.1 ANTECEDENTES	23
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	24
1.3 OBJETIVOS	26
1.3.1 Objetivo General.....	26
1.3.2 Objetivo Específicos.....	26

1.4	JUSTIFICACIÓN	27
1.5	HIPÓTESIS	27
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		28
2.1	ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES.....	28
2.2	CARACTERÍSTICAS DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES	28
2.3	CONSIDERACIONES GENERALES DEL USO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO, GAS SECO Y CONDENSADO	29
2.3.1	Ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas seco.....	30
2.3.2	Ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas condensado... 31	
2.3.3	Ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas-hidrocarburo a presión alta.	32
2.3.4	Ecuación de balance de materiales para yacimientos de petróleo.....	33
2.4	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	34
2.5	CORRELACIONES PVT.....	34
2.6	CORRELACIONES PVT DEL PETRÓLEO.....	35
2.7	TÉCNICAS DE BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS	35
2.7.1	Método de p/z vs. Gp.....	35
2.7.2	Método de Havlena y Odeh.....	36
2.7.3	Método F vs. Et.	37
2.7.4	Método de Fetkovich.....	38
2.7.5	Método Eg/Eo.....	39
2.7.6	Método de balance de material de gas fluyente.....	40
2.7.7	Método de balance de material de Roach.....	41
2.7.8	Método fluyente.....	44

2.8	MECANISMOS DE EMPUJE.....	44
2.8.1	Empuje por gas en solución.....	44
2.8.2	Empuje por gas del casquete.....	45
2.8.3	Empuje por entrada natural de agua.....	45
2.9	ESTIMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN SITIO.....	45
2.10	MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS.....	46
2.10.1	Método volumétrico.....	46
2.10.2	Método estadístico.....	47
2.10.3	Método de Montecarlo.....	47
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE MATERIAL BALANCE		
	SYSTEM (MBS).....	48
3.1	ALGORITMO GENERAL DE MATERIAL BALANCE SYSTEM (MBS).....	48
3.1.1	Módulo de Fluidos.....	49
3.1.2	Módulo de Yacimiento.....	50
3.1.3	Módulo de Producción.....	50
3.1.4	Módulo PVT.....	51
3.1.5	Módulo de presentación de resultados.....	51
3.2	DISEÑO DEL SOFTWARE MATERIAL BALANCE SYSTEM (MBS).....	52
3.2.1	Características del software MBS.....	52
3.2.2	Interfaz gráfica de usuario MBS.....	53
3.2.3	Sección 1: Selección de fluido.....	54
3.2.4	Sección 2: Selección del yacimiento.....	54
3.2.5	Sección 3: Carga de datos de producción y datos PVT.....	56
3.2.6	Sección 4: Selección de la técnica de balance de materiales y cálculos matemáticos.....	59
3.2.7	Sección 5: Presentación de resultados.....	60

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	62
4.1 CASO 1: RESULTADOS EN UN YACIMIENTO NO VOLUMÉTRICO PARA GAS SECO, MÉTODO HAVLENA Y ROACH.....	62
4.2 CASO 2: RESULTADOS EN UN YACIMIENTO VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO NEGRO, MÉTODO F VS Et.....	66
4.3 CASO 3: RESULTADOS EN UN YACIMIENTO DE GAS SECO VOLUMÉTRICO, MÉTODO P/Z VS. G_p	69
4.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL SOFTWARE MBS.....	71
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
5.1 CONCLUSIONES.....	72
5.2 RECOMENDACIONES.....	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
FIGURA 1. MÉTODO F VS. ET PARA ESTIMAR EL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO.....	37
FIGURA 2. MÉTODO EG/EO PARA ESTIMAR EL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO.....	39
FIGURA 3. PRESIÓN EN EL YACIMIENTO EN ESTADO ESTABLE	40
FIGURA 4. BALANCE DE MATERIALES DE GAS FLUYENTE.....	41
FIGURA 5. BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS SOBREPRESURIZADOS.	42
FIGURA 6. MÉTODO DE ROACH.....	43
FIGURA 7. MÉTODO FLUYENTE	44
FIGURA 8. ALGORITMO MATERIAL BALANCE SYSTEM (MBS).....	48
FIGURA 9. ALGORITMO D	49
FIGURA 10. ALGORITMO DEL MÓDULO DE YACIMIENTOS	50
FIGURA 11. ALGORITMO DEL MÓDULO DE PRODUCCIÓN.....	50
FIGURA 12. ALGORITMO DEL MÓDULO PVT	51
FIGURA 13. INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO, MBS.....	53
FIGURA 14. SECCIÓN 1, SELECCIÓN DEL FLUIDO.....	54
FIGURA 15. SECCIÓN 2, SELECCIÓN DEL YACIMIENTO VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO NEGRO.....	55
FIGURA 16. SECCIÓN 2, SELECCIÓN DEL YACIMIENTO VOLUMÉTRICO DE GAS SECO.....	55
FIGURA 17. SECCIÓN 2, SELECCIÓN DEL YACIMIENTO DE GAS SECO NO VOLUMÉTRICO.....	55
FIGURA 18. SECCIÓN 3, CARGAR DATOS DE PRODUCCIÓN Y PVT DE PETRÓLEO NEGRO.....	56
FIGURA 19. SECCIÓN 3, CARGAR DATOS DE PRODUCCIÓN Y PVT DE GAS SECO PARA YACIMIENTO VOLUMÉTRICO.....	57
FIGURA 20. SECCIÓN 3, CARGAR DATOS DE PRODUCCIÓN Y PVT DE GAS SECO PARA YACIMIENTO NO VOLUMÉTRICO.....	57

FIGURA 21. SECCIÓN 3, INTRODUCIR DATOS DE PRODUCCIÓN Y PVT PARA PETRÓLEO NEGRO EN YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS Y NO VOLUMÉTRICOS.....	58
FIGURA 22. SECCIÓN 3, INTRODUCIR DATOS DE PRODUCCIÓN Y PVT GAS SECO EN YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS Y NO VOLUMÉTRICOS.	58
FIGURA 23. SECCIÓN 3, INTRODUCIR DATOS DE PRODUCCIÓN Y PVT GAS SECO EN YACIMIENTOS NO VOLUMÉTRICOS.....	58
FIGURA 24. SECCIÓN 4, SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES PARA PETRÓLEO NEGRO EN YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS.....	59
FIGURA 25. SECCIÓN 4, SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES PARA GAS SECO EN YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS. ...	60
FIGURA 26. SECCIÓN 4, SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES PARA GAS SECO EN YACIMIENTOS NO VOLUMÉTRICOS.	60
FIGURA 27. SECCIÓN 5, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	61
FIGURA 28. SECCIÓN 5, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS, PETRÓLEO Y GAS EN SITIO.	61
FIGURA 29. SECCIÓN 5, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS, VERIFICACIÓN DE LA VOLUMETRÍA DEL YACIMIENTO.....	61
FIGURA 30. CÁLCULOS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES HAVLENA Y ODEH.....	64
FIGURA 31. CÁLCULOS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES ROACH.....	65
FIGURA 33. RESULTADOS GRÁFICOS UTILIZANDO SOFTWARE MBS, MÉTODO HAVLENA Y ODEH.	66
FIGURA 34. CÁLCULOS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES F VS. E_T	68
FIGURA 35. CÁLCULOS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES HAVLENA Y ODEH.....	68
FIGURA 36. CÁLCULOS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES, MÉTODO DE P/Z VS. GP.	70
FIGURA 37. RESULTADOS GRÁFICOS UTILIZANDO EL MÉTODO DE P/Z VS. GP. SOFTWARE DRYGASMB.	70
FIGURA 38. RESULTADOS GRÁFICOS UTILIZANDO EL MÉTODO DE P/Z VS. GP. SOFTWARE MBS.....	71

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
TABLA 1: TÉRMINOS DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES. ...	29
TABLA 2: PARÁMETROS GENERALES EN EL DESARROLLO DE EBM.	31
TABLA 3: CAMBIO DE VOLUMEN PRODUCIDO EN EBM.	31
TABLA 4: TÉRMINOS DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS SECO.	32
TABLA 5: TÉRMINOS DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS A PRESIONES ALTAS.	33
TABLA 6: TÉRMINOS DE LA EBM PARA YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.	33
TABLA 7: PROPIEDADES PVT	35
TABLA 8: EQUIVALENCIAS DE VARIABLES DE LA EBM.	36
TABLA 9: VARIABLES UTILIZADAS EN EL MÉTODO HAVLENA Y ODEH. ..	37
TABLA 10: EQUIVALENCIAS DE VARIABLES DEL MÉTODO F VS. E_T	38
TABLA 11: EQUIVALENCIAS DE VARIABLES DEL MÉTODO FETKOVICH. ...	38
CONTINUACIÓN DE LA TABLA 11	39
TABLA 12: EQUIVALENCIAS DE VARIABLES DEL MÉTODO E_G/E_o	40
TABLA 13: EQUIVALENCIAS DE VARIABLES DEL MÉTODO ROACH.	43
TABLA 14: EQUIVALENCIAS DE VARIABLES DE ESTIMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN SITIO.	46
TABLA 17: CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTO DE PETRÓLEO VOLUMÉTRICO, DATOS DEL ESTUDIO DE MAHIA.	67
TABLA 19: CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTO DE GAS SECO VOLUMÉTRICO, DATOS DEL SOFTWARE DRYGASMB	69
TABLA 20: DATOS DE PRODUCCIÓN Y DATOS PVT DEL YACIMIENTO DE GAS SECO VOLUMÉTRICO, DATOS DEL SOFTWARE DRYGASMB.	69
TABLA 21: COMPARACIÓN DE GOES Y POES	71

GLOSARIO

B: constante de correlación

B_g : factor de volumen de formación del gas al tiempo t, L^3/L^3 , RB/scf

B_{gi} : factor de volumen de formación del gas inicial, L^3/L^3 , RB/scf

B_o : factor de volumen de formación del aceite al tiempo t, L^3/L^3 , RB/STB

B_{ob} : factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo, L^3/L^3 , RB/STB

B_{od} : factor de volumen del aceite a partir una prueba DL, L^3/L^3 , RB/STB

B_{odb} : factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo a partir una prueba DL, L^3/L^3 , RB/STB

B_{ofb} : factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo a partir una prueba de separación flash, L^3/L^3 , RB/STB

B_{oi} : factor de volumen de formación del aceite inicial, L^3/L^3 , RB/STB

B_{tg} : factor de volumen de formación del gas total al tiempo t, L^3/L^3 , RB/scf

B_{to} : factor de volumen de formación del aceite total al tiempo t, L^3/L^3 , RB/STB

B_w : factor de volumen de formación del agua, L^3/L^3 , RB/STB

C: compresibilidad isotérmica, m/Lt^2 , psi

C: constante de correlación

C_f : compresibilidad isotérmica de la formación, Lt^2/m , psi^{-1}

C: compresibilidad isotérmica total definida en la ec. 3.22, Lt^2/m , psi^{-1}

C_w : compresibilidad isotérmica del agua, Lt^2/m , psi^{-1}

D: constante de correlación

D_p : presión inicial menos la presión actual del yacimiento, m/Lt^2 , psi

D_w : $W_e - B_w W_p$

E_{fw} : factor de expansión del agua de formación, L^3/L^3 , RB/STB

E_g : factor de expansión del gas, L^3/L^3 , RB/scf

E_o : factor de expansión del aceite, L^3/L^3 , RB/STB

F: factor definido por la ecuación 2.34

F: fluidos producidos del yacimiento, L^3 , res bbl

G: gas inicial total en el yacimiento, L^3 , scf

G_{fg} : gas en fase libre al tiempo t , L^3 , scf
 G_{fgi} : gas inicial en fase libre, L^3 , scf
 GI : gas de inyección acumulado al tiempo t , L^3 , scf
 G_p : producción acumulada de gas al tiempo t , L^3 , scf
 G_{pg} : producción acumulada de gas de la fase vapor al tiempo t , L^3 , scf
 IDD : índice de empuje por agotamiento
 IFD : índice de empuje de formación
 ISD : índice de empuje por segregación
 IWD : índice de empuje por entrada de agua
 J : función J de Leverett
 K : constante definida por la ecuación 2.24
 k : permeabilidad promedio, L^2 , md
 k_{rg} : permeabilidad relativa del gas
 k_{ro} : permeabilidad relativa del aceite
 k_{rw} : permeabilidad relativa del agua
 m : masa, m , lbm
 m : pendiente de una recta
 m : relación del volumen de la fase vapor del yacimiento y el volumen de la fase líquida del yacimiento
 M : peso molecular, m
 $n p$: presión promedio del acuífero al tiempo n , m/Lt^2 , psia
 N : aceite inicial total en el yacimiento, L^3 , STB
 n : número de moles, n
 N_{fo} : aceite en fase libre al tiempo t , L^3 , STB
 N_{foi} : aceite inicial en fase libre, L^3 , STB
 N_p : producción acumulada de aceite al tiempo t , L^3 , STB
 p : presión actual del yacimiento, m/Lt^2 , psia
 P_c : presión capilar, m/Lt^2 , psi
 p_i : presión inicial del yacimiento, m/Lt^2 , psia
 p_{Rn} : presión del yacimiento al tiempo n , m/Lt^2 , psia
 PVT : Presión, Volumen y Temperatura.
 R : constante Universal el gas, $10.732 \text{ psi-ft}^3/\text{lbm-mol-}^\circ\text{R}$, mL^2/t^2T
 R_2 : coeficiente de correlación o regresión lineal

r_{aq} : radio del acuífero, L, ft
 r_c : distancia del radio del centro del pozo a la frontera del yacimiento, L, ft
 R_{np} : presión media del yacimiento en el tiempo n, m/Lt², psia
 R_p : relación gas-aceite producido acumulado, L³/L³, scf/STB
 r_R : radio del yacimiento, L, ft
 R_s : relación de solubilidad gas-aceite al tiempo t, L³/L³, scf/STB
 R_{sb} : relación de solubilidad gas-aceite por encima del punto de burbujeo, L³/L³, scf/STB
 R_{sd} : relación de solubilidad gas-aceite a partir de la prueba DL, L³/L³, scf/STB
 R_{sdb} : relación de solubilidad gas-aceite en el punto de burbujeo a partir de la prueba DL, L³/L³, scf/STB
 R_{sfb} : relación de solubilidad gas-aceite en el punto de burbujeo a partir de la prueba de separación flash, L³/L³, scf/STB
 R_{si} : relación de solubilidad gas-aceite inicial, L³/L³, scf/STB
 R_v : relación de de aceite volátil-gas al tiempo t, L³/L³, STB /scf
 R_{vi} : relación de de aceite volátil-gas inicial, L³/L³, STB /scf
S: saturación
 S_{wi} : saturación inicial de agua
T: temperatura, T, °R o °F
t: tiempo, t
 T_{pc} : temperatura pseudocrítica, T, °R o °F
 T_{pr} : temperatura pseudoreducida, T, °R o °F
V: volumen de la fase actual del yacimiento, L³, res bbl
 V_f : volumen total de poros en el yacimiento, L³, res bbl
 V_r : volumen relativo del experimento CCE
W: volumen inicial de agua en el yacimiento, L³, res bbl
 W_e : entrada de agua del acuífero, L³, res bbl
 W_p : producción acumulada de agua al tiempo t, L³, STB
z: factor de compresibilidad del gas

“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO COMPOSICIONAL”

RESUMEN

Las técnicas de balance de materiales son herramientas importantes que se utilizan para analizar y estimar el comportamiento del hidrocarburo, aportan al cálculo de la estimación o predicción de reservas de petróleo-hidrocarburo en sitio . El objetivo de este trabajo de investigación es desarrollar un software de balance de materiales (MBS), que permita aproximar un balance de materiales de un yacimiento de petróleo composicional determinando una mejor caracterización y una estimación del comportamiento futuro del yacimiento volumétrico y no volumétrico. Para aquello se analiza las diferentes técnicas de balance de materiales derivadas de la Ecuación de Balance de Materiales (EBM), F vs. E_i , Havlena y Odeh, Roach, P/z vs. G_p . Se utilizan conceptos estadísticos como regresión lineal, varianza, covarianza, coeficiente de correlación, recta de regresión, obteniendo resultados de análisis del comportamiento de un yacimiento mediante gráficos bidimensionales, estos resultados son comparados con otra aplicación informática. MBS reporta aproximaciones cercanas al petróleo-hidrocarburo original en sitio (POES/GOES), con aceptables porcentajes de error, para petróleo en un yacimiento volumétrico se reportan errores de 3,47% y 15,68%; para gas seco en un yacimiento no volumétrico 3,01% y 2,26%; y para gas seco en yacimientos volumétricos 1,81%.

PALABRAS CLAVE: BALANCE DE MATERIALES / COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTO / ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES / ESTIMACIÓN DE HIDROCARBURO.

“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA BALANCE DE MATERIALES EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO COMPOSICIONAL”

ABSTRACT

Materials balance techniques are important tools used to analyze and estimate the behavior of hydrocarbon; they contribute to the calculation of the estimation or prediction of oil-hydrocarbon reserves on site. The objective of this research work is to develop a material balance software (MBS), which allows to approximate a material balance of a compositional oil reservoir, determining a better characterization and an estimate of the future behavior of the volumetric and non-volumetric reservoir. For that which analyzes the different material balance techniques derived from the Material Balance Equation (EBM), Havlena and Odeh, Roach, P / z vs. G_p . Statistical concepts such as linear regression, variance, covariance, correlation coefficient, regression line are used, obtaining results of analysis of the behavior of a reservoir through two-dimensional graphs, these results are compared with another computer application. MBS reports close approximations to oil-hydrocarbon original on site (POES / GOES), with acceptable error rates, for oil in a volumetric reservoir, errors of 3.47% and 15.68% are reported; for dry gas in a non-volumetric reservoir 3.01% and 2.26%; and for dry gas in volumetric reservoirs 1.81%.

KEYWORD: MATERIAL BALANCE / RESERVOIR BEHAVIOR / MATERIAL BALANCE EQUATION / HYDROCARBON ESTIMATION.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

La ecuación de balance de materiales es considerada como una de las herramientas más importantes para la interpretación y predicción de un yacimiento. Existen técnicas clásicas de balance de materiales, las mismas que han sido automatizadas por programas de computadores o simuladores numéricos. Estos programas son desarrollados como softwares dinámicos que determinan información crucial sobre el comportamiento del hidrocarburo (Sun et al., 2018).

Existen varias metodologías para el uso de la técnica de balance de materiales, sin embargo en términos generales son aproximaciones numéricas simplificadas que se encargan de estimar el comportamiento de los hidrocarburos en el yacimiento. Además, estas aproximaciones son de vital importancia para calcular perfiles de producción de campos petroleros (Stanko, 2021).

El método clásico de balance de materiales es utilizado principalmente para la estimación del petróleo y gas en sitio, así como es empleado para evaluar los mecanismos de producción. Por otra parte este método también permite comparar el historial del yacimiento, prediciendo un comportamiento futuro del mismo (Satter & Iqbal, 2016)

Las diferentes técnicas de balance de materiales que existen actualmente, se han codificado en diferentes lenguajes de programación, dando lugar a varios simuladores o aplicaciones informáticas que determinan la cantidad de hidrocarburos en sitio y diferentes variaciones de la presión en un yacimiento (Bakhty et al., 2020).

Bajo este contexto se enmarca la relevancia de un software para el cálculo de balance de materiales de hidrocarburos, dando lugar a estimaciones de reservas y a una posible explicación del comportamiento de un yacimiento. Esta aplicación informática debe considerar diferentes técnicas o modelos de balance de materiales aplicables al petróleo,

gas seco y gas condensado, mediante el uso de algoritmos que definan el objetivo de este software.

En el presente trabajo se redacta lo consiguiente. En el primer capítulo se presenta, la investigaciones relacionadas con el cálculo de balance de materia, problemática de la misma, los objetivos que deseamos alcanzar al finalizar nuestro trabajo de investigación, justificando el motivo para realizarlo, considerando la hipótesis. El segundo capítulo describe la ecuación de balance de materiales y sus diferentes técnicas utilizadas, para el cálculo de yacimiento de gas seco y petróleo negro, la descripción del tercer capítulo referencia la explicación y utilización de los módulos de creación del software MBS. En el cuarto capítulo tenemos los análisis de resultado donde se consideró tres trabajos bibliográficos relacionados, comparando el desenvolvimiento del software creado con otros existentes. Concluyendo que el software MBS al realizar los cálculos de las diferentes técnicas de EBM los resultados obtenidos del volumen de poes y goes son confiables. Finalizando con las recomendaciones que deben ser consideradas para futuras investigaciones.

1.1 ANTECEDENTES

Los modelos de balance de materiales son aproximaciones numéricas simplificadas para estimar la evolución de los yacimientos de petróleo. (Stanko, 2021), determinó que para el modelo de balance de materiales es necesario partir de datos iniciales obtenidas de cantidades superficiales de petróleo producidas a través del tiempo, lo que finalmente logra que converja el volumen de poros de la capa productora en cada iteración del método. Este modelo reproduce con éxito los resultados del caso base de petróleo volátil de Borthne y un caso de gas seco, considerando agua y gas (Stanko, 2021).

Son varios los autores que sustentan la importancia del uso del método de balance de materiales para el estudio de un yacimiento de petróleo. Por ejemplo (Fianu et al., 2019), enuncian que la ecuación de balance de materiales ha sido una herramienta importante para realizar predicciones futuras de yacimientos, especialmente pronósticos en yacimientos convencionales.

Por otro lado, (Canel y Robasco, 1992) usaron un modelo composicional diseñado para cualquier tipo de fluido: retrógrado, condensado, reinyección de gas, inyección de agua. Aplican la metodología de balance de materiales para la simulación del comportamiento termodinámico de fluidos en los yacimientos, para aquello utiliza un software que presenta resultados como producción acumulada de petróleo, gas y agua, en función de la presión y el tiempo.

Otro ejemplo es el trabajo de (Moghadam, 2011), quienes aplican un nuevo modelo de la ecuación de balance de materiales a un reservorio de gas volumétrico, determinando compresibilidades efectivas comparadas con los índices de mecanismos de producción, además recalca la importancia del tiempo en el análisis de datos de producción.

(Ahmed, 2006), realizaron un estudio de cual proveen diferentes contribuciones reflejando que la ecuación de balance de materiales proporciona una fuente independiente de validación para simuladores numéricos y que a su vez es aplicable a cualquier carbón que se comporte de acuerdo a la ecuación isotérmica de Langmuir. En los resultados se refleja que el método utilizado en su trabajo predice con buena precisión el futuro rendimiento de producción y presión.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos petroleros antes de ser producidos cuentan un volumen determinado de hidrocarburos, a este valor numérico se lo conoce como petróleo original en sitio (POES), el cual representa la cantidad de fluidos presentes en la geometría porosa del yacimiento. Este volumen es calculado mediante diferentes métodos. Por ejemplo, uno de los métodos utilizados en los principios de la explotación petrolera mundial es el método volumétrico, debido a que en los inicios del desarrollo del campo no se cuenta con un historial de producción, ni de presión dando lugar a una subestimación de los datos del POES. Este antecedente hace necesario comparar dichos datos iniciales con datos actuales para lograr una correlación más apropiada de este cálculo. Existen varios métodos para realizar esta comparación, sin embargo uno de los métodos más utilizados en la actualidad es el método de balance de materiales, el cual provee una mayor eficiencia de recopilación de datos que son más precisos de los diferentes campos de petróleo.

Para el uso del método de balance de materiales se utiliza una mayor cantidad de datos para su predicción, consiguiendo una mejor caracterización del yacimiento y de esta manera lograr una mejor comparación con el método volumétrico.

Si se aplica adecuadamente la ecuación de balance de materiales, es posible estimar la cantidad de hidrocarburos originalmente en sitio en el yacimiento y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Por lo que es necesario disponer de una herramienta computacional que permita automatizar métodos de análisis y estudio de balance de materiales en un yacimiento de petróleo composicional.

La ecuación de balance de materiales es una técnica muy utilizada para la predicción y la interpretación de rendimiento del yacimiento, logrando estimar valores importantes para la toma de decisiones de desenvolvimiento de un yacimiento como:

- Estimación de hidrocarburos iniciales en el yacimiento,
- Predicción del recobro final del yacimiento,
- Predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

Otro parámetro de gran importancia que juega un rol fundamental en el comportamiento dentro del yacimiento es la estimación de la magnitud de los mecanismos de empuje que tiene el reservorio y la aportación de ese mecanismo a la producción.

Existen diferentes técnicas de balance de materiales en yacimientos de petróleo:

- Método de Havlena y Odeh
- Método de p/z vs. G_p .
- Método F vs. E_t
- Método de Fetkovich
- Método de Roach
- Método para el cálculo de reservas (volumétrico, balance de materiales, estadístico y probabilístico).

La automatización de estos procesos conlleva consigo la necesidad de proveer al software de datos necesarios de entrada, que se agregan a la aplicación y permiten proyectar una

aplicación informática amigable e interactiva con el usuario. Esta aplicación deberá estar distribuida según los diferentes módulos que proporcionará el software de acuerdo a las capacidades de esta, involucrando en sus interfaces la opcionalidad de interactuar con datos de yacimiento (volumétrico y no volumétrico), producción (datos de producción) y PVT (generación de PVT por correlaciones) e índices de mecanismos de producción (mecanismos de empuje).

Los resultados muestran gráficos de curvas por medio de regresión lineal según el método de balance de materiales utilizado, reportando las características del yacimiento. El software denominado “Material Balance System” en el idioma inglés (traducido al español es “sistema de balance de materiales”) para el balance de materiales, se diseñará y codificará en el lenguaje de programación Visual Basic.Net. Este software permite la integración de forma práctica de los diferentes cálculos de la ecuación de balance de materiales con gráficos y tablas visualmente agradables para el usuario.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar un aplicación computacional para el balance de materiales en un yacimiento de petróleo composicional que determine una predicción y una mejor caracterización del comportamiento futuro del yacimiento.

1.3.2 Objetivo Específicos

- Determinar parámetros necesarios para cada una de las técnicas de balance de materiales en yacimientos de petróleo composicional.
- Generar algoritmos necesarios para programar las diferentes técnicas de balance de materiales.
- Comparar los resultados entre el método volumétrico y las técnicas de balance de materiales.
- Usar el software con un caso de estudio de referencia y comparar los resultados, verificando las funcionalidades de este.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Este trabajo de investigación se realiza con la finalidad de analizar y evaluar las diferentes técnicas de balance de materiales en un yacimiento de petróleo composicional volumétrico y no volumétrico. Si se aplica adecuadamente el método de balance de materiales, es posible determinar el comportamiento futuro de un yacimiento lo cual es de vital importancia para su desarrollo.

Se lleva a ejecución esta investigación debido a que existen estudios orientados a gas-hidrocarburo específicos, es decir hay pocas herramientas que manejan todo tipo de fluido como gas seco, gas condensado y petróleo negro. Es de vital importancia herramientas computacionales en la industria petrolera que nos permitan predecir el comportamiento de un yacimiento, más aún cuando se cuenta con fluidos de diferente origen y composición química en todos los campos petroleros del mundo. No obstante la herramienta propuesta es un aporte a la tecnología de la industria hidrocarburífera y a la preparación profesional de los estudiantes de carreras de ingeniería en minas, petróleos, etc.

En la actualidad, el laboratorio de la carrera de petróleos de la UPSE no cuenta con aplicaciones informáticas relacionadas con las técnicas de balance de materiales, por lo que se hace pertinente este trabajo de investigación que aporta al desarrollo profesional y técnico de los estudiantes de la carrera de ingeniería en petróleos de la UPSE, fortaleciendo la academia y la investigación en el ámbito universitario.

1.5 HIPÓTESIS

- Al proveer de datos iniciales a la herramienta computacional se espera que esta sea capaz de procesar esta información y de producir varios resultados de estimación del comportamiento del yacimiento.
- Al importar un modelo de una referencia académica, se espera que esta herramienta computacional produzca resultados similares a los reportados por la referencia bibliográfica, permitiendo darle validez a este software.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES

La ecuación de balance de materiales es una herramienta importante en la evaluación del comportamiento inicial y futuro de un yacimiento. Está determinada según la ley de conservación de masa. La forma básica de la ecuación de materiales radica en que la cantidad de hidrocarburos producidos es igual a los hidrocarburos iniciales menos los hidrocarburos sobrantes en el yacimiento en cualquier tiempo (Segun-Oki & Eli, 2014).

La ecuación de balance de materiales se puede aplicar para:

- Evaluar el volumen original de hidrocarburos.
- Determinar el empuje de agua en un yacimiento.
- Predecir el comportamiento futuro del yacimiento.
- Evaluación de reservas presentes del yacimiento.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES

El grupo de investigación de(Sun et al., 2018b) determina ciertas características de la ecuación de balance de materiales:

- Se evalúa en un punto del yacimiento.
- No es dependiente del tiempo.
- El influjo de agua que ingresa al yacimiento es dependiente de la presión.

- No posee forma diferencial, compara volúmenes actuales a condiciones de yacimiento a una determinada presión, con respecto al volumen original a presión inicial.

2.3 CONSIDERACIONES GENERALES DEL USO DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO, GAS SECO Y CONDENSADO

La ecuación de balance de materiales se puede interpretar como la ecuación de la línea recta. La tabla 1 muestra los términos utilizados en la ecuación de balance de materiales:

Tabla 1: Términos de la ecuación de balance de materiales.

Término	Significado
B_g	Factor de volumen de formación de gas a tiempo.
c_f	Compresibilidad isotérmica de la formación.
$E_{f,w}$	Factor de expansión del agua de formación.
E_g	Factor de expansión del gas.
N_p	Producción acumulada del petróleo a tiempo.
R_p	Relación gas-petróleo producido acumulado.
R_s	Relación de solubilidad gas-petróleo a tiempo.
S_{wc}	Saturación inicial
W_p	Producción acumulada de agua a tiempo.
F	Fluidos producidos del yacimiento.
N	Aceite inicial total del yacimiento.
m	Pendiente.

Fuente: (Sun et al., 2018a)

$$F = N_p (B_o + (R_p - R_s) B_g) + W_p B_w \quad [\text{rb}] \quad (1)$$

Con el retiro subterráneo:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g \quad [\text{rb/stb}] \quad (2)$$

El término que describe la expansión del petróleo y su gas originalmente disuelto:

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad [\text{rb/stb}] \quad (3)$$

Describiendo la expansión de la capa de gas:

$$E_{f,w} = (1+m) B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1-S_{wc}} \right) \Delta p \quad [\text{rb/stb}] \quad (4)$$

Con la expansión del agua y la reducción del volumen de los poros, la ecuación de balance de materiales se puede escribir como:

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e B_w \quad (5)$$

De esta ecuación se puede determinar una ecuación dependiendo la entrada de agua y el gas inicial (Sun et al., 2018b):

$$F = N E_o \quad [\text{rb}] \quad (6)$$

2.3.1 Ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas seco.

(Craft et al., 1991), reportan que la EBM representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control definido en las zonas del hidrocarburo, que determina la suma algebraica de los volúmenes de gas y agua. Al considerar un equilibrio en el proceso de agotamiento se determina una derivación del balance de materiales generalizada, relacionando las cantidades de agua y gas producidas.

Para estos cálculos, los datos de producción y datos del yacimiento son:

- Presión inicial del yacimiento.
- Presión promedio del yacimiento en intervalos de tiempo.
- Volumen total de gas producido.
- Factor volumétrico del gas.
- Cantidad de agua producida.
- Cantidad de agua del acuífero, invadiendo el yacimiento.

La derivación de la EBM se divide en los cambios en el volumen de agua, gas y roca que se presentan entre el momento de inicio de la producción y un tiempo determinado.

La Tabla 2, muestra los términos que se utilizan en el desarrollo de la EBM:

Tabla 2: Parámetros generales en el desarrollo de EBM.

Término	Significado
B_g	Factor volumétrico de formación del gas, bbl/PCN
c_f	Compresibilidad isotérmica de la formación, lpc^{-1}
S_{wi}	Saturación inicial de agua, fracción
W_e	Influjo de agua, bbl
W_p	Volumen acumulado de agua producida, bbl
G_p	Volumen de gas producido, PCN
Δp	Cambio en la presión promedio del yacimiento, lpc
G	Volumen de gas inicial en el yacimiento, PCN

Fuente: (Craft et al., 1991)

Los cambios de volumen se muestra en Tabla 3:

Tabla 3: Cambio de volumen producido en EBM.

Volumen	Cambio producido
Gas	$GB_{gi} - (G - G_p) B_g$
Agua	$W - (W + W_e - W_p B_w + W c_w Dp) = -W_e + W_p B_w - W c_w Dp$
Roca	$-W_e + W_p B_w - GB_{gi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) Dp$

Fuente: (Craft et al., 1991)

2.3.2 Ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas condensado.

La ley de conservación de masa se aplica al yacimiento de gas, utilizando un balance molar de la siguiente manera:

$$\frac{P_{ce}G_p}{RT_{CE}} = \frac{P_i V_i}{\frac{Z_i}{RT}} - \frac{P (V_i - W_e + W_p B_w)}{ZRT} \quad (7)$$

Cuando el yacimiento es volumétrico, $W_e = W_p = 0$ y la ecuación se reducirá a:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \left(\frac{P_{ce}T}{T_{ce}} \right) \frac{G_p}{V_i} \quad (8)$$

Esta última considerada como la EMB para yacimiento de gas con entrada de agua (Orozco & Aguilera, 2015).

Tabla 4: Términos de la EBM para yacimientos de gas seco.

Término	Significado
W_e	Entrada de agua del acuífero.
W_p	Producción acumulada de agua a tiempo.
B_w	Factor de volumen de formación de agua.
G_p	Producción acumulada de gas a tiempo
P	Presión actual del yacimiento.
T	Temperatura.
Z	Factor de compresibilidad del gas.

Fuente: (Orozco & Aguilera, 2015)

2.3.3 Ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas-hidrocarburo a presión alta.

En yacimientos de gas-hidrocarburo, las presiones muy altas, sin lugar a duda conllevan a un aumento en la expansión elástica del gas natural, partículas de la roca, agua. El volumen de los poros efectivos del yacimiento de gas-hidrocarburo debe ser igual a la producción acumulada de gas natural y agua. Según la investigación de (Jiao et al., 2017) se reporta que la ecuación de balance de materiales en yacimientos de gas-hidrocarburo a presiones altas es la siguiente:

$$G_p B_g = G (B_g - B_{gi}) + G B_{gi} B_{oi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P + W_e - W_p B_w \quad (9)$$

Tabla 5: Términos de la EBM para yacimientos de gas a presiones altas.

Término	Significado
W_e	Entrada de agua del acuífero.
W_p	Producción acumulada de agua a tiempo.
B_g	Factor de volumen de formación del gas.
G_p	Producción acumulada de gas a tiempo
S_{wi}	Saturación inicial de agua.
c_f	Compresibilidad isotérmica de la formación.
p	Presión actual del yacimiento.

Fuente: (Jiao et al., 2017)

2.3.4 Ecuación de balance de materiales para yacimientos de petróleo.

Según (Al-Fatlawi et al., 2016) reportó en su trabajo que la ecuación de balance de materiales fue derivada a partir de que los hidrocarburos iniciales es igual a los hidrocarburos remanentes más el influjo de agua. Esta ecuación es determinada como: el volumen original de hidrocarburos + volumen remanente de hidrocarburo + el volumen de agua del acuífero + la reducción del volumen poroso debido a la roca.

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p) B_w}{B_o - B_{oi} + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} (1 + m) \left(\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_w} \right) D p} \quad (15)$$

Tabla 6: Términos de la EBM para yacimientos de petróleo.

Término	Significado
B_g	Factor de volumen de formación del gas.
B_o	Factor de volumen de formación del aceite a tiempo.
N_p	Producción acumulada del aceite a tiempo.
R_p	Relación gas-aceite producido acumulado.
R_s	Relación de solubilidad gas-aceite al tiempo.
c_w	Compresibilidad isotérmica del agua.

continuación de la tabla 6

W_e	Entrada de agua del acuífero.
W_p	Producción acumulada de agua a tiempo.
D_p	Dp: presión inicial menos la presión actual del yacimiento,

Fuente: (Al-Fatlawi et al., 2016)

2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El fluido contenido en el yacimiento se puede presentar como líquido, gas o sólido y dependen exclusivamente de la presión, temperatura y composición. Por lo tanto los fluidos de interés en el área petrolífera son el petróleo, gas natural y agua.

El petróleo y gas representan una mezcla compleja en su mayoría hidrocarburos parafínicos o alcanos, por lo regular el petróleo crudo contiene hidrocarburos más pesados y otros elementos además del hidrógeno y carbono, mientras que el gas natural está compuesto principalmente por metano y cantidades no tan representativas de etano, propano y demás. No obstante la composición del petróleo y gas son importantes para establecer la producción que será más líquida o gaseosa en fondo del pozo y en toda la facilidad de superficie obteniendo una proyección de la producción a recuperación. Por otro lado, el agua está inmersa en el petróleo y gas repercutiendo en la producción de hidrocarburos.

Para concluir, para una evaluación del yacimiento a explotar es necesario conocer y establecer las propiedades físicas del petróleo, gas y agua en condiciones estáticas y dinámicas en la fondo del pozo y en superficie, ya sea por métodos de pruebas experimentales en laboratorio o el uso de correlaciones empíricas a partir de datos principales del campo (Wheaton, 2016).

2.5 CORRELACIONES PVT

Las correlaciones PVT son ecuaciones obtenidas de regresiones estadísticas mediante datos de laboratorio y/o de campo, que estiman las propiedades del fluido en el yacimiento (El-Banbi et al., 2018).

Los datos que se emplean para predecir las propiedades PVT en base a correlaciones son las que se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7: Propiedades PVT

Fluido	<ul style="list-style-type: none"> • Relación Gas-Petróleo, R_s • Gravedad específica del petróleo, y_o • Gravedad específica del gas, y_g
Yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Presión, P • Temperatura, T • Volumen, V

2.6 CORRELACIONES PVT DEL PETRÓLEO

Actualmente tenemos una variedad de correlaciones del petróleo que se han producido a través de los años a partir de formulaciones lineales (Kanu & Ikiensikimama, 2014). Las propiedades físicas de los crudos son de importancia en los campos de la ciencia aplicada y teórica para solución de problemas en la ingeniería de yacimientos (Rammay & Abdulraheem, 2017). Las principales características del petróleo de interés principal en un análisis PVT son las siguientes:

- Densidad del petróleo
- Presión de punto de burbuja
- Solubilidad del gas en el petróleo (relación gas-petróleo)
- Compresibilidad del petróleo
- Factor volumétrico del petróleo
- Viscosidad del petróleo

2.7 TÉCNICAS DE BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS

2.7.1 Método de p/z vs. Gp.

Este método caracteriza el comportamiento de yacimientos volumétricos de gas, se sustituye en la EBM para yacimientos de gas seco volumétrico el factor

volumétrico del gas, B_g , por su equivalente según la ecuación de los gases reales (Pletcher, 2002).

$$B_g = \frac{P_{sc} ZT}{T_{sc} P} \quad (16)$$

Donde, la Tabla 8 muestra las equivalencias de las variables empleadas en la ecuación de balance de materiales.

Tabla 8: Equivalencias de variables de la EBM.

Variable	Significado
Sc	condición estándar
Z	Factor de compresibilidad del gas
T	Temperatura
P	Presión
B_g	Factor de volumen de formación del gas.

Fuente: (Pletcher, 2002)

Luego de simplificar y agrupar los términos la ecuación se puede escribir de la siguiente manera:

$$\frac{p_i}{z_i} \left(1 - \frac{Gp}{G} \right) = \frac{p}{z} \quad (17)$$

2.7.2 Método de Havlena y Odeh.

Este método maneja un arreglo algebraico en la ecuación, que da como resultado una línea recta, de acuerdo con el tipo de mecanismo de empuje en la producción del yacimiento. (Hwan, 1993), establece la EBM para yacimientos de gas de la siguiente manera:

$$F = G (E_g + E_{f,w}) + W_e \quad (18)$$

La tabla 9, presenta la definición de las variables utilizadas en la EBM, utilizada en este método.

Tabla 9: Variables utilizadas en el método Havlena y Odeh.

Variabes	Ecuación
Disminución del volumen de los fluidos en el yacimiento, F	$F = G_p B_g + W_p B_w$
Expansión del gas, E_g	$E_g = B_g - B_{gi}$
Expansión del agua y de la roca, $E_{f,w}$	$E_{f,w} = B_{gi} \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) Dp$
	$E_t = E_g + E_{f,w}$
	$F = GE_t + W_e$

Fuente: (Hwan, 1993)

2.7.3 Método F vs. Et.

(Satter & Iqbal, 2016) reporta el uso de este método para el análisis del rendimiento del yacimiento. Cuando los efectos del acuífero no son significativos $W_e = 0$, adicional a esto $m = 0$ para reservorios sin tapón de gas. Por el contrario para un reservorio con tapón de gas el valor de $m > 0$.

$$F = N E_t + W_e \quad (19)$$

$$E_t = N (E_o + mE_g + E_{fw}) \quad (20)$$

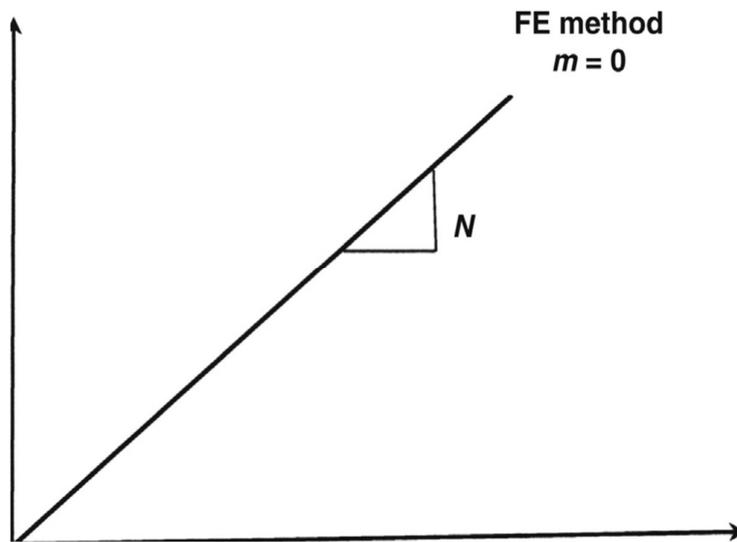


Figura 1. Método F vs. Et para estimar el petróleo original en sitio

Fuente: (Satter & Iqbal, 2016)

Tabla 10: Equivalencias de variables del método F vs. E_t .

Variable	Significado
E_t	Presión a condición estándar
E_{fw}	Factor de expansión del agua de formación
E_g	Factor de expansión del gas.
F	Fluidos producidos del yacimiento.
N	Aceite inicial total en el yacimiento.

Fuente: (Satter & Iqbal, 2016)

2.7.4 Método de Fetkovich.

La forma general de balance de materia es:

$$\frac{p}{z} [1 - c_e(p)(p_i - p)] = \left(\frac{p}{z}\right)_i \frac{(p/z)_i}{G} \quad (21)$$

Cuando existe inyección de agua y gas en el depósito, la c_e depende de la presión:

$$c_e = \frac{S_{wi} c_{tw}(p) + c_f(p) + M [c_{tw}(p) + c_f(p)]}{1 - S_{wi}} \quad (22)$$

La compresibilidad total del agua y de la formación deben considerar los cambios acumulativos desde la presión inicial hasta la presión actual. En donde M representa la relación que existe entre el volumen y la contribución limitada del acuífero (Fetkovich et al., 1998).

$$M = \frac{V_{pNNP} + V_{pAQ}}{V_{pR}} \quad (23)$$

Tabla 11: Equivalencias de variables del método Fetkovich.

Variable	Significado
c_{tw}	Compresibilidad total del agua.
c_f	Compresibilidad isotérmica de la formación.
G	Gas inicial total en el yacimiento.
P	Presión

Continuación de la Tabla 11

c_{tw}	Compresibilidad total del agua.
S_{wi}	Saturación inicial de agua.
Z	Factor de compresibilidad del gas

Fuente: (Fetkovich et al., 1998)

2.7.5 Método Eg/Eo.

Para un yacimiento volumétrico con empuje de la capa de gas se asume que la entrada de agua, la compresibilidad de formación y agua son despreciables (S.-W. Wang, 1991).

$$F = NE_o + m N E_g \quad (24)$$

Para esta ecuación se asume varios m , donde el m correcto proyecta una línea recta. En caso de que exista incertidumbre en el valor de m y N , la ecuación se escribe de la siguiente forma:

$$\frac{F}{E_o} = N + m N \left(\frac{E_g}{E_o} \right) \quad (25)$$

Donde el intercepto es el valor de N , mN es la pendiente y m es igual a la pendiente dividido para el intercepto.

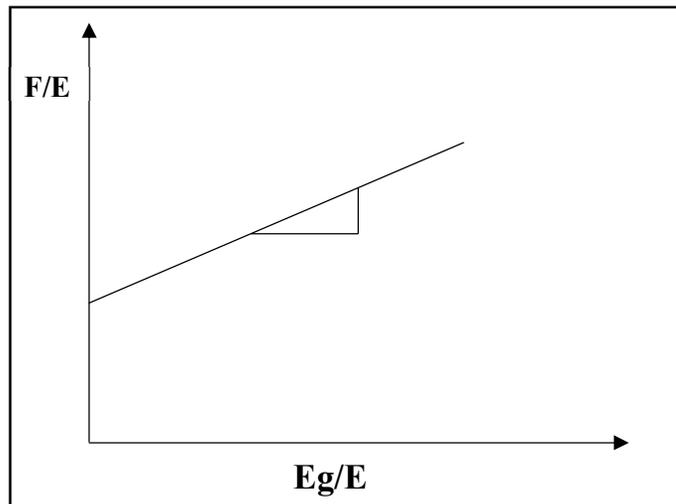


Figura 2. Método Eg/Eo para estimar el petróleo original en sitio

Fuente: (S.-W. Wang, 1991)

Tabla 12: Equivalencias de variables del método E_g/E_o

Variable	Significado
E_o	Factor de expansión del aceite.
F	Fluidos producidos del yacimiento.
G	Gas inicial total en el yacimiento.
N	Aceite inicial total en el yacimiento.
m	Pendiente de la regresión.

Fuente: (S.-W. Wang, 1991)

2.7.6 Método de balance de material de gas fluyente.

Es aplicado para graficar valores de p/z en función de la producción acumulada, con el uso de presiones fluyentes en lugar de presiones promedio de yacimiento conseguidas por medio de pruebas de restauración. Se trabaja con los pozos que han producido un largo tiempo, garantizando que la presión en todos los puntos decline a la misma tasa (Hidayat et al., 2019). Este autor propone tres variantes del método de balance de materiales de gas fluyente:

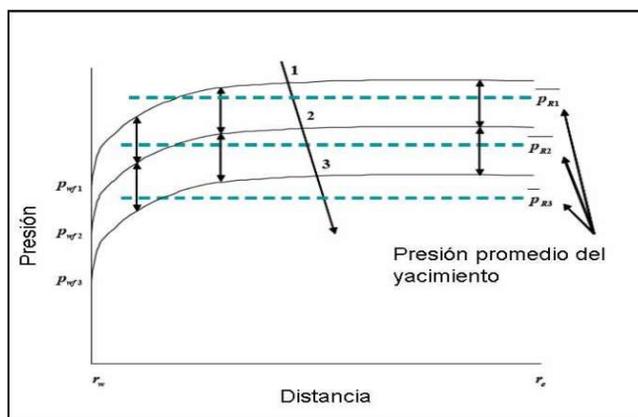


Figura 3. Presión en el yacimiento en estado estable

Extraído de: (Hidayat et al., 2019)

Construye una gráfica de p^{wf}/z usando la presión de fondo fluyente en relación a la presión acumulada, en la que p^{wf} es la presión en el pozo en la cara de la arena, se traza una recta paralela por la presión inicial del yacimiento obteniendo el volumen del gas inicial a partir de la intersección con el eje de las x.

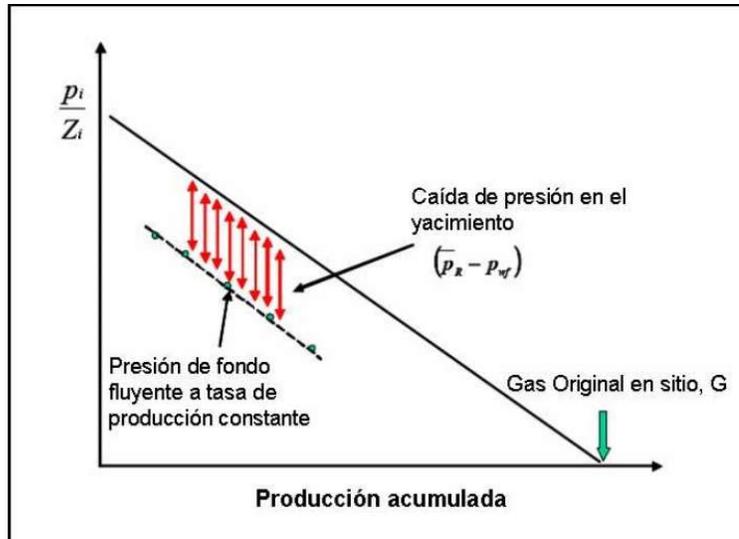


Figura 4. Balance de materiales de gas fluyente
 Extraído de: (Hidayat et al., 2019)

Usando la presión en el revestidor se construye la recta paralela anterior dependiendo de la presión inicial del cabezal.

Se usa la presión del cabezal, ignorando el cambio en la compresibilidad del gas. Se construye la gráfica de presión de cabezal con relación a la producción acumulada, trazando una paralela a ésta a partir de la presión inicial estática, consiguiendo de esta forma el volumen inicial de hidrocarburos.

2.7.7 Método de balance de material de Roach.

Se utiliza este método para reservorios sobrepresurizados, encontrado el gas original en sitio (GOES) y el factor de compresibilidad de la formación. La ecuación de balance que se utiliza es la siguiente:

$$\frac{1}{\Delta p} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right) v_s \cdot \left(\frac{G p}{\Delta p p z_i} \right) \quad (26)$$

El yacimiento es considerado sobrepresurizado si muestra presiones de fluido superiores. En estos estudios cuando se presentan presiones anormales es importante analizar la compresibilidad efectiva. (Roach, 1981).

$$c_e = \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \quad (27)$$

La compresibilidad efectiva y la compresibilidad del gas en este tipo de yacimientos tienen las mismas dimensiones y magnitudes, haciendo que se incluyan en el cálculo del balance de materiales con la finalidad de describir el comportamiento del yacimiento.

Al realizar el gráfico de p/z vs. G_p en yacimiento sobrepresurizados se obtiene una figura cóncava o de doble tendencia tal como lo muestra la figura 5. Donde la menor pendiente determina el producto de una fuente de energía distinta a la compresibilidad del gas, que viene de la zona de sobrepresión. La de mayor pendiente tiene que ver con la producción que actúa en la zona de presión normal.

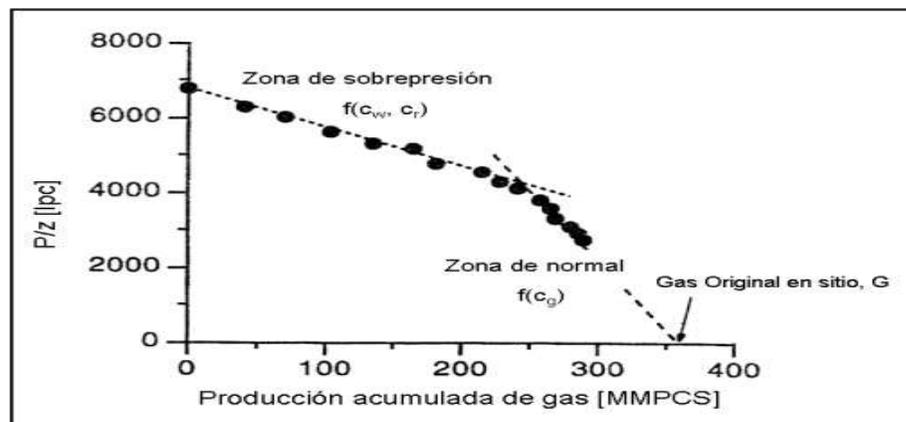


Figura 5. Balance de materiales en yacimientos sobrepresurizados.

Extraído de: (Hidayat et al., 2019)

(Fetkovich et al., 1998), establece una técnica de balance de materiales que encuentra el volumen de gas inicial en sitio y la compresibilidad efectiva, sin necesidad de contar con la compresibilidad de la roca. El método consiste en graficar la ecuación 25, encontrando el valor de la compresibilidad efectiva. Este método consiste en aproximar linealmente una curva que tiene comportamiento no lineal. La figura 6 muestra el comportamiento.

Lo primero que se refleja es una curva cóncava hacia arriba, la segunda parte de la figura muestra una formación lineal. Al realizar un ajuste de línea recta al primer comportamiento se encuentra un intercepto con el eje de las y mayor que 0, es decir que la compresibilidad efectiva es negativa. Por otro lado, si extrapolamos

el segundo comportamiento, el punto de corte es negativo permitiendo el cálculo de la compresibilidad y saturación inicial del agua en la formación.

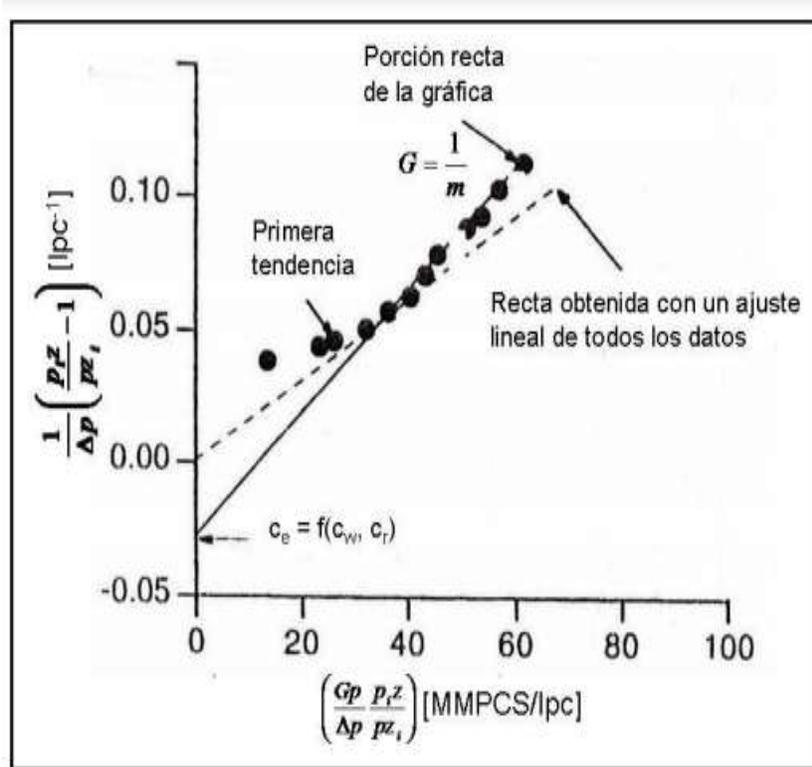


Figura 6. Método de Roach
 Extraído de: (Hidayat et al., 2019)

Tabla 13: Equivalencias de variables del método Roach.

Variable	Significado
c_w	Compresibilidad isotérmica del agua.
G_p	Producción acumulada del gas a tiempo.
p	Presión.
S_{wi}	Saturación inicial de agua.
z	Factor de compresibilidad del gas.

Fuente: (Hidayat et al., 2019)

2.7.8 Método fluyente.

Es una variante del método p/z vs. G_p , bajo el uso de presiones fluyentes. Se aplica en yacimientos que producen por agotamiento. La figura 7 muestra la gráfica del método, resaltando la relación que existe entre p/z y G_p .

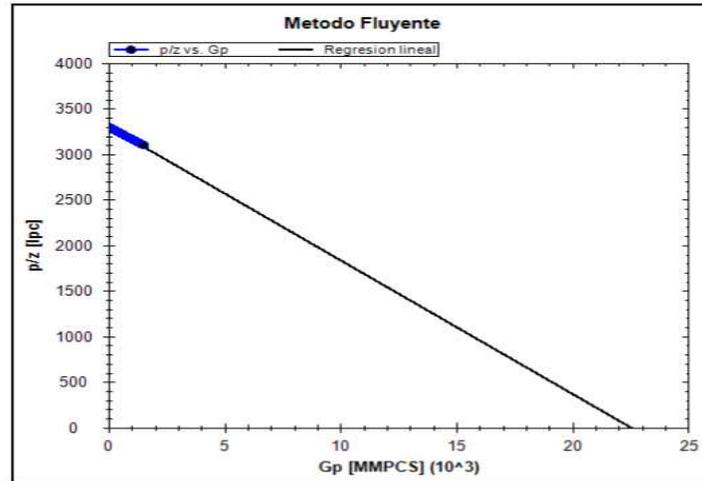


Figura 7. Método Fluyente

Extraído de: (Hedong et al., 2008)

2.8 MECANISMOS DE EMPUJE.

El aceite se recupera a través de procesos de desplazamiento. El gradiente de presión hace que el aceite fluya hacia los pozos, verificando si otro material llena el espacio que desocupa el aceite, manteniendo la presión requerida para que continúe el fluido. Esto hace que el aceite sea expulsado por un desplazamiento, siendo el agua y el gas los desplazantes (Canbolat et al., 2004)

2.8.1 Empuje por gas en solución.

Cuando un yacimiento no posee casquete inicial de gas, la presión del yacimiento es mayor que la presión del burbujeo. Si la presión decrece al punto de burbuja, el gas comienza a desplazarse y la presión se declina lentamente. Este empuje se caracteriza por la cantidad de gas disuelto en el aceite inicialmente.

2.8.2 Empuje por gas del casquete.

Cuando el yacimiento posee casquete de gas inicial, la presión inicial es equivalente a la presión de burbuja del aceite. La presión de burbuja y la cantidad de gas disuelto es constante a medida que la presión del yacimiento aumenta con la profundidad. De tal modo que la presión del yacimiento es igual que la presión de burbuja en el contacto gas-aceite estando el gas en fase de equilibrio y el aceite saturado. El gas que se empuja al aceite y el factor de recuperación en yacimientos con empuje de casquete es mayor que en yacimientos con empuje de gas en solución.

2.8.3 Empuje por entrada natural de agua.

Ocurre cuando en el acuífero se mueve el agua detrás del aceite producido, empujan al aceite a los pozos. Este empuje puede ser deficiente o eficiente, dependiendo del tamaño y la geometría del acuífero. Los empujes fuertes por agua ocasionan muchas veces recuperaciones de aceite mayor del 50%. En yacimientos de gas el empuje por agua produce recuperaciones menores al 70%, en este caso es mejor expansión por gas (Zhang et al., 2015).

2.9 ESTIMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN SITIO

(Haider, 2020) establece que para la estimación de petróleo y gas en sitio se utilizan dos métodos volumétrico y balance de materiales. Todo depende de la fase en que se encuentra el yacimiento. Para los yacimientos nuevos, se estima el uso del método volumétrico, que consiste en estimar la geometría del yacimiento, para el cálculo del hidrocarburo original en sitio, teniendo en consideración el tipo de yacimiento, la porosidad, saturación se utilizan las siguientes ecuaciones:

Petróleo:

$$POES = \frac{7758 A h \phi (1-S_{wi})}{\beta_{oi}} [bb1] \quad (28)$$

Gas:

$$GOES = \frac{43560 A h \phi(1-S_{wi})}{\beta_{gi}} [\text{pies}^3] \quad (29)$$

Tabla 14: Equivalencias de variables de estimación de petróleo y gas en sitio.

Variable	Significado
A	Área.
B_{gi}	Factor de volumen de formación inicial del gas.
B_{go}	Factor de volumen de formación del gas a tiempo
GOES	Gas original en sitio.
POES	Petróleo original en sitio.
S_{wi}	Saturación inicial del agua.

Elaborado por: (Haider, 2020)

2.10 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

Los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento están determinados por:

- Método Volumétrico
- Método Estadístico
- Balance de materiales

2.10.1 Método volumétrico.

Estima el petróleo original en sitio POES, a partir del volumen de la roca en el yacimiento, junto con la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos en los poros. La estimación de reservas se determina mediante el factor de recobro del tipo de hidrocarburo, sea este gas, petróleo negro; y la gravedad específica. Aunque también se pueden estimar las reservas mediante curvas de declinación de producción de pozos, utilizando el historial de producción de los fluidos en el yacimiento. Se parte de este historial para establecer una tendencia del comportamiento de producción, haciendo una

predicción del yacimiento a partir de extrapolaciones de tendencias (Haider, 2020).

Es recomendable realizar una revisión de declinación nominal, declinación efectiva y tasa límite económico.

2.10.2 Método estadístico

Se desarrolla un regresión numérica basándose en la información que se tenga, se utiliza la ecuación para predecir las reservas remanentes, tiempos de abandono y tasa económica. Se trata del mismo método gráfico, se realizan y grafica varias ecuaciones que representen mejor una line recta que simule el comportamiento de los datos (Haider, 2020).

Este método establece varias variables para el cálculo del POES como una distribución estadística: normal, triangular, uniforme, exponencial y Poisson.

2.10.3 Método de Montecarlo.

Según (B. Wang et al., 2019) este método se encarga de seleccionar distribuciones de probabilidad de todas las variables y éstas sustituirlas en el método volumétrico de tal forma que se estime el valor del POES.

Es un proceso iterativo, donde se ordenan los valores de forma ascendente mediante frecuencia acumuladas de $i/n + 1$, donde n es la cantidad de valores adquiridos, posterior se grafica las frecuencias acumuladas, consiguiendo una distribución de probabilidad, dando como resultado un POES promedio del yacimiento.

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE MATERIAL BALANCE SYSTEM (MBS)

3.1 ALGORITMO GENERAL DE MATERIAL BALANCE SYSTEM (MBS)

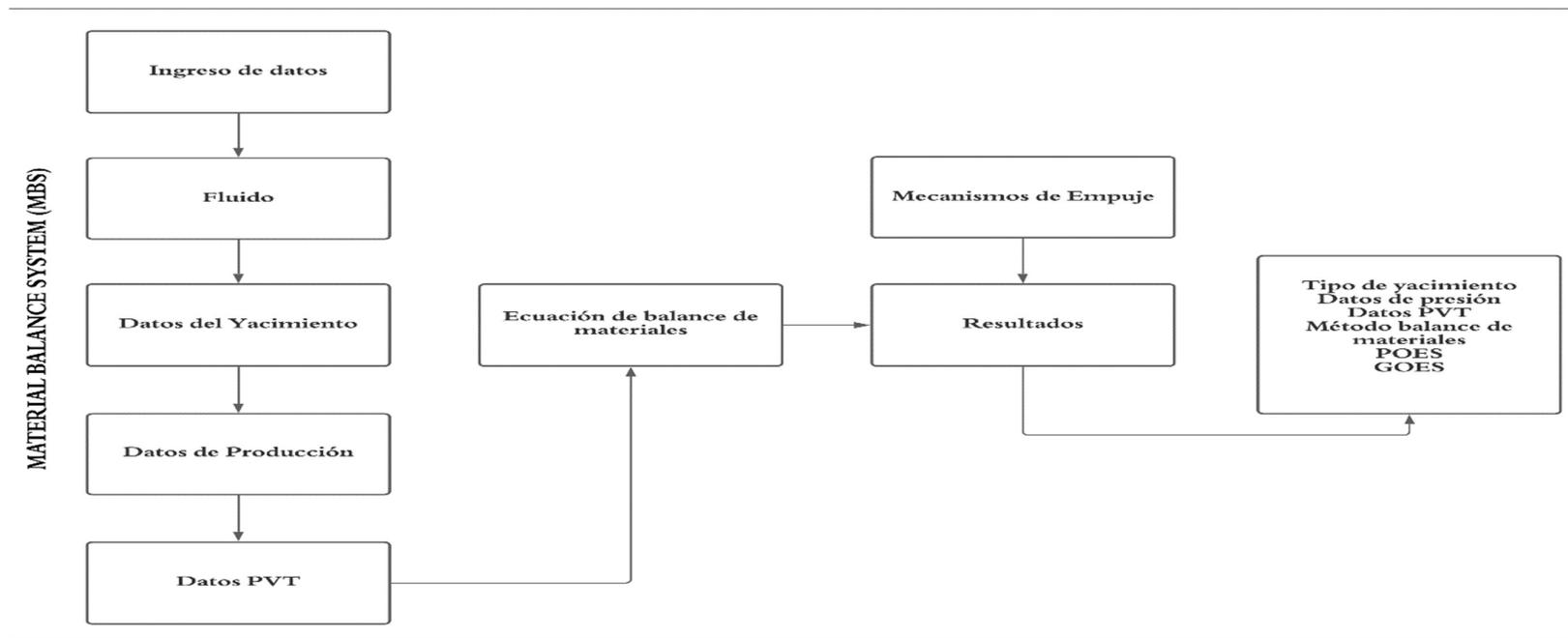


Figura 8. Algoritmo Material Balance System (MBS)

El esquema general del algoritmo para el sistema de balance de materiales, identifica las variables y los procesos que intervienen en los diferentes cálculos de la EBM.

Dependiendo del análisis de las variables, se estructura el algoritmo, plasmando sus respectivas entradas de datos, procesos y presentación de resultados.

Este programa está estructurado mediante 5 módulos que representan la funcionalidad del balance de materiales en yacimientos de petróleo, gas seco y gas condensado:

- Módulo de Fluidos
- Módulo de Yacimiento
- Módulo de Producción
- Módulo PVT
- Módulo Presentación de resultados

3.1.1 Módulo de Fluidos.

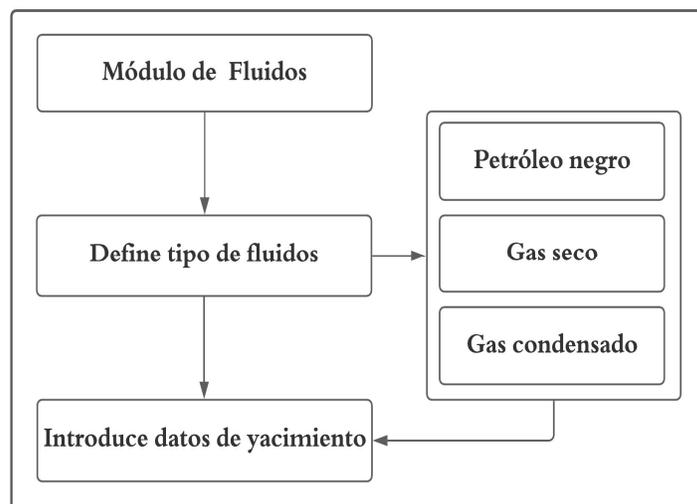


Figura 9. Algoritmo del módulo de fluidos

Identifica el tipo de fluido con el que se va a trabajar en la aplicación:

- Petróleo Negro
- Gas seco
- Gas condensado

3.1.2 Módulo de Yacimiento.

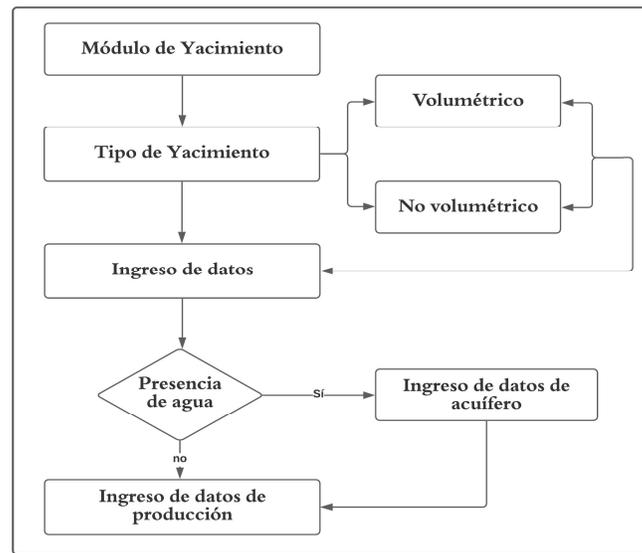


Figura 10. Algoritmo del módulo de yacimientos

Permite definir el tipo de yacimiento. Se ingresan las variables necesarias dependiendo del tipo de reservorio y también los datos del acuífero.

- Yacimiento Volumétrico
- Yacimiento No Volumétrico

3.1.3 Módulo de Producción.

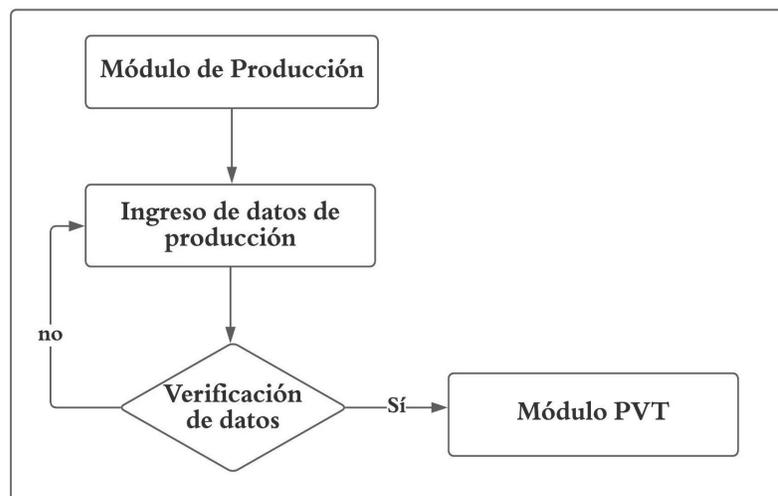


Figura 11. Algoritmo del módulo de producción

Identifica los datos de producción, datos que se puedan ingresar y cargar a la aplicación, eligiendo el tipo de unidades de datos de la presión.

3.1.4 Módulo PVT.

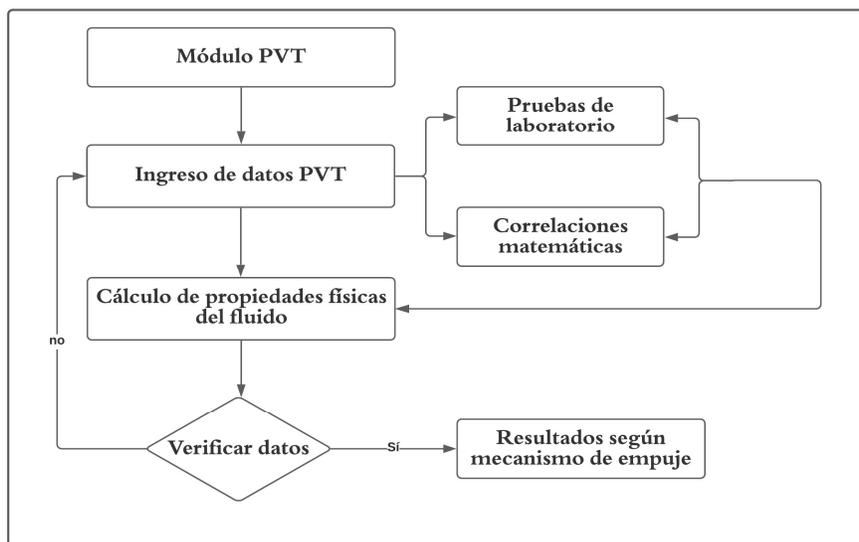


Figura 12. Algoritmo del módulo PVT

Se ingresan datos relacionados al factor volumétrico del gas, en función de la presión. Estos datos pueden ser ingresados dependiendo de informes o reportes de pruebas de laboratorio. Al no obtener información de pruebas, puede utilizar correlaciones matemáticas para el cálculo de las características físicas del fluido.

3.1.5 Módulo de presentación de resultados.

Para generar los resultados, sean estos reportes o gráficas, se debe elegir el mecanismo de empuje apropiado para dicho yacimiento, se realizan los cálculos respectivos mediante los diferentes métodos de balance de materiales dependiendo del tipo de yacimiento y fluido.

Se obtiene como resultados representaciones gráficas lineales, en planos bidimensionales demostrando la relación que existe entre las diferentes variables dependiendo del método de balance de materiales que se utilice.

El reporte muestra la siguiente información:

- Tipo de yacimiento
- Tipo de fluido
- Modelo de Acuífero
- Tipos de datos de producción
- Datos PVT
- Presión de abandono
- Factor de recobro
- POES, GOES

3.2 DISEÑO DEL SOFTWARE MATERIAL BALANCE SYSTEM (MBS)

El simulador Material Balance System (MBS), está desarrollado en la plataforma Visual Studio .NET, la misma que permitió la comunicación con interfaces gráficas e interactivas para el usuario. Se automatizan los diferentes algoritmos en base a los fluidos, yacimientos y técnicas de balance de materiales.

Las técnicas de balance de materiales que se explican en el capítulo II, se integran en esta herramienta computacional, permitiendo al usuario un análisis para futuros métodos de balance de materiales estudiados.

Finalmente se presentan cada una de las funciones y características del software.

3.2.1 Características del software MBS.

Debido a su algoritmo de diseño empírico, MBS posee las siguientes características:

Principio de operacionalidad.- posee validaciones matemáticas para los respectivos cálculos de balance de materiales.

Principio de usabilidad.- es fácil de utilizar y de fácil manejo.

Principio de portabilidad.- puede ser instalado en diferentes equipos informáticos.

Principio de interfaz gráfica de usuario.- MBS, cuenta con una interfaz gráfica de usuario dividida entre diferentes módulos o secciones, permitiendo de esta manera que el usuario acceda a toda la información en una sola pantalla, es decir que proporciona un entorno visual sencillo.

Funcionalidad óptima de trabajo.

Principio de interacción, posee una interfaz interactiva.

3.2.2 Interfaz gráfica de usuario MBS.

MBS, cuenta con una interfaz gráfica de usuario dividida en 5 secciones o módulos, tal como lo muestra la Figura 13, generando varias simulaciones mediante el botón correspondiente, Nuevo 

- Sección 1: Selección del fluido
- Sección 2: Selección del yacimiento
- Sección 3: Carga de datos de producción y datos PVT
- Sección 4: Selección de la técnica de balance de materiales y cálculos matemáticos.
- Sección 5: Presentación de resultados.

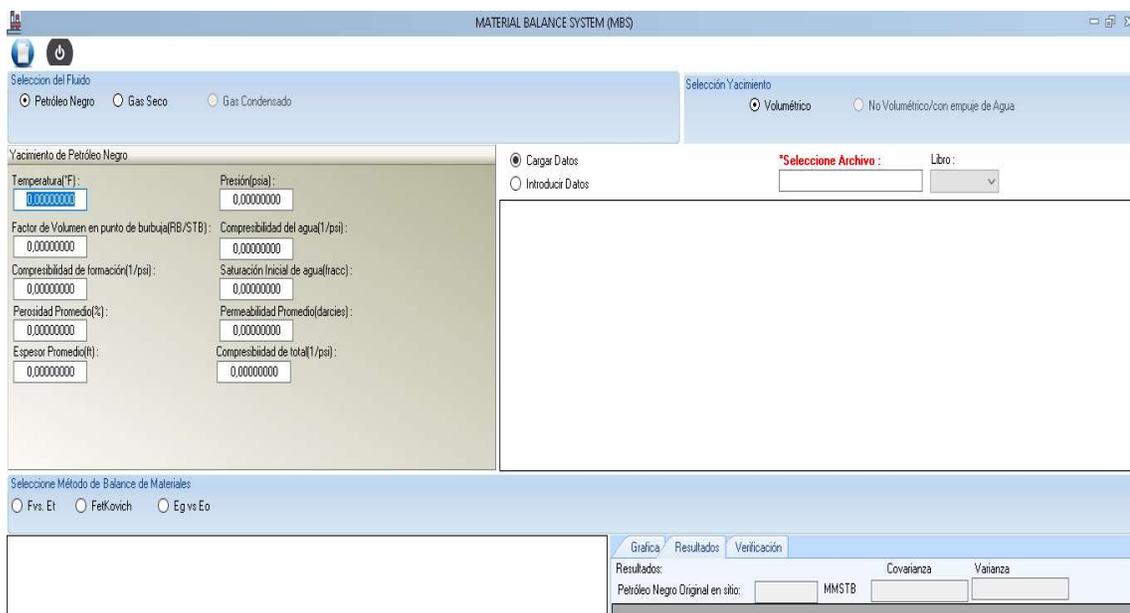


Figura 13. Interfaz gráfica de usuario, MBS

3.2.3 Sección 1: Selección de fluido.

En esta sección, se selecciona el tipo de fluido: puede ser petróleo negro, gas seco y gas condensado, tal como lo muestra la Figura 14.

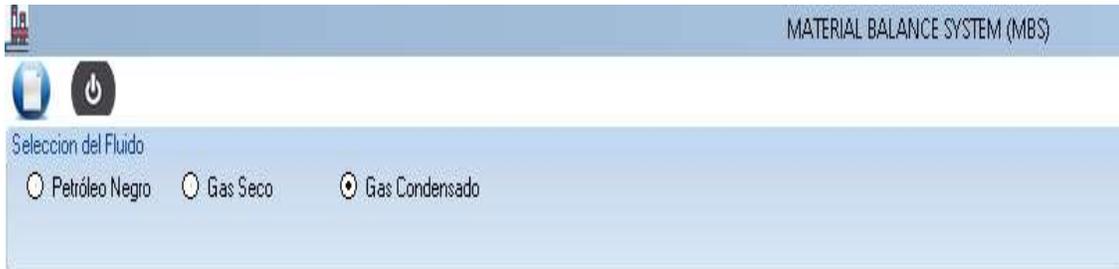


Figura 14. Sección 1, Selección del fluido.

3.2.4 Sección 2: Selección del yacimiento.

Este módulo permite seleccionar el tipo de yacimiento, es decir volumétrico y no volumétrico, inmediatamente aparecerá una sección posterior indicando los parámetros del yacimiento dependiendo del fluido. Por ejemplo: petróleo negro, yacimiento volumétrico, con los parámetros: temperatura, presión, factor de volumen en punto de burbuja, compresibilidad del agua, compresibilidad de formación, saturación inicial de agua, porosidad promedio, permeabilidad promedio espesor promedio y compresibilidad total (ver Figura 15).

Gas seco, yacimiento volumétrico con los siguientes parámetros de entrada: presión, temperatura, saturación inicial del agua, compresibilidad del agua y compresibilidad de formación (ver Figura 16).

Gas seco, yacimiento no volumétrico, con la siguiente entrada de datos: temperatura, saturación inicial del agua, compresibilidad de formación, compresibilidad del agua, gas inicial del yacimiento y compresibilidad total (ver Figura 17).

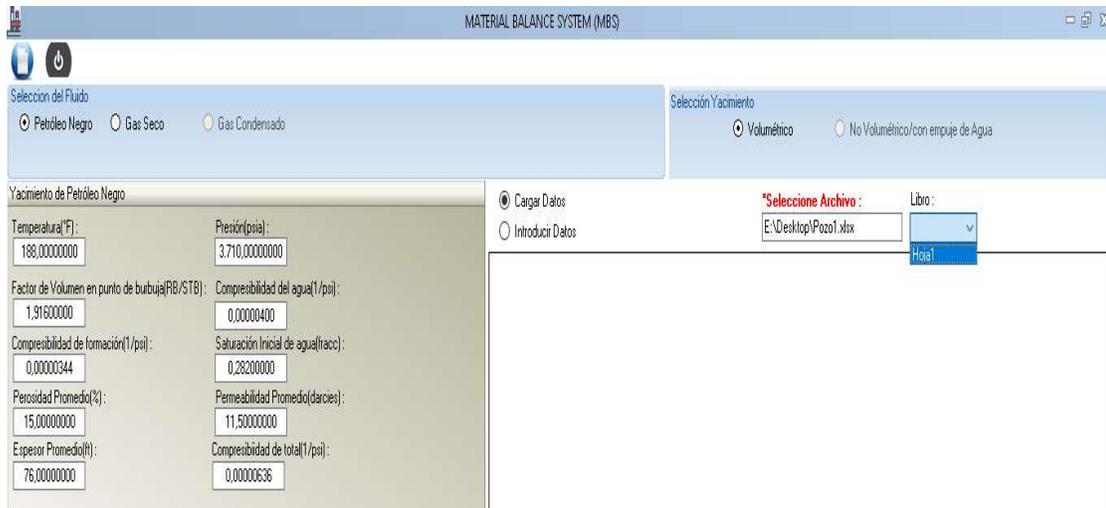


Figura 15. Sección 2, Selección del yacimiento volumétrico de petróleo negro.



Figura 16. Sección 2, Selección del yacimiento volumétrico de gas seco.



Figura 17. Sección 2, Selección del yacimiento de gas seco no volumétrico.

3.2.5 Sección 3: Carga de datos de producción y datos PVT.

En este módulo se debe cargar todos los datos de producción y datos PVT obtenidos de pruebas de laboratorio o correlaciones empíricas. Existen dos opciones para este procedimiento:

- Cargar datos
- Introducir datos

La opción de cargar datos, permite rutear un archivo .xls (archivo en formato de hoja de cálculo), con sus respectivas hojas, que se adaptan al espacio donde aparecen los datos de producción y datos PVT. Por ejemplo al utilizar la opción cargar datos para un yacimiento volumétrico de petróleo negro, se carga el archivo .xls, con una estructura de datos donde se presentan las diferentes presiones con sus respectiva producción acumulada de petróleo a tiempo y factor de volumen de formación del petróleo, como se muestra en la Figura 18.

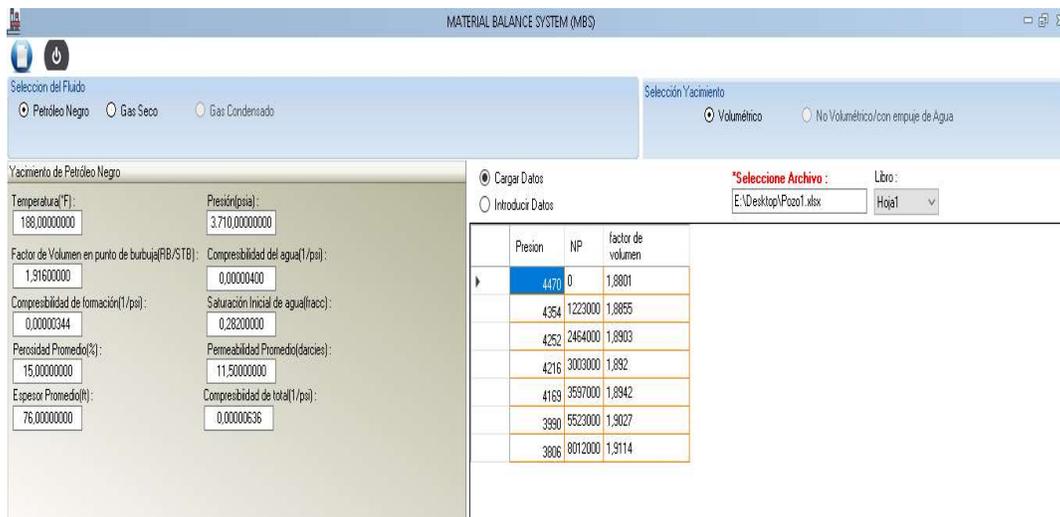


Figura 18. Sección 3, Cargar datos de producción y PVT de petróleo negro.

Para un yacimiento volumétrico de gas seco, si se utiliza la opción cargar datos, se realiza el procedimiento anterior, con la diferencia que los datos que se cargan son: presión, producción acumulada de gas a tiempo, factor de compresibilidad del gas y factor de volumen de formación del gas a tiempo, como se muestra en la Figura 19.

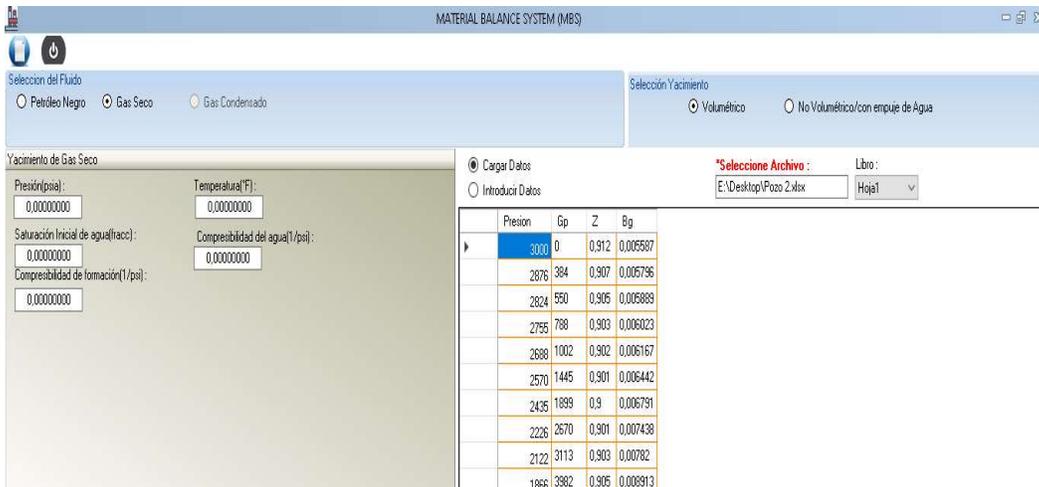


Figura 19. Sección 3, Cargar datos de producción y PVT de gas seco para yacimiento volumétrico.

Por otro lado, para cargar datos de producción y PVT en un yacimiento no volumétrico de gas seco, se carga la siguiente información: tiempo, presión, producción acumulada de gas a tiempo, producción acumulada de petróleo a tiempo, producción acumulada de agua a tiempo, factor de volumen de formación del gas a tiempo, factor de volumen de formación del agua y factor de compresibilidad del gas (ver Figura 20).

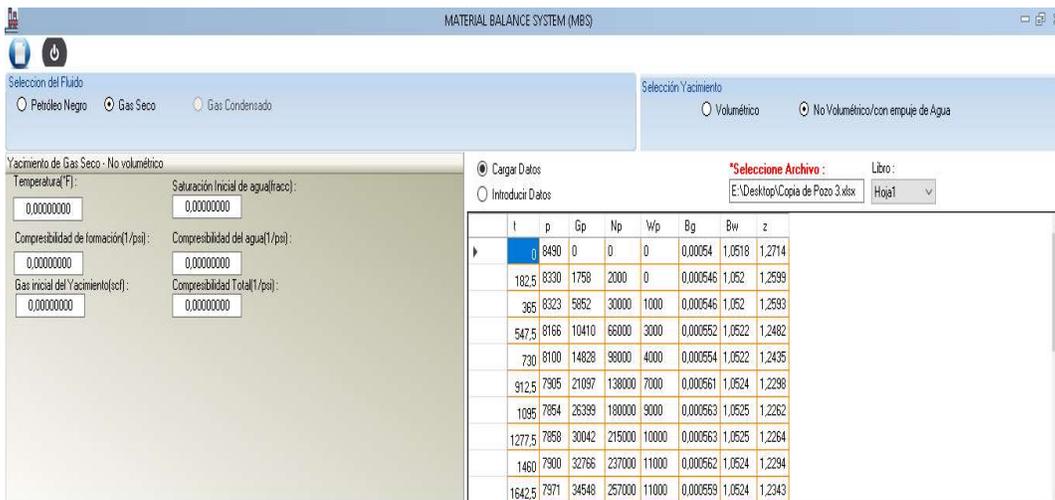


Figura 20. Sección 3, Cargar datos de producción y PVT de gas seco para yacimiento no volumétrico.

Finalmente si no desea cargar datos, puede elegir la opción introducir datos, la misma que le permite ingresar el número de datos de tal manera que se despliega una plantilla formada de filas y columnas, para que se ingrese la información necesaria (ver Figura 21, 22 y 23).

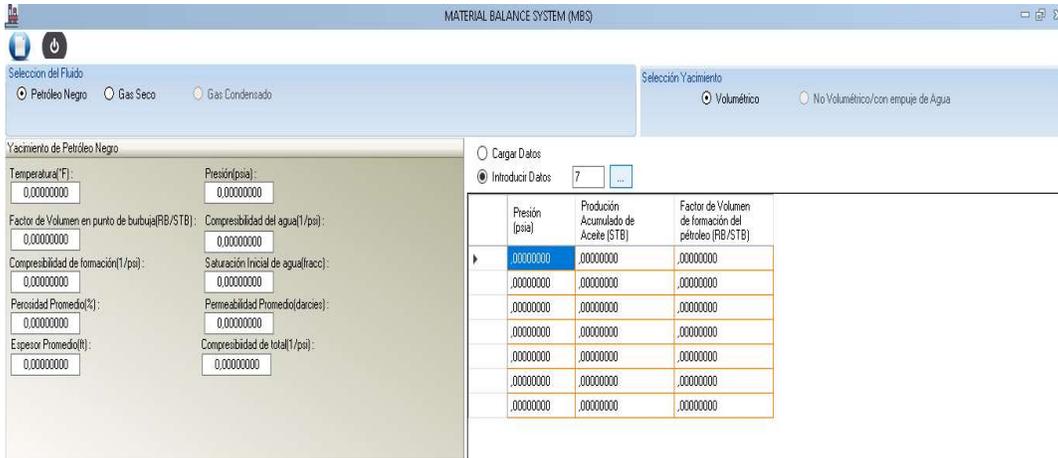


Figura 21. Sección 3, introducir datos de producción y PVT para petróleo negro en yacimientos volumétricos y no volumétricos.

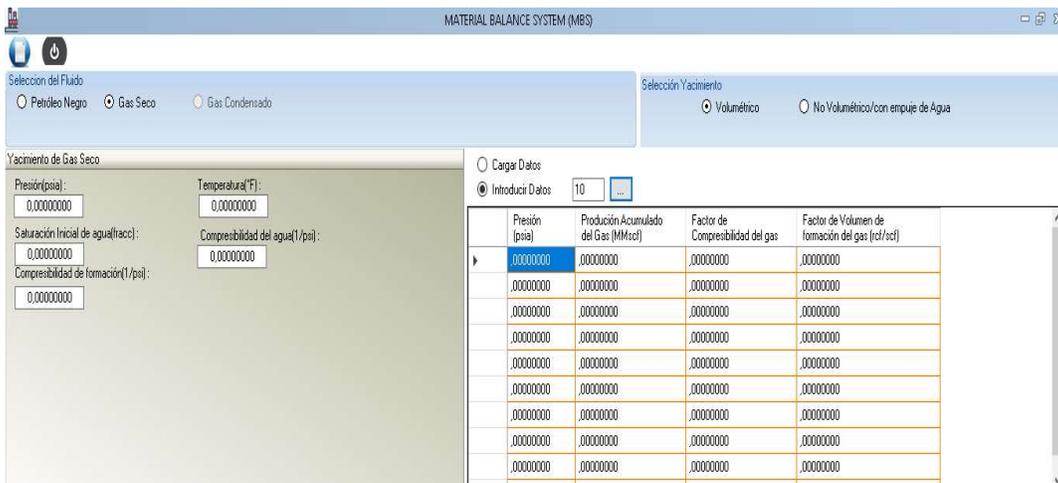


Figura 22. Sección 3, introducir datos de producción y PVT gas seco en yacimientos volumétricos y no volumétricos.

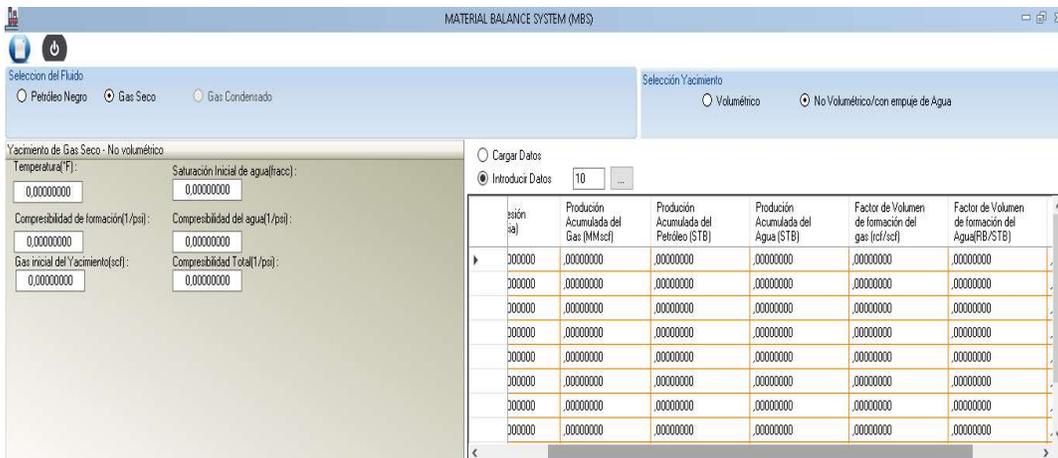


Figura 23. Sección 3, introducir datos de producción y PVT gas seco en yacimientos no volumétricos.

3.2.6 Sección 4: Selección de la técnica de balance de materiales y cálculos matemáticos.

En esta sección se elige el método de balance de materiales que desea utilizar dependiendo del yacimiento. Para petróleo negro, aparecen las opciones:

- F vs. E_t
- Fetkovich
- E_g vs. E_o

Al elegir la técnica balance de materiales se despliegan los cálculos correspondientes a: variación de la presión, factor de expansión del agua de la formación, factor de expansión del petróleo, fluidos producidos del yacimiento y factor de expansión total (ver Figura 24).

Δp (psia)	E_{fw}	E_o (RB/STB)	F (RB)	E_t (RB)	F/ E_t (STB)

Figura 24. Sección 4, Selección de la técnica de balance de materiales para petróleo negro en yacimientos volumétricos.

Para el caso de yacimientos volumétricos de gas seco, tenemos las siguientes técnicas de balance de materiales:

- P/z vs. G_p
- Havlena y Odeh
- Roach

Con sus respectivos cálculos: presión sobre factor de compresibilidad del gas, factor de expansión del gas, fluidos producidos del yacimiento (ver Figura 25).

Seleccione Método de Balance de Materiales

p/z vs G_p
 Havlena y Odeh
 Roach

	P/Z (psia)	Eg (rcf/scf)	F (MMrcf)	F/Eg (MMscf)
--	------------	--------------	-----------	--------------

Figura 25. Sección 4, Selección de la técnica de balance de materiales para gas seco en yacimientos volumétricos.

Finalmente para yacimientos no volumétricos de gas seco tenemos las técnicas de balance de materiales:

- Roach
- Havlena y Odeh
- P/z vs. G_p

Seleccione Método de Balance de Materiales

Roach
 Havlena y Odeh
 p/z vs G_p

	Variación Presión	Variación Inversa	Presión y Compresibilidad	Gas y Presión	Gas Presión y Compresibilidad
--	-------------------	-------------------	---------------------------	---------------	-------------------------------

Figura 26. Sección 4, Selección de la técnica de balance de materiales para gas seco en yacimientos no volumétricos.

3.2.7 Sección 5: Presentación de resultados.

Este apartado se encuentra dividido en 3 subsecciones, que son:

- Gráfica: la cual es una presentación de resultados bidimensionales de la técnica de balance de materiales elegida.
- Resultados: que es la opción que permite visualizar la presentación del volumen de gas o petróleo en sitio, utilizando técnicas estadísticas como regresión lineal simple, la varianza y covarianza.

- Verificación: que permite presentar la volumetría o no volumetría del yacimiento (ver Figura 27, 28 y 29).



Figura 27. Sección 5, Presentación de resultados.

Resultados:		Covarianza		Varianza	
Petróleo Original en Sitio :		388,038437687371	MMSTB	57985,5339323992	0,0001494324
F	Et	F.Et	F ²		
0,00000000	,00000000	,00000000	,00000000		
2305966,500000...	,00679151	15660,99340107	5317481499122,250000...		
4657699,200000...	,01282174	59719,78729903	21694161837680,600000...		
5681676,000000...	,01495743	84983,27013475	32281442168976,000000...		
6813437,400000...	,01772739	120784,44652080	46422929203718,800000...		
10508612,100000...	,02841050	298554,88203260	110430928268266,000000...		
15314136,800000...	,03937461	602988,09472750	234522785929114,000000...		

Figura 28. Sección 5, Presentación de resultados, petróleo y gas en sitio.

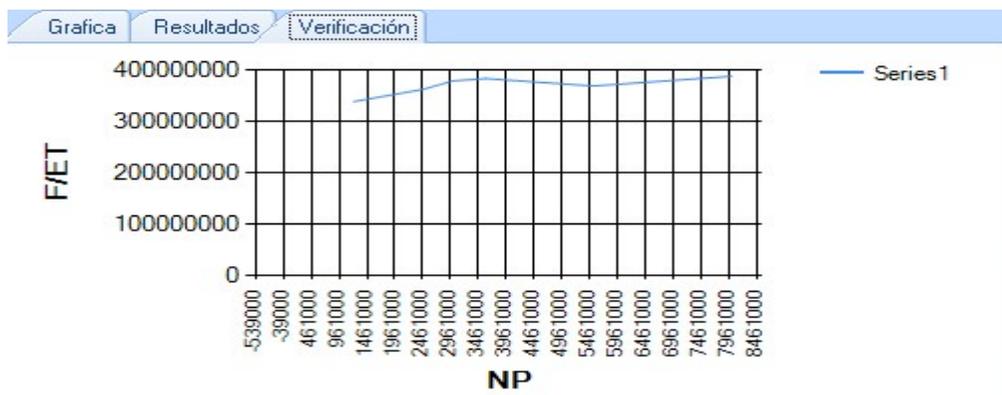


Figura 29. Sección 5, Presentación de resultados, verificación de la volumetría del yacimiento.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este apartado se realizan las comparaciones obtenidas al correr el software MBS. Se analizó la semejanza de resultado simulado de DRYGASMB, utilizando datos de (Castillo & Patricia, 2007), para yacimientos de gas seco no volumétrico y las características de un yacimiento volumétrico llamado C-16 JO-1, de la subcuena GUARICO, utilizado para el estudio de inyección de gas como método de recuperación mejorada (Mahia, 2014).

Existen herramientas disponibles en la industria petrolera que automatizan las técnicas de balance de materiales (Satter & Iqbal, 2016), es el caso de la aplicación Petroleum Experts, que se utilizó en un modelo de balance de materiales basado en el análisis de yacimientos de gas seco, empleó la técnica de capa de gas (Stanko, 2021), tal como el programa informático que se aplicó en el estudio de (Moghadam, 2011) para yacimientos volumétricos que referencia el uso de la técnica de Havlena y Odeh, distinto de Material Balance System (MBS) que analiza todo tipo de fluido, petróleo negro, gas seco y gas condensado mediante el uso de diferentes técnicas de balance de materiales, con reportes gráficos bidimensionales.

4.1 CASO 1: RESULTADOS EN UN YACIMIENTO NO VOLUMÉTRICO PARA GAS SECO, MÉTODO HAVLENA Y ROACH.

La tabla 15 muestra las características de un yacimiento no volumétrico de gas seco, con datos que se utilizaron para el cálculo de técnicas de balance de materiales, por ejemplo: temperatura, compresibilidad del agua, compresibilidad de formación, compresibilidad total, saturación inicial del agua, gas inicial del yacimiento, etc.

Tabla 15: Características de yacimiento de gas seco no volumétrico, datos del software DryGasMB.

Características	Valores
Temperatura (°F)	239
Compresibilidad del agua (1/psi)	0.000003
Compresibilidad de formación (1/psi)	0.000006
Saturación inicial de agua(fracc.)	0.15
Gas inicial del yacimiento (MMscf)	0

La tabla 16 presenta los parámetros de producción y parámetros PVT de estudios realizado por (Castillo & Patricia, 2007), ingresando en la herramienta, tiempo, presión, producción acumulada del gas, producción acumulada del petróleo, producción acumulada de agua, factor de volumen de formación del gas, factor de volumen de formación de agua y factor de compresibilidad del gas en el yacimiento, en el software MBS, para su respectivo cálculo.

Tabla 16: Datos de producción y datos PVT de gas seco no volumétrico, datos del software DryGasMB.

Tiempo	Presión	Producción acumulada del gas	Producción acumulada del agua	Factor de volumen de formación del gas	Factor de volumen de formación del agua	Factor de compresibilidad del gas
0,00	6411,0	0,00	0,00	0,000628	1,0452	1,1192
365,0	5947,0	5475,0	0,380	0,000659	1,0467	1,0890
730,0	5509,0	10950,0	1,430	0,000693	1,0480	1,0618
1095,0	5093,0	16425,0	3,060	0,000733	1,049300	1,0374
1460,0	4697,0	21900,0	5,280	0,000778	1,0560	1,0156
1825,0	4319,0	27375,0	8,180	0,000830	1,0517	0,9966
2190,0	3957,0	32850,0	11,860	0,000891	1,0529	0,9801
2555,0	3610,0	38325,0	16,430	0,000963	1,0540	0,9663
2920,0	3276,0	43800,0	22,020	0,001049	1,0551	0,9551
3285,0	2953,0	49275,0	28,860	0,001153	1,0560	0,9467

Se utilizaron las técnicas de balance de materiales Havlena y Roach, para un yacimiento no volumétrico de gas seco, obteniendo resultados basados en el análisis de la producción acumulada del gas. Se ingresó en el sistema MBS: las características de un yacimiento no volumétrico, datos de producción y datos PVT, utilizadas en un estudio de balance de materiales de gas seco y se encontró los resultados según el método de Havlena y Roach mostrados en la figura 30 y 31. (Castillo & Patricia, 2007), realizó un estudio similar con una herramienta informática llamada DryGasMB.

Resultados:			Covarianza	Varianza
Gas Original en Sitio :	0,10803586589515	MMScf	0,002961617106915	2,74132769E-08
	F	Eg	F.Eg	F²
▶	,00000000	,00000000	,00000000	,00000000
	3,60638250	,00003080	,00011108	13,00599474
	7,59163500	,00006540	,00049649	57,63292197
	12,03459750	,00010480	,00126123	144,83153699
	17,03382000	,00014990	,00255337	290,15102379
	22,72125000	,00020210	,00459196	516,25520156
	29,26935000	,00026310	,00770077	856,69484942
	36,89931000	,00033490	,01235758	1361,55907848
	45,93306000	,00042080	,01932863	2109,84600096
	56,82393000	,00052530	,02984961	3228,95902064

Figura 30. Cálculos de la técnica de balance de materiales Havlena y Odeh.

Las comparación simuladas para el cálculo del GOES, con las dos aplicaciones, (DrygasMB Y Material Balance System) utilizando los métodos Havlena y Odeh, reportando un porcentaje de error aceptable 3,01% para el software MBS. No obstante, MBS también realiza cálculos con el método de Roach, obteniendo una aproximación más cercana (2,26%). La Figura 32 muestra la comparación de las gráficas obtenidas en las dos aplicaciones al realizar el proceso de simulación de los programas computacional.

Grafica		Resultados		Verificación			
Resultados:				Covarianza		Varianza	
Gas Original en Sitio :				0,107246404092211	MMScf	0,00043693051727427	4,07408081
	Gpc	Vi_Pc	Gpc.Vi_Pc	Gpc ²			
▶	,00000000	,00000000	,00000000	,00000000			
	12,37696491	,00010546	,00130528	153,18926034			
	13,40280212	,00011535	,00154605	179,63510466			
	14,54054252	,00012654	,00184001	211,42737691			
	15,82535659	,00013919	,00220271	250,44191119			
	17,29610057	,00015381	,00266031	299,15509489			
	18,99254788	,00017066	,00324130	360,71687482			
	20,97934417	,00019039	,00399428	440,13288188			
	23,33240965	,00021372	,00498670	544,40133989			
	26,16788663	,00024187	,00632932	684,75829064			

Figura 31. Cálculos de la técnica de balance de materiales Roach.

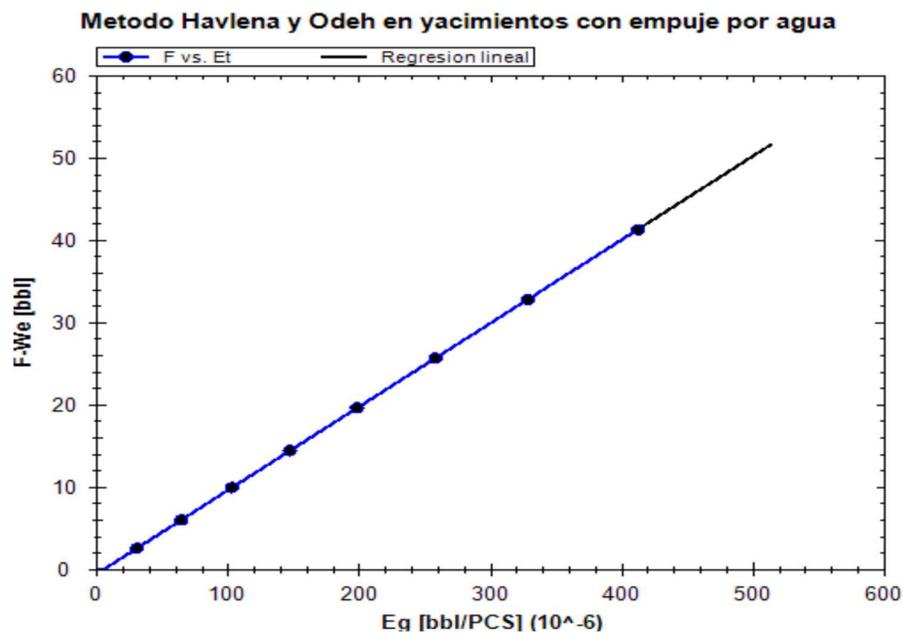


Figura 32. Resultados gráficos utilizando el método de Havlena y Odeh, Roach.

Software DryGasMB

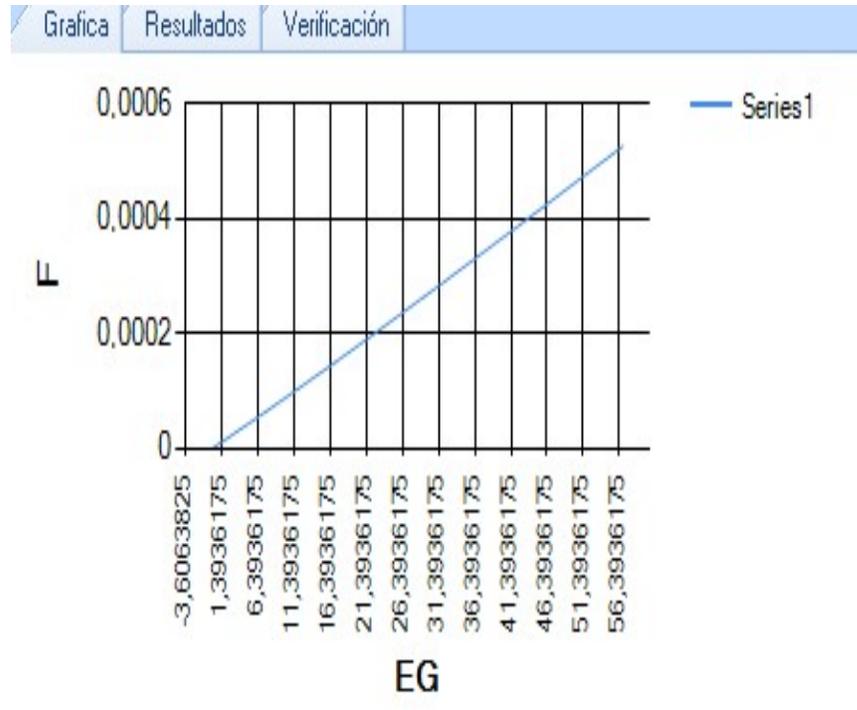


Figura 33. Resultados gráficos utilizando Software MBS, método Havlena y Odeh.

Los resultados muestran el volumen de gas en sitio, del mismo modo en una investigación, un nuevo método de análisis de balance de materiales para gas-hidrocarburo a presiones altas con empuje de agua, se empleó parámetros similares como presión, factor de compresibilidad del gas, producción acumulada y factor de volumen de formación del gas, para el cálculo de la estimación del gas, métodos similares como la regresión lineal entre la presión y la producción acumulada del gas fueron parte del estudio (Jiao et al., 2017).

4.2 CASO 2: RESULTADOS EN UN YACIMIENTO VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO NEGRO, MÉTODO F VS Et

Este caso posteriormente se ingresó al sistema MBS las características del yacimiento C-16 JO-1. La tabla 17 muestra las características de un yacimiento volumétrico con fluido de petróleo negro, es importante recalcar los datos que se utilizaron para el cálculo de balance de materiales, por ejemplo: presión, temperatura, compresibilidad del agua, compresibilidad de formación, compresibilidad total, saturación inicial del agua, porosidad, permeabilidad, etc.

Tabla 17: Características de yacimiento de petróleo volumétrico, datos del estudio de Mahia.

Características	Valores
Temperatura (°F)	124
Porosidad	18
Compresibilidad de formación (1/psi)	0,000004
Saturación inicial de agua(fracc.)	0,155
Compresibilidad del agua (1/psi)	0.000003

Se ingresaron los datos de producción y datos PVT como presión, producción acumulada de aceite y factor de volumen de formación a tiempo en este depósito, tal como lo muestra la Tabla 18. para el respectivo cálculo de balance de materiales por el método de F vs E_t y havlena y odeh. Esta investigación analizó la técnica de balance de materiales Havlena y Odeh para encontrar el POES.

Tabla 18: Datos de producción y datos PVT del yacimiento de petróleo volumétrico, datos del estudio de Mahia.

Presión	Producción acumulada de petróleo	Factor de volumen de formación del petróleo
604,00	1244658,00	1,2950
595,00	1409353,00	1,2930
577,00	1701852,00	1,2890
560,00	1816257,00	1,2860
531,00	2217622,00	1,2790
512,00	2235952,00	1,2750
500,00	2447877,00	1,2720
485,00	2420849,00	1,2690
474,00	2656460,00	1,2660

La figura 33 muestra el proceso que realiza MBS para la caracterización de petróleo negro, obteniendo la variación de la presión, el factor de expansión del agua de formación, el factor de expansión del aceite, fluido producido del yacimiento. Los valores reflejan la técnica de balance de materiales aplicada, en este caso se escogió el método F vs. E_t , los resultados muestra que a medida que la presión aumenta, los parámetros calculados

incrementan, en el cual el valor de Et dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento activo.

Grafica		Resultados		Verificación			
Resultados:				Covarianza		Varianza	
Petróleo Original en Sitio :		-43,989393975036		MMSTB	-7102,74765005891		0,00016146500345264
	F	Et	F.Et	F²			
▶	1618055,400000...	,00000000	,00000000	2618103277469,...			
	1827930,841000...	-,00291776	-5333,46249555	3341331159478,...			
	2200494,636000...	-,00675404	-14862,22717677	4842176643064,...			
	2339339,016000...	-,01159846	-27132,72175354	5472507031779,...			
	2838556,160000...	-,01934394	-54908,84761649	8057401073473,...			
	2848602,848000...	-,02517871	-71724,15860061	8114538185633,...			
	3111251,667000...	-,02807991	-87363,66309635	9679886935410,...			

Figura 34. Cálculos de la técnica de balance de materiales F vs. Et.

Para el análisis de estos resultado, se empleó diferentes programas como Petrel, Eclipse y el cálculo de balance de materiales representado mediante Microsoft Excel 2010. Los resultados simulados de MBS, La tabla 22 presenta el porcentaje de error de los cálculos del POES, en cuanto a la caída de presión subestimada 3,47% y caída de presión sobrestimada 15,68%, aproximaciones cercanas y aceptables para la confiabilidad de MBS.

Grafica		Resultados		Verificación			
Resultados:				Covarianza		Varianza	
Petróleo Original en Sitio :		-58,0274361337851		MMSTB	-5555,83671935313		9,57449973585577E-01
	F	Et	F.Et	F²			
▶	1611832,110000...	,00000000	,00000000	2598002750827,...			
	1822293,429000...	-,00193851	-3532,53370078	3320753341376,...			
	2193687,228000...	-,00581610	-12758,70455936	4812263654290,...			
	2335706,502000...	-,00870101	-20323,00283918	5455524863485,...			
	2836338,538000...	-,01550665	-43982,09923932	8044816302143,...			
	2850838,800000...	-,01938018	-55249,78056581	8127281863585,...			
	3113699,544000...	-,02230099	-69438,57329217	9695124850305,...			

Figura 35. Cálculos de la técnica de balance de materiales havlena y odedh

4.3 CASO 3: RESULTADOS EN UN YACIMIENTO DE GAS SECO VOLUMÉTRICO, MÉTODO P/Z VS. G_p

El caso 3, presenta las características de un yacimiento volumétrico de gas seco proporcionado por (Castillo & Patricia, 2007), para realizar los cálculos de balance de materiales. presenta las características de un yacimiento volumétrico de gas seco, por ejemplo: presión, temperatura, compresibilidad del agua, compresibilidad de formación, saturación inicial del agua, etc

Tabla 19: Características de yacimiento de gas seco volumétrico, datos del software DryGasMB.

Características	Valores
Temperatura (°F)	164
Presión (psia)	1798
Compresibilidad de formación (1/psi)	0,000004
Saturación inicial de agua(fracc.)	0,52
Compresibilidad del agua (1/psi)	0.000003

Para el cálculo del GOES se utilizó datos de producción acumulada del gas, factor de compresibilidad del gas y factor de formación del gas, obteniendo resultados según la relación que se presenta entre la presión versus el factor de compresibilidad y la producción acumulada del gas, algo similar ocurre en la investigación del modelo de balance de materiales para gas seco, quien utilizó la relación entre la presión y la producción acumulada del petróleo y el gas, (Stanko, 2021).

Tabla 20: Datos de producción y datos PVT del yacimiento de gas seco volumétrico, datos del software DryGasMB.

Presión	Producción acumulada de gas	Factor de compresibilidad del gas	Factor de volumen de formación del gas
1798,00	0,00	0,8690	0,00
1680,00	960,00	0,8710	0,00
1540,00	2120,00	0,8760	0,00
1428,00	3210,00	0,8900	0,00

Por otro lado, se ingresó al sistema MBS: las características de un yacimiento volumétrico, datos de producción y datos PVT de (Castillo & Patricia, 2007). Se realizaron sus respectivos cálculos mediante el método P/z vs. G_p representado en la figura 35. Como se muestra la Tabla 21 se presenta la comparación del cálculo del GOES con las dos aplicaciones, utilizando el método P/z vs. G_p reportando una aproximación de 1,81% para el software MBS. Los resultados del volumen original en sitio de gas en este depósito petrolero, el mismo que para sus cálculos utiliza parámetros estadísticos como la regresión lineal entre el fluido producido del yacimiento y el factor de expansión del gas obteniendo la pendiente de la recta, Varianza y Covarianza, reflejando el resultado del volumen original del gas en el yacimiento.

Grafica		Resultados		Verificación			
Resultados:				Covarianza		Varianza	
Gas Original en Sitio :				-1,44982559119363E	MMScf	-211278,552699675	1457268,75
	pz	gp	pz.gp	pz ²			
▶	2069,04487917	,00000000	,00000000	4280946,712025...			
	1928,81745121	960,00000000	1851664,753157...	3720336,760074...			
	1757,99086758	2120,00000000	3726940,639269...	3090531,890494...			
	1604,49438202	3210,00000000	5150426,966292...	2574402,221941...			

Figura 36. Cálculos de la técnica de balance de materiales, método de P/z vs. G_p .

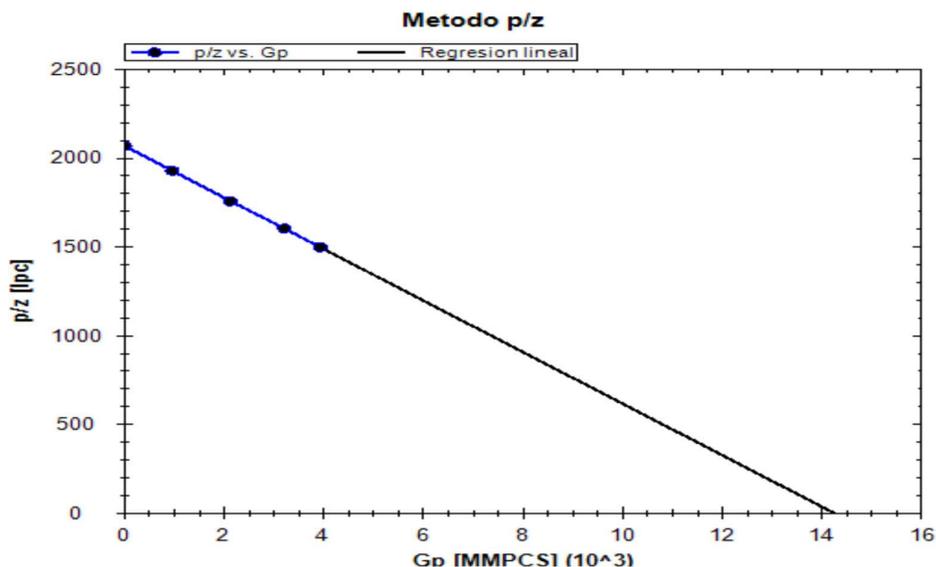


Figura 37. Resultados gráficos utilizando el método de P/z vs. G_p . Software DryGasMB.

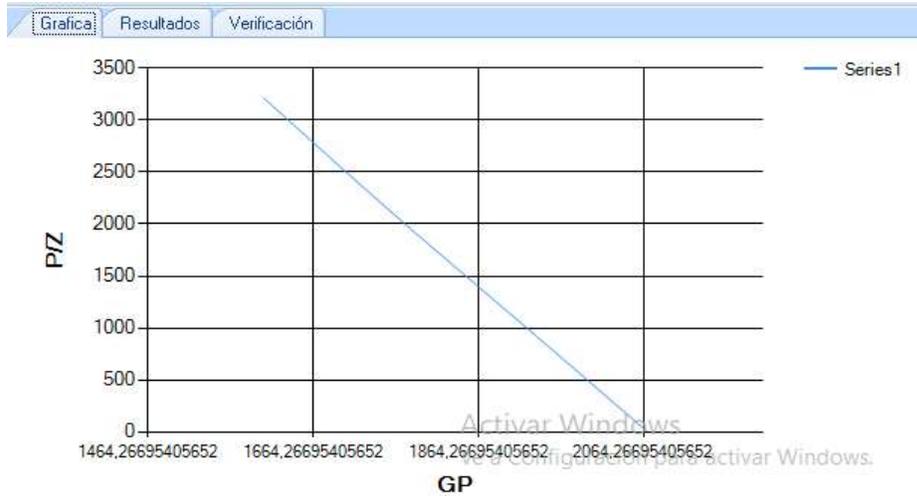


Figura 38. Resultados gráficos utilizando el método de P/z vs. Gp. Software MBS.

4.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL SOFTWARE MBS

Tabla 21: comparación de Goes y Poes.

Caso Número	Resultado Simulador	Resultado Programa		Intervalo de confianza		
	GOES/POES	Método	GOES/POES	Entre ellos	Límite inferior	Límite superior
Caso 1	104880 MMPCN	Havlena y Odeh	108035,86 MMPCN	3,01%	99636	110124
		Roach	107246,404 MMPCN	2,26%		
Caso 2	56,084 MMSTB	Havlena y Odeh	58,027 MMSTB	3,47%	53,242	58,926
		F vs. E _t	43,989 MMSTB	15,68%		
Caso 3	14240 MMPCN	P/z vs. G _p	14498 MMPCN	1,81%	13528	14952

Los resultados simulaciones de los 3 casos con la aplicación computacional MBS, se obtuvo resultados confiable del volumen y gas en sitio, establecido en los rangos de confiabilidad, con respecto a investigaciones relacionada con el cálculo del poes y goes. El factor de recobro en el caso 2 estudiado en el último año aplicando el método de Havlena y Odeh obtenemos un valor de 24,628 MMSTB de poes que se puede extraer del pozo, utilizando el software drigasMB, a diferencia del software MBS el petróleo que se puede extraer por el método de Havlena y Odeh es de 26,5646 MMSTB .

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El software Material Balance System propone una automatización de los cálculos utilizados en las diferentes técnicas de balance de materiales que determina la caracterización de un yacimiento para petróleo negro, gas seco y gas condensado, con resultados que explican el volumen original en sitio de petróleo y gas.

El análisis de las técnicas de balance de materiales se realizó en base a variables de yacimientos volumétricos y no volumétricos como presión, temperatura, saturación inicial, compresibilidad de formación, compresibilidad de agua y compresibilidad total, reflejando aproximaciones a datos reales por medio de parámetros estadísticos.

El software presenta un módulo de resultados con interfaz gráfica entendible y manejable reportando la relación de regresión que existe entre las variables que se utilizan en el cálculo de balance de materiales y sus diferentes técnicas como Havlena y Odeh, Roach, F vs. Et.

Al realizar la validación del software usando el estudio de Castillo en 2007 se encontró que los resultados obtenidos por MBS se encuentran próximos a los datos de su estudio. El error de los resultados varía entre 1 a 3%, lo cual da una indicio de confiabilidad de estos. Al comparar la gráficas del estudio de Castillo, se encuentra que la desviación de estas es pequeña lo cual resalta la validación del software desarrollado en esta tesis.

5.2 RECOMENDACIONES

Se debe considerar el análisis más amplio de las técnicas de balance de materiales en el módulo de selección del método de tal manera que se profundice la investigación y permita comparar los diferentes resultados para mayor estimación.

Proponer un módulo de verificación o validación de las técnicas de balance de materiales, realizando cálculos de error absoluto en cada una de las estimaciones, con el propósito de conseguir una mejor caracterización del yacimiento.

Realizar la validación del software incluyendo más casos de estudios extraídos de fuentes bibliográficas para así identificar posibles deficiencias del código y poder mejorarlo en una versión.

Ampliar el análisis estadístico de los resultados obtenidos, de tal manera que se cuente con más herramientas de estudio, definiendo un mejor comportamiento del yacimiento.

Implementar nuevas mejoras y módulos de cálculo con respecto a todo lo que engloba la ingeniería de yacimiento, producción y perforación de parte de los estudiantes de la carrera de petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Fatlawi, O., Mofazzal, H., Hicks, S., & Saeedi, A. (2016). *SPE-183015-MS Developed Material Balance Approach for Estimating Gas Initially in Place and Ultimate Recovery for Tight Gas Reservoirs*.
- Bakhty, N., Demin, A., & Tupitsin, M. (2020). *SPE-201958-MS Assisted Creation and Usage of Material Balance Models for Production Forecasting as a Part of Integrated Field Management*.
- Canbolat, S., Akin, S., & Polikar, M. (2004). *Investigation of Steam and Gas Push Mechanism in Carbonate Medium*.
- Castillo, V., & Patricia, A. (2007). *Desarrollo de una herramienta computacional para el cálculo de balance de materiales en yacimientos de gas seco*.
- Craft, C. B., Seneca, E. D., & Broome, S. W. (1991). Loss on ignition and kjeldahl digestion for estimating organic carbon and total nitrogen in estuarine marsh soils: Calibration with dry combustion. *Estuaries*, 14(2), 175–179. <https://doi.org/10.2307/1351691>
- El-Banbi, A., Alzahabi, A., & El-Maraghi, A. (2018). Selection of PVT Correlations. In *PVT Property Correlations* (pp. 203–224). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812572-4.00009-6>
- Fetkovich, M. J., Reese, D. E., Petroleum Co, P., & Whitson, C. (1998). *Application of a General Material Balance for High-Pressure Gas Reservoirs*.
- Haider, W. H. (2020). *IPTC-19729-MS Estimates of Total Oil & Gas Reserves in The World, Future of Oil and Gas Companies and SMART Investments by E & P Companies in Renewable Energy Sources for Future Energy Needs*.

- Hedong, S., Hongyu, W., Songbai, Z., Haifeng, N., Yang, L., Yuanjie, L., Songlin, L., Wen, C., & Baohua, C. (2019). *Reserve evaluation of high pressure and ultra-high pressure reservoirs with power function material balance method* *,**. <https://doi.org/10.3787/j.issn>
- Hedong, S., Yujin, W., Shimin, Z., & Branch, L. (2008). SPE 113665 Discussion on Dynamic Reserves Estimation of Multilayer Gas Reservoir With Material Balance Method. In *Technology Symposium*.
- Hidayat, A., Hudya Febrianto, D., Wijayanti, E., Nurhaji, D., & Sujai, A. (2019). *SPE-196360-MS Flowing Material Balance Analysis and Production Optimization in HPHT Sour Gas Field*.
- Hwan, R. R. (1993). SPE 26244 Improved Material Balance Calculations by Coupling With a Statistics-Based History-Matching Program SPE Member
- Jiao, Y., Xia, J., Liu, P., Zhang, J., Li, B., Tian, Q., & Wu, Y. (2017). New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(29), 18718–18727. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.190>
- Kanu, A. U., & Ikiensikimama, S. S. (2014). SPE-172494-MS Globalization of Black Oil PVT Correlations.
- Mahia, E. (2014). Estudio de inyección de gas como método de recuperación secundaria para el yacimiento c-16 jo-1 perteneciente al campo Jobal subcuenca Guárico.
- Moghadam, S., Jeje, O., & Mattar, L. (2011). Advanced gas material balance in simplified format. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(01), 90-98.
- Orozco, D., & Aguilera, R. (2015). *SPE-177260-MS A Material Balance Equation for Stress-Sensitive Shale Gas Condensate Reservoirs*.
- Pletcher, J. L. (2002). *Improvements to Reservoir Material-Balance Methods*.

- Rammy, M. H., & Abdulraheem, A. (2017). PVT correlations for Pakistani crude oils using artificial neural network. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(1), 217–233. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0232-z>
- Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). Reservoir performance analysis by the classical material balance method. In *Reservoir Engineering* (pp. 233–245). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-800219-3.00014-0>
- Segun-Oki, H., & Eli, A. (2014). *SPE-172418-MS Material Balance Methods for Correcting Misallocation of Injected Water: Kadara field Case Study*.
- Stanko, M. (2021). A material balance model based on mass conservation in the producing layer and gas and water injection in non-communicating gas-cap and aquifer layers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107805>
- Sun, Z., Shi, J., Zhang, T., Wu, K., Miao, Y., Feng, D., Sun, F., Han, S., Wang, S., Hou, C., & Li, X. (2018a). The modified gas-water two phase version flowing material balance equation for low permeability CBM reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 726–735. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.011>
- Sun, Z., Shi, J., Zhang, T., Wu, K., Miao, Y., Feng, D., Sun, F., Han, S., Wang, S., Hou, C., & Li, X. (2018b). The modified gas-water two phase version flowing material balance equation for low permeability CBM reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 726–735. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.011>
- Wang, B., Liao, Q., Zheng, J., Yuan, M., Zhang, H., & Liang, Y. (2019). *IPTC-19153-MS Monte Carlo Optimization for Site Selection of Process Facilities in Oilfields Considering Environment*.
- Wang, S.-W. (1991). *SPE 48954 A General Linear Material Balance Method for Normally and Abnormally Pressured Petroleum Reservoirs*.

Wheaton, R. (2016). Analytical Methods for Prediction of Reservoir Performance. In *Fundamentals of Applied Reservoir Engineering* (pp. 75–105). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-101019-8.00004-1>

Zhang, F., Qiu, K., Yang, X., Hao, J., Yuan, X., Burghardt, J., Liu, H., Dong, J., & Luo, F. (2015). *SPE-174384-MS A Study of the Interaction Mechanism between Hydraulic Fractures and Natural Fractures in the KS Tight Gas Reservoir*.