



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
YACIMIENTOS

ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL Y DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS
TOTALES EN YACIMIENTOS CON VARIACIÓN COMPOSICIONAL

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA
CLAUDIO OMAR FLORES TRUJILLO

TUTOR PRINCIPAL
M. en I. ALFREDO LEÓN GARCÍA
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CDMX. ENERO 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS:

Al Señor de la Misericordia, a la Virgen de Guadalupe y del Carmen y a San Judas Tadeo, por darme salud, por mostrarme el camino a seguir, y ayudarme a conseguir esta y otras metas, por permitirme estar con mi familia, y porque en su infinita bondad, siempre recibo más de lo que pido.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme, a través de la Facultad de Ingeniería, el posgrado, y todos los maestros que contribuyeron con mi formación, una educación de alta calidad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), institución que fomenta la continua formación profesional de mexicanos, por el recurso económico proporcionado durante el período de estudios de este posgrado.

A mis papás, mis hermanos y mis abuelitos, por todo el apoyo brindado, porque a pesar de las circunstancias siempre he recibido muestras de aliento y acciones que me hacen sentir supremamente afortunado de tenerlos a mi lado, siempre los tengo en mi corazón y en mis pensamientos. Una vez más, lo hicimos y este triunfo va hasta donde quiera que te encuentres†.

A todo lo que pudo ser y que ya no será, porque de ti aprendí que tengo el poder de cambiar lo que no me gusta, gracias por todo eso y el efímero momento de la alegría más grande que pude tener.

A mi tutor, maestro y amigo, porque siempre me motivó, creyó en mí y me exigió, a sabiendas de mi capacidad, y que podía con eso y más, gracias por tantas lecciones personales y enseñanzas técnicas.

A mi jefe, maestro y amigo, que me dio mi primera oportunidad en el ámbito petrolero, usted me ayudó a cumplir uno de mis sueños y le estaré eternamente agradecido, lo respeto, lo admiro y valoro todas las enseñanzas que día a día me ofrece.

A mis amigos, por divertirse y llorar conmigo, por el gran apoyo recibido en todos los aspectos y tantas anécdotas que siempre quedarán en mi mente, gracias por todo.

RESUMEN

Actualmente en la industria petrolera, no hay ninguna metodología que se enfoque en la estimación del volumen original de hidrocarburos en yacimientos que exhiben un cambio de la composición con respecto a la profundidad, motivo por el cual, esta investigación contribuye en acortar la brecha que conlleva el estudio de estos yacimientos y los métodos para cuantificar el volumen original en sitio y recuperable.

El objetivo principal de este trabajo es la implementación de una metodología de ingeniería de yacimientos aplicada en una herramienta computacional automatizada que disminuya los errores inherentes, al cálculo de las reservas de hidrocarburos en yacimientos con variación composicional.

El capítulo II establece la importancia de identificar y caracterizar los yacimientos que presentan variación de la composición con respecto a la profundidad, la cual está relacionada con el efecto del gradiente geotérmico y el potencial químico/gravitacional, que resulta en la presencia de diferentes tipos de hidrocarburos hidráulicamente conectados en la misma estructura geológica. Se menciona el método analítico determinista utilizado para el cálculo del volumen original de hidrocarburos en sitio que permite obtener eventualmente el volumen recuperable de hidrocarburos.

El capítulo III describe los algoritmos de cálculo utilizados en la metodología propuesta para la caracterización del gradiente composicional apoyándose en una herramienta computacional desarrollada en MATLAB 2017b, la cual, calcula para cualquier profundidad dentro de la estructura geológica: 1) la composición de la mezcla, 2) la presión de yacimiento y de saturación, 3) los °API del aceite en el tanque de almacenamiento, 4) la densidad de la mezcla a condiciones del yacimiento, y 5) los factores volumétricos del fluido, además de identificar el tipo de fluido y determinar si la mezcla a las condiciones de presión y temperatura, permanece en una sola fase o se separa en dos o más, y que son insumos necesarios para aplicar un método para el cálculo del volumen original de hidrocarburos dependiendo del tipo de hidrocarburo que se haya identificado en la estructura geológica.

En el capítulo IV se validan y discuten los resultados obtenidos al emplear la metodología desarrollada en el capítulo III, con el objetivo de establecer bajo que premisas se puede utilizar con certidumbre razonable la herramienta computacional, y de esta manera estimar el volumen original de hidrocarburos.

El capítulo V presenta las conclusiones del trabajo acorde con la experiencia obtenida al desarrollar la metodología, de acuerdo con las consideraciones y suposiciones establecidas a lo largo del escrito. Se mencionan las áreas de oportunidad que tiene el trabajo y se extiende una cordial invitación a mejorar lo desarrollado en esta investigación.

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO II	3
2. REVISIÓN DE LA LITERATURA	3
2.1. Yacimientos con variación composicional.....	4
2.1.1. Gradiente composicional isotérmico.....	11
2.1.2. Gradiente composicional no isotérmico.....	14
2.2. Caracterización de fluido	20
2.2.1. Clasificación de yacimientos petroleros con base en el tipo de fluido contenido	20
2.2.2. Validación de experimentos PVT	22
2.2.3. Simulación de experimentos PVT	24
2.3. Estimación del volumen original	24
2.3.1. Método volumétrico.....	24
2.4. Reservas de hidrocarburos.....	26
CAPÍTULO III	29
3. DESARROLLO DEL TEMA	29
3.1. Cálculos flash de dos fases	29
3.2. Ajuste de la EDE usando un método de regresión no lineal.....	34
3.3. Cálculo del gradiente composicional isotérmico.....	38
3.4. Prueba de estabilidad de fases.....	43
3.5. Cálculo del peso molecular y la gravedad específica de la fracción pesada a diferentes profundidades	51
3.6. Cálculo de la presión de saturación	56
3.7. Cálculo de las propiedades volumétricas del fluido.....	61
3.8. Metodología para calcular el volumen original de hidrocarburos en yacimientos con variación composicional	62
3.8.1. Cálculo del volumen original de gas y condensado asociado.....	64
3.9. Metodología para calcular el volumen recuperable de hidrocarburos	65
CAPÍTULO IV	68
4. VALIDACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS	68

4.1. Caso 1: Campo “AFT”	69
4.2. Caso 2: Campo “ZTF”	88
CAPÍTULO V	110
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
REFERENCIAS	112
APÉNDICE A	118
APÉNDICE B	127
APÉNDICE C	136
APÉNDICE D	147

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Envoltentes de fase para una mezcla a diferentes profundidades.	6
Figura 2. Yacimiento con contacto gas-aceite saturado ($P_d = P_b = P_y$ a cierta profundidad).	7
Figura 3. Yacimiento con contacto gas-aceite bajosaturado ($P_s < P_y$).	7
Figura 4. Variación de la presión de yacimiento y la Presión de saturación vs la profundidad. ...	12
Figura 5. Cambio de la relación gas-aceite con la profundidad.	13
Figura 6. Cambio de la fracción ligera y pesada con respecto a la profundidad.	14
Figura 7. Tipos de yacimiento en función del grado de variación composicional.	14
Figura 8. Porcentaje molar de la fracción C_1 y C_7 en profundidad, del fluido del yacimiento 1. ...	18
Figura 9. Porcentaje molar de la fracción C_1 y C_7 en profundidad, del fluido del yacimiento 2. ...	19
Figura 10. Porcentaje molar de la fracción C_1 y C_7 en profundidad, del fluido del yacimiento 3. .	19
Figura 11. Gráfico de K_i vs Presión, para validación de aceites composicionales.	23
Figura 12. Modelo estático multiceldas.	25
Figura 13. Diagrama de flujo para actualizar las constantes de equilibrio.	33
Figura 14. Regresión No lineal.	34
Figura 15. Diagrama de flujo para el cálculo del gradiente composicional isotérmico y la presión de yacimiento.	43
Figura 16. Mezcla inestable (planos por debajo del plano tangente de la mezcla).	45
Figura 17. Mezcla estable (planos por arriba del plano tangente de la mezcla).	45
Figura 18. Mezcla en un punto de burbuja o rocío (planos con distancia igual a cero al plano tangente de la mezcla).	45
Figura 19. Diagrama de flujo para conocer la estabilidad de fases de una composición.	50
Figura 20. Diagrama de flujo del cálculo de la presión de saturación.	60
Figura 21. Diagrama de flujo para el cálculo del volumen original de hidrocarburos.	67
Figura 22. Configuración estructural en profundidad del yacimiento Cretácico Superior.	69
Figura 23. Sección transversal del yacimiento Cretácico Superior.	70
Figura 24. Gasto y producción acumulada de condensado en el tiempo de explotación del campo.	71
Figura 25. Gasto y producción acumulada de gas en el tiempo de explotación del campo.	71
Figura 26. RGA con respecto al tiempo de explotación del campo.	72
Figura 27. Comportamiento de presión en función del tiempo de explotación.	72
Figura 28. Variación de la presión de saturación con respecto a la profundidad.	74
Figura 29. Gráfico del volumen de roca vs profundidad.	76
Figura 30. Cambio de la composición de metano y la fracción pesada, con respecto a la profundidad, en el Cretácico Superior.	79
Figura 31. Variación de la presión de yacimiento y saturación con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.	80
Figura 32. Variación de la relación gas-aceite con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.	81
Figura 33. Variación de la relación de volatilidad con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.	82

Figura 34. Cálculo del volumen original de hidrocarburos utilizando la metodología propuesta, para el Caso 1.....	83
Figura 35. Distribución de los hidrocarburos en fase líquida con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.....	85
Figura 36. Distribución de los hidrocarburos en fase gas con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.....	85
Figura 37. Comparativo de volumen original de condensado para el Caso 1.....	86
Figura 38. Comparativo de volumen original de gas natural para el Caso 1.....	86
Figura 39. Comparativo del volumen recuperable de condensado en el Cretácico Superior.....	88
Figura 40. Comparativo del volumen recuperable de gas natural en el Cretácico Superior.....	88
Figura 41. Configuración estructural del yacimiento Cretácico Medio.....	89
Figura 42. Gasto y producción acumulada de aceite con respecto al tiempo de explotación.....	90
Figura 43. Gasto y producción acumulada de gas con respecto al tiempo de explotación.....	90
Figura 44. RGA con respecto al tiempo de explotación.....	91
Figura 45. Tendencia del comportamiento de presión estática del yacimiento a la profundidad de referencia.....	91
Figura 46. Perfil de presión en función de la profundidad para el pozo Z2.....	94
Figura 47. Gráfico del volumen de roca vs profundidad.....	95
Figura 48. Gráfico de la presión de yacimiento y de saturación con respecto a la profundidad, de diferentes simuladores.....	96
Figura 49. Simulación del experimento de Expansión a Composición Constante antes de aplicar la regresión no lineal.....	97
Figura 50. Simulación del experimento de Expansión a Composición Constante después de aplicar la regresión no lineal.....	98
Figura 51. Variación de la presión de yacimiento y saturación con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.....	101
Figura 52. Cambio de la composición de metano y la fracción pesada con respecto a la profundidad, en el yacimiento Cretácico Medio.....	101
Figura 53. Variación de la relación gas-aceite con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.....	102
Figura 54. Cálculo del volumen original de hidrocarburos utilizando la metodología propuesta, para el yacimiento Cretácico Medio.....	103
Figura 55. Distribución de los hidrocarburos en fase líquida con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.....	105
Figura 56. Distribución de los hidrocarburos en fase gas con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.....	105
Figura 57. Comparativo de volumen original de aceite para el Caso 2.....	107
Figura 58. Comparativo de volumen original de gas natural para el Caso 2.....	107
Figura 59. Comparativo del volumen recuperable de líquidos en el yacimiento Cretácico Medio.....	109
Figura 60. Comparativo del volumen recuperable de gas natural en el yacimiento Cretácico Medio.....	109

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de clasificación para yacimientos de México.	21
Tabla 2. Experimentos de laboratorio.	22
Tabla 3. Interpretación del análisis de estabilidad de fases.	48
Tabla 4. Información general del Campo “AFT”	73
Tabla 5. Resumen de análisis PVT, tomados en el bloque A del yacimiento Cretácico Superior.	75
Tabla 6. Resultados obtenidos con la herramienta SAFC para los diferentes valores del vector de profundidad del yacimiento.	77
Tabla 7. Comparación de los resultados calculados con la herramienta y los obtenidos con el software comercial.	78
Tabla 8. Comparativa del cálculo del volumen original de hidrocarburos, en un yacimiento de gas y condensado para el Caso 1.	84
Tabla 9. Comparativo de volumen original de hidrocarburos calculado con diferentes métodos y metodologías.	85
Tabla 10. Resultados obtenidos de volumen original y volumen recuperable de hidrocarburos en el yacimiento Cretácico Superior.	87
Tabla 11. Información general del Campo “ZTF”	92
Tabla 12. Resumen de análisis PVT, tomados en el yacimiento Cretácico Medio.	93
Tabla 13. Comparativo de los resultados obtenidos por diferentes simuladores, de la presión de yacimiento y de saturación con respecto a la profundidad.	95
Tabla 14. Parámetros ajustados para la ecuación de estado de Peng-Robinson.	98
Tabla 15. Resultados obtenidos con la herramienta SAFC para los diferentes valores del vector de profundidades del yacimiento.	99
Tabla 16. Comparación entre los resultados predictivos y los resultados con regresión no lineal.	100
Tabla 17. Comparativa del cálculo del volumen original de hidrocarburos, en la zona de gas del yacimiento Cretácico Medio.	104
Tabla 18. Comparativa del cálculo del volumen original de hidrocarburos, en la zona de aceite del yacimiento Cretácico Medio.	104
Tabla 19. Comparativo de volumen original de hidrocarburos calculado con diferentes métodos y metodologías.	106
Tabla 20: Resultados obtenidos de volumen original y volumen recuperable de hidrocarburos en el yacimiento Cretácico Medio.	108

NOMENCLATURA

$^{\circ}API$	Gravedad del petróleo en el tanque de almacenamiento
A_0 y A_1	Constantes definidas en la Tabla 7
a y b	Parámetros de atracción y repulsión respectivamente
B_g	Factor de volumen del gas
B_o	Factor de volumen del fluido
bls	Barriles
$C1- C4$	Constantes del polinomio para la capacidad calorífica de un gas ideal
$CAPEX$	Capital expenditures (gastos de capital o inversión)
C_{n+}	Porcentaje mol de la fracción pesada
Cp_i^{id}	Capacidad calorífica del gas ideal
c	Tercer parámetro de la EDE
E	Energía
$EE. UU. \$$	Dólar estadounidense
F_i	Factor de caracterización
f_g	Fracción producida de gas total en la superficie
f_i	Fugacidad del componente i
f_{z_i}	Fugacidades del componente i en la mezcla
G	Volumen de gas inicial del yacimiento
g^*	Energía normalizada de Gibbs
g	Aceleración gravitacional
g/cm^3	Gramos por centímetro cúbico
\widehat{H}_i	Entalpía parcial molar del componente i
\widehat{H}_i^{res}	Entalpía parcial molar residual
H_i^{ig}	Entalpía del gas ideal
H	Entalpía molar de la mezcla
h^0	Profundidad vertical de referencia

h	Profundidad vertical
J	Matriz Jacobiana de elementos
km^2	Kilómetros cuadrados
K_i	Constantes de equilibrio
K_w	Factor de caracterización de Watson
lb	Libras
m	Metros
M_a	Peso molecular aparente
MMb	Millones de barriles
Mbd	Miles de barriles diarios
MMMpc	Miles de Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
M_i	Peso molecular del componente i
M_{Cn+}	Peso molecular de la fracción pesada
M_{Cn+}^h	Peso molecular de la fracción pesada a la profundidad h
M_w	Peso molecular
M_{wo}	Peso molecular del aceite en el tanque de almacenamiento
N	Volumen original de aceite a condiciones estándar
NTG	Relación de espesores neto/bruto
n	Cantidad de materia del sistema
n_{gd}	Moles de gas disueltas en el aceite por unidad de volumen
$n_{gext,}$	Moles de gas extraídas en cada etapa
$n_{gPa,}$	Moles de gas producidos acumulados
n_t	Número de moles totales
n_L	Número de moles en la fase líquida
n_v	Número de moles en la fase vapor
n_{vt}	Moles de vapor total

$(n_v)_r$	Moles de vapor remanentes en la celda
n_p	Moles de gas producidos
OPEX	Operational expenditures (Gastos de operación)
p	Presión
p^*	Presión de frontera
p^0	Presión de referencia
p^2	Pulgadas cuadradas
pc	Pies cúbicos
P_b	Presión de burbuja
P_d	Presión de rocío
p_{sat}	Presión de saturación
P_y	Presión de yacimiento
Q	Función para resolver el problema de variación composicional
R	Constante universal de los gases
R_1	RGA del separador
R_3	RGA del tanque de almacenamiento
r_i	Corrección de la relación de fugacidades
R_i	Relación de fugacidades
R_{si}	Relación de solubilidad gas-aceite inicial
R_v	Relación de aceite volatilizado en el gas
S	Sumatoria mayor del número de moles
s	Parámetro de traslación
S_{wi}	Saturación de agua inicial
T	Temperatura
T_b	Temperatura de ebullición
T_c	Temperatura crítica
T_r	Temperatura reducida
T_y	Temperatura del yacimiento

V	Volumen
v	Volumen molar
V_{mg}	Volumen molar del gas
V_{phc}	Volumen neto poroso impregnado de hidrocarburos
w^*	Fracción peso normalizada
x_i	Porcentaje molar del componente i , en la fase líquida
y_i	Porcentaje molar del componente i , en la fase vapor
Y_i	Número de moles
Z	Factor de compresibilidad de los gases reales
z_i	Composición original

GRIEGAS

α	Constante de forma en la distribución gamma
α_G	Término de la componente de gravedad definida en la Ec. 140
β	Parámetro de distribución gamma definido en la Ec. 15
Γ	Distribución gamma
γ_1	Gravedad específica del gas en el separador
γ_3	Gravedad específica del gas en el tanque de almacenamiento
γ_{aceite}	Gravedad específica del aceite
γ_{Cn+}^h	Gravedad específica de la fracción pesada a la profundidad h
γ_{gas}	Gravedad específica del gas
γ_i	Gravedad específica
γ_o	Gravedad específica del aceite en el tanque de almacenamiento
Δ	Incremento de parámetro
∂_2, ∂_1 y ∂_0	Coefficientes definidos en las Ec,s. 39, 40 y 41
ε	Constante definida en la Ec. 26

η	Parámetro de distribución gamma
μ	Potencial químico de la fase
ρ	Densidad
ϕ	Porosidad promedio
Φ	Coefficiente de fugacidad
ω	Factor acéntrico

SUBINDICES Y SUPERINDICES

<i>a</i>	Actual
CG	Corregido por gravedad
<i>c.e.</i>	Condiciones estándar
<i>corr.</i>	Corregido
<i>d</i>	Diferencial
<i>f</i>	Flash
<i>h</i>	Profundidad
<i>i, j</i>	Subíndices del componente
<i>L</i>	Líquido
<i>p</i>	Etapa de presión del sistema
<i>TV</i>	Traslación de volumen
<i>T</i>	Total
<i>v</i>	Vapor
<i>v</i>	Volumen crítico

ABREVIATURAS

adim	Adimensional
AVC	Agotamiento a volumen constante
BM	Balance de Materia
BTU	British Thermal Unit

CAA	Contacto agua-aceite
CAG	Contacto agua-gas
CGA	Contacto gas-aceite
CIB	Coeficientes de interacción binario
CPD	China Petroleum Directorate
CSA	Canadian Security Administrators
DST	Drillstem test
EBM	Ecuación de balance de materia
EBMC	Ecuación de Balance de Materia Convencional
EBMG	Ecuación de Balance de Materia Generalizada
ECC	Expansión a composición constante
EDE	Ecuación de estado
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPE	Empresa Productiva del Estado
EQG	Equilibrio químico/gravitacional
EUR	Recuperación final estimada, por sus siglas en inglés
FE	Flujo de efectivo
FDC	Funciones de distribución continua
FR	Factor de recuperación
GC	Gradiente Composicional
GCS	Grupos de carbones sencillos
GCM	Carbones múltiples
GIIP	Gas inicialmente en sitio (por sus siglas en inglés)
GPM	Galones por millar de pie cúbico
LKH	Límite más bajo de hidrocarburos conocido (por sus siglas en inglés)
mbnm	Metros bajo Nivel del Mar
NPD	Norwegian Petroleum Directorate

NR	Newton-Raphson
OIIP	Aceite inicialmente en sitio (por sus siglas en inglés)
PD	Reserva probada desarrollada
PND	Reserva probada no desarrollada
PR	Peng-Robinson
PRMS	Petroleum Resources Management System
PS	Pruebas de separación
RF	Russian Ministry of Natural Resources
RFT	Repeat formation tester
RGA	Relación gas-aceite
SAP	Sistemas artificiales de producción
SD	Separación diferencial
SORP	UK Statement of Recommended Practices
SPE	Society of Petroleum Engineers
SRK	Soave-Redlich-Kwong
ST	Solución trivial
TIR	Tasa Interna de Retorno
USGS	United States Geological Survey
UNFC	United Nations Framework Classification
U.S. SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
VPN	Valor Presente Neto

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Dentro de la parte técnica que atañe directamente al cálculo de reservas de hidrocarburos, el documento “Petroleum Resources Management System” (PRMS), presentado por la Society of Petroleum Engineers (SPE) en conjunto con diversas asociaciones pertenecientes al gremio, recomienda métodos y técnicas que permiten cuantificar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento y dicta pautas para la posterior estimación y clasificación de reservas.

Actualmente, en la industria petrolera mexicana y en el documento PRMS, no se realizan esfuerzos para cuantificar de manera correcta el volumen original en yacimientos con variación composicional, sino que alterando ciertos parámetros del yacimiento se justifica el volumen original de hidrocarburos. Lo anterior conduce a sobreestimar o subestimar las reservas de hidrocarburos, derivando en discrepancias con las certificaciones por parte de terceros, penalizaciones por parte de empresas reguladoras de los mercados financieros y de valores, y prácticas erróneas para el desarrollo integral del yacimiento.

En este trabajo se presenta el análisis del problema que implica la estimación de volumen original y reservas de hidrocarburos en yacimientos con variación composicional, mediante el desarrollo de una metodología y una herramienta computacional desarrollada en MATLAB 2017b, para asegurar la correcta caracterización de la mezcla en la estructura geológica, el cálculo de las propiedades volumétricas y de fase del fluido y la estimación confiable del volumen original de hidrocarburos, para este tipo de yacimientos.

Una de las ventajas y mejoras de la herramienta computacional desarrollada en comparación con los software comerciales, radica en la obtención de parámetros volumétricos del fluido y otros valores del yacimiento en el vector de profundidad dado, es decir, la herramienta permite el cálculo, a cualquier profundidad comprendida desde la cima hasta la base de la estructura, de los valores de alguna propiedad que solía ser

puntual, y que tiene un impacto considerable no solo en el cálculo del volumen original, sino también de algún proceso de simulación composicional de yacimientos u otro relacionado con técnicas de recuperación adicional, mejoras en las instalaciones superficiales y factibilidad económica en la extracción de hidrocarburos.

Para probar la herramienta computacional desarrollada, se utilizó información real de dos campos mexicanos, los cuales exhiben una variación de la composición en diferente proporción, distintas propiedades volumétricas y diferente tipo de fluido en su estructura geológica, demostrando en ambos casos que la metodología propuesta ofrece resultados confiables al modelar de manera correcta los diferentes parámetros del fluido, obteniendo un volumen original de hidrocarburos más afinado, pero que no dista tanto del reportado para dichos campos.

CAPÍTULO II

2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

El objetivo principal de la ingeniería de yacimientos es el estudio riguroso de los elementos que lo componen, empleando las mejores técnicas de optimización y maximización de la producción; de manera que se minimicen costos e inversiones para obtener el máximo beneficio económico proveniente de la venta de hidrocarburos. Dicho objetivo puede ser alcanzado mediante la implementación de nuevas técnicas, métodos y modelos que permitan predecir adecuadamente el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación.

Para obtener la mayor rentabilidad de un campo es necesario conocer entre otras cosas, el volumen recuperable de hidrocarburos. Los valores de reservas son utilizados por las empresas petroleras y otros agentes económicos como base para generar ganancia, pues son la principal fuente de ingresos, y lo que asegura una sustentabilidad a largo plazo, ya que éstas actúan como aval para acceder a financiamientos y así desarrollar las actividades de exploración y explotación Flores *et al.* (2016).

Técnicamente, las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo que se prevé serán recuperados comercialmente a través de proyectos de desarrollo, en acumulaciones ya descubiertas, a partir de una fecha dada bajo condiciones de explotación definidas. Las reservas de hidrocarburos deben satisfacer cuatro criterios: 1) estar descubiertas, 2) ser recuperables, 3) remanentes y 4) comerciales bajo un proyecto de extracción previamente definido SPE (2009).

El documento PRMS propone técnicas y métodos para cuantificar las reservas de hidrocarburos; entre éstos se encuentran las analogías, los métodos volumétricos y los métodos de análisis del comportamiento presión producción del yacimiento, mismas que abarcan técnicas ampliamente usadas como el Balance de Materia (BM), la simulación de yacimientos y, el análisis del comportamiento de la producción. Dentro de dichas técnicas

y métodos utilizados específicamente para el cálculo del volumen original se mencionan, los métodos volumétricos, las técnicas de BM y la simulación de yacimientos.

Estos métodos son utilizados en México, y limitan su uso a acumulaciones convencionales que contienen un solo fluido petrolero dentro del yacimiento; sin embargo, en algunos yacimientos se pueden encontrar varios tipos de fluidos dentro de una misma estructura geológica. Esta particularidad se debe a la variación de la composición respecto a la profundidad; y hace necesario el desarrollo de métodos, y el ajuste de técnicas, que permitan estimar de mejor forma tanto la variación de la composición, como la distribución espacial de los fluidos dentro del yacimiento y el cálculo de volumen original y recuperable.

2.1. Yacimientos con variación composicional

Los yacimientos petroleros de gran espesor, que experimentan efectos gravitacionales marcados y gradientes térmicos considerables, presentan una variación en sentido vertical de la composición de los fluidos contenidos, es decir, dentro de la misma estructura geológica hidráulicamente conectada, se encuentran almacenados hidrocarburos con distintas composiciones y propiedades volumétricas; estos parámetros clasifican al yacimiento de acuerdo al tipo de fluido contenido y con base a este, se aplican los métodos y técnicas para calcular el volumen original del yacimiento.

La mala caracterización y clasificación de los yacimientos con variación composicional repercute directamente en el diseño de instalaciones superficiales, en la predicción del contacto gas-aceite (CGA), y en las prácticas de explotación desarrolladas, tales como procesos de recuperación secundaria y recuperación mejorada, así como la ubicación de pozos y la implementación de sistemas artificiales de producción (SAP), entre otras cosas.

En la literatura no se habían desarrollado trabajos importantes sobre variación composicional desde el trabajo desarrollado por Sage *et al.* (1939), hasta que Schulte en 1980, realizó una serie de experimentos termodinámicos para determinar las variaciones composicionales provocadas por fuerzas gravitacionales; considerando que la condición de equilibrio termodinámico que rige a los yacimientos es calculada a partir de una

ecuación de estado, agregando el efecto provocado por el potencial de gravedad y considerando al yacimiento como isotérmico.

Al conocer la presión, temperatura y composición de una mezcla de hidrocarburos a una profundidad de referencia, las variables del fluido a otra profundidad (mayor o menor), son calculadas resolviendo una Ecuación de Estado (EDE) a la profundidad de interés para de esta manera calcular la composición del fluido y la presión del sistema.

Schulte (1980) describe los efectos que influyen en el gradiente composicional, tales como: 1) contenido de aromáticos en la mezcla, 2) tipo de yacimiento y 3) el efecto de la presión, además de los factores que influyen en la caracterización del gradiente composicional, como son: 1) el uso de diferentes EDE (Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong) y 2) el uso de una matriz de coeficientes de interacción binario (CIB) igual a cero y otra diferente de cero.

Los estudios realizados por el autor indican que para un petróleo con bajo contenido de aromáticos, el gradiente composicional es pequeño, y mientras aumenta la profundidad sólo se nota una leve disminución en la fracción de metano y etano y aumento de otras fracciones más pesadas. Por el contrario, para un petróleo con alto contenido de aromáticos, el gradiente composicional es más notorio.

La sensibilidad del proceso de segregación para yacimientos de aceite bajosaturado es mucho menor en comparación con yacimientos saturados o cercanos a la presión de saturación. Para un yacimiento inicialmente saturado, las fuerzas gravitacionales también operan en la zona de gas, aunque sean más pequeñas, pero parecen tener un efecto muy marcado en la presión de rocío (p_d), pues esta aumenta de manera considerable, y la presión de burbuja (p_b) disminuye a mayor profundidad.

En yacimientos con casquete de gas, a una profundidad de referencia dentro de la zona de aceite, se observa lo siguiente: a menor profundidad, la presión del yacimiento disminuye mientras la presión de burbuja aumenta. A la profundidad donde la presión del yacimiento se iguala con la presión de burbuja se localiza el contacto gas-aceite y a menor profundidad comienza la zona de gas, y justo a esa profundidad, se dice que $p_b = p_y = p_d$.

Para cálculos a menores profundidades, tanto la presión del yacimiento como la presión de rocío disminuyen, sin embargo, la presión de rocío disminuye más rápido en comparación con la presión de yacimiento.

El uso de diferente EDE, ya sea la de Peng-Robinson (PR) o la de Soave-Redlich-Kwong (SRK), arroja resultados similares, sin embargo, la introducción de los coeficientes de interacción binario tiene un mayor efecto en la predicción de la variación composicional, acercándose a resultados más aproximados a la realidad.

Debido a que la composición de hidrocarburos varía con la profundidad, su envolvente de fases y propiedades críticas varían también, la **Figura 1**, muestra las envolventes de fase de un fluido a diferentes profundidades.

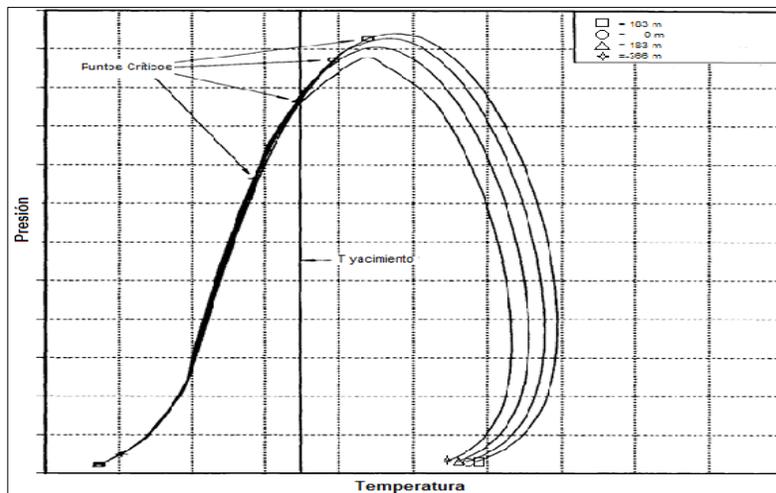


Figura 1. Envolventes de fase para una mezcla a diferentes profundidades.

Para un yacimiento con una discontinuidad en las fases se dice que el CGA es saturado, es decir, a determinada profundidad la presión de yacimiento es igual a la presión de burbuja y a la presión de rocío, en todo el vector de profundidad la temperatura crítica (T_c) de la mezcla siempre es menor a la temperatura del yacimiento (T_y). La idea anterior se ilustra en la **Figura 2**.

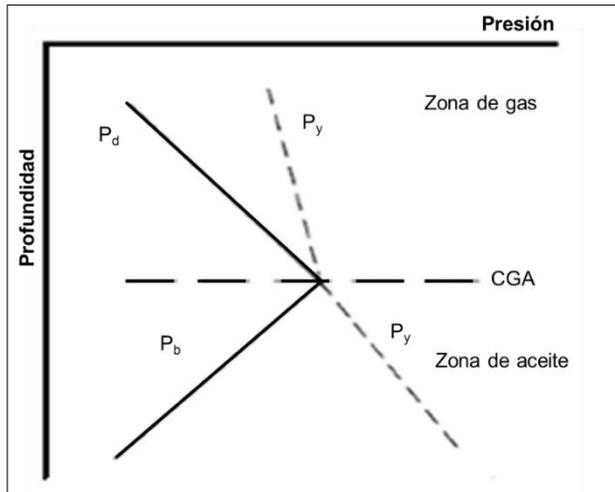


Figura 2. Yacimiento con contacto gas-aceite saturado ($P_d = P_b = P_y$ a cierta profundidad).

Schulte explica que cuando la composición cambia gradualmente sin mostrar alguna discontinuidad, se presentará el efecto de un CGA bajosaturado, esto es, en la parte baja de la columna el fluido tiene propiedades de aceite y la T_c será mayor a la T_y y en la parte alta de la columna la T_c será menor a la T_y , y se tendrán propiedades específicas de un gas, la **Figura 3**, ilustra un CGA bajosaturado, que correspondiente a esta situación.

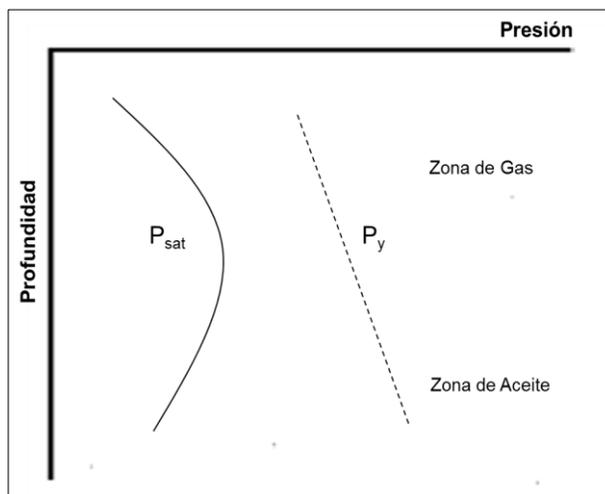


Figura 3. Yacimiento con contacto gas-aceite bajosaturado ($P_s < P_y$).

Riemens *et al.* (1988) documentaron un caso sobre variación composicional con respecto a la profundidad en el campo Birba, al sur de Omán. En donde un yacimiento, de rocas carbonatadas incrustado en la sal del Precámbrico a una profundidad de 2600 metros, su comportamiento volumétrico y composición lo ubicaban como un yacimiento bajosaturado de aceite negro. Posteriormente, se perforó un pozo a 2.5 km al sur del

descubridor que encontró hidrocarburos 212 metros por arriba del primer objetivo, el cual, produjo gas con una cantidad considerable de condensados, la presión del yacimiento indicaba que el gas podía estar en comunicación con el aceite, sin embargo, esto era poco convencional ya que el aceite producido era bajosaturado. Los cálculos termodinámicos fueron llevados a cabo para investigar cómo se conectaban los fluidos del pozo descubridor y el pozo perforado al sur.

Los cálculos del gradiente composicional fueron realizados tomando la composición y profundidad obtenida del pozo descubridor y desarrollando los cálculos a menor profundidad, observando que: mientras la profundidad disminuye, el fluido se vuelve más rico en metano y la fracción pesada disminuye, en consecuencia, la presión de burbuja aumenta.

Para confirmar el modelo termodinámico se llevó a cabo una prueba de interferencia entre dos pozos, y aunque en un principio no hubo respuesta de presión, diez días después de que la prueba comenzara, la presión empezó a declinar en el pozo de observación, y esta tendencia continuó incluso después de haber cerrado el pozo productor. La respuesta tardía indica que, aunque el flujo entre ambas zonas es restringido, las dos zonas están en comunicación, y confirma que el modelo termodinámico es correcto.

La perforación de pozos delimitadores para localizar el contacto agua-aceite (CAA) encontró en una zona más baja que la de referencia, una zona en la que los hidrocarburos son inmóviles, y que, según registros, se atribuye a una zona asfáltica, la cual tiene alto contenido de hidrocarburos pesados, es decir, al aumentar la profundidad aumenta el contenido de la fracción pesada y una vez más confirma la presencia del gradiente composicional.

Neveux *et al.* (1988), documentaron otro caso que coloca a los fluidos cerca de las condiciones críticas. Este caso se documentó en el Mar del Norte para un yacimiento de areniscas en la formación Brent Superior En el primer pozo perforado cerca de la cima del yacimiento se encontró gas y condensado según los resultados del DST (drillstem test), sin embargo, la alta relación de condensado en el gas mantenía como posibilidad

encontrar aceite a una mayor profundidad. Se perforó un segundo pozo que estuviera muy cerca del contacto agua-aceite pero que permitiera obtener tres pruebas DST sobre la columna de hidrocarburos para determinar la variación de la composición con la profundidad.

En el segundo pozo no se encontró CGA, y esto fue confirmado por los datos de la prueba RFT (repeat formation tester). Las muestras dieron como resultado la presencia de un fluido cercano al punto crítico según el DST 3, y un aceite volátil según los DST 1 y 2 del mismo pozo, ambos aceites con diferente composición según la profundidad a la que fueron tomados. Se vuelve claro que la columna de hidrocarburos exhibía una importante variación composicional.

La temperatura crítica, calculada con la EDE, disminuía con la profundidad, y se igualaba a la temperatura del yacimiento, mientras que la presión de saturación se mantenía por debajo de la presión del yacimiento; esto demostraba que los fluidos del yacimiento variaban continuamente pasando de un aceite bajosaturado a un gas bajosaturado sin que se presentara una discontinuidad de fases ni un CGA definido.

Hossein *et al.* (2012), mencionan que los efectos gravitacionales y térmicos son los causantes del gradiente composicional en gran parte, y listan una serie de factores que dan lugar al cambio de la composición con la profundidad:

- Los cambios gravitacionales, causan que los componentes ligeros se ubiquen en la cima del yacimiento, mientras que los pesados tienden a bajar y posicionarse debajo de los ligeros.
- La difusión térmica provoca que los componentes ligeros que se encuentran en lo alto del yacimiento sean empujados hacia abajo, en donde el yacimiento tiene mayor temperatura y los componentes pesados suban a lugares donde la temperatura del yacimiento es menor.
- En yacimientos altamente fracturados o con grandes permeabilidades verticales, la diferencia de temperaturas induce corrientes de convección en donde los componentes ligeros y pesados se mezclan, evitando que exista un gradiente composicional considerable.

- Cuando el balance de migración y la distribución equilibrada de los hidrocarburos aún no se ha completado, existen cambios composicionales con la profundidad.
- La existencia de un acuífero cerca del yacimiento puede derivar en el decremento de componentes ligeros a ciertas profundidades, debido a la alta conductividad térmica del agua, lo que evita que cerca del contacto del fluido con el agua, exista un incremento en la temperatura y por ende que los componentes ligeros tengan la afinidad natural de ser empujados hacia la base del yacimiento (en un gradiente geotérmico normal).
- La variedad en la distribución de diferentes hidrocarburos (parafínicos y aromáticos) en la fracción C_{7+} , impacta directamente en el gradiente composicional.

Para reproducir de manera correcta la variación composicional del fluido en una estructura geológica se recurre a la solución de una EDE. Una revisión en los avances y desarrollos de la EDE coloca a las ecuaciones de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong como las más utilizadas en aplicaciones de ingeniería petrolera.

Wu y Prausnitz (1998) documentaron que la EDE de PR muestra un balance de los términos de atracción y repulsión tal que, la suma de ellos brinda una representación cercana de las propiedades termodinámicas de un gran número de componentes puros y sus mezclas, además de que se han reportado mejores predicciones de datos de equilibrio, densidades de líquidos y otras propiedades de los fluidos principalmente en las vecindades de la región crítica. El desarrollo y la descripción del comportamiento volumétrico y de fase del fluido de la EDE de PR se discute en el **Apéndice A**.

Una de las maneras, en las que se mejoran los cálculos y predicciones de la EDE es mediante la caracterización de la fracción pesada, ya que el manejo de un conjunto de componentes, como un componente puro, genera problemas importantes al tratar de obtener sus propiedades termodinámicas y de comportamiento volumétrico mediante una EDE, esto se debe a que sus propiedades críticas y factor acéntrico son calculadas mediante correlaciones, que están en función del peso molecular y la gravedad específica

reportadas por el laboratorio para esta fracción. La caracterización de la fracción pesada se describe a detalle en el **Apéndice B**.

Como se mencionó anteriormente, los efectos que impactan de manera directa al cambio de la composición con respecto a la profundidad son los efectos gravitacionales y el gradiente geotérmico. En ingeniería de yacimientos una de las consideraciones realizadas en la mayoría de las aplicaciones es la que considera un sistema a temperatura constante; dentro de la revisión de la literatura se estudian ambos efectos en caso de que el efecto térmico sea significativo, y sus efectos puedan ser contrarrestados y anulados, o actuar de manera conjunta y aumentar el efecto del gradiente composicional.

2.1.1. Gradiente composicional isotérmico

En los estudios de ingeniería se ha vuelto una práctica común, manejar ciertos desarrollos matemáticos a temperatura constante, puesto que se considera que el gradiente geotérmico de la Tierra (0.02 a 0.03 °C/m), puede desprejarse al no contribuir considerablemente a los resultados, y el cálculo del gradiente composicional también es considerado isotérmico cuando se tienen gradientes geotérmicos normales. Como se mencionó anteriormente, un gradiente composicional provoca una redistribución de los componentes en una columna de hidrocarburos hidráulicamente conectada, además de la variación de otras propiedades que cambian inclusive si el proceso es desarrollado de manera isotérmica.

Whitson y Belery (1994), realizaron una recopilación de trabajos relacionados con variación composicional, y utilizaron modelos termodinámicos usando la EDE para describir ejemplos en yacimientos que contienen desde aceite negro hasta aceites cercanos al punto crítico, obteniendo diferentes conclusiones.

Para los diferentes fluidos contenidos en un yacimiento petrolero calcularon el cambio de la presión de yacimiento y la presión de saturación con respecto a la profundidad; y notaron que para fluidos con propiedades más cercanas a las condiciones críticas, la diferencia entre las presiones de saturación y yacimiento es más marcada, llegando a presentar un CGA bajosaturado, por otro lado, en los fluidos de bajo encogimiento la

diferencia entre la presión de yacimiento y de saturación no es tan grande y generalmente presentan un CGA saturado, tal como se muestra en la **Figura 4**.

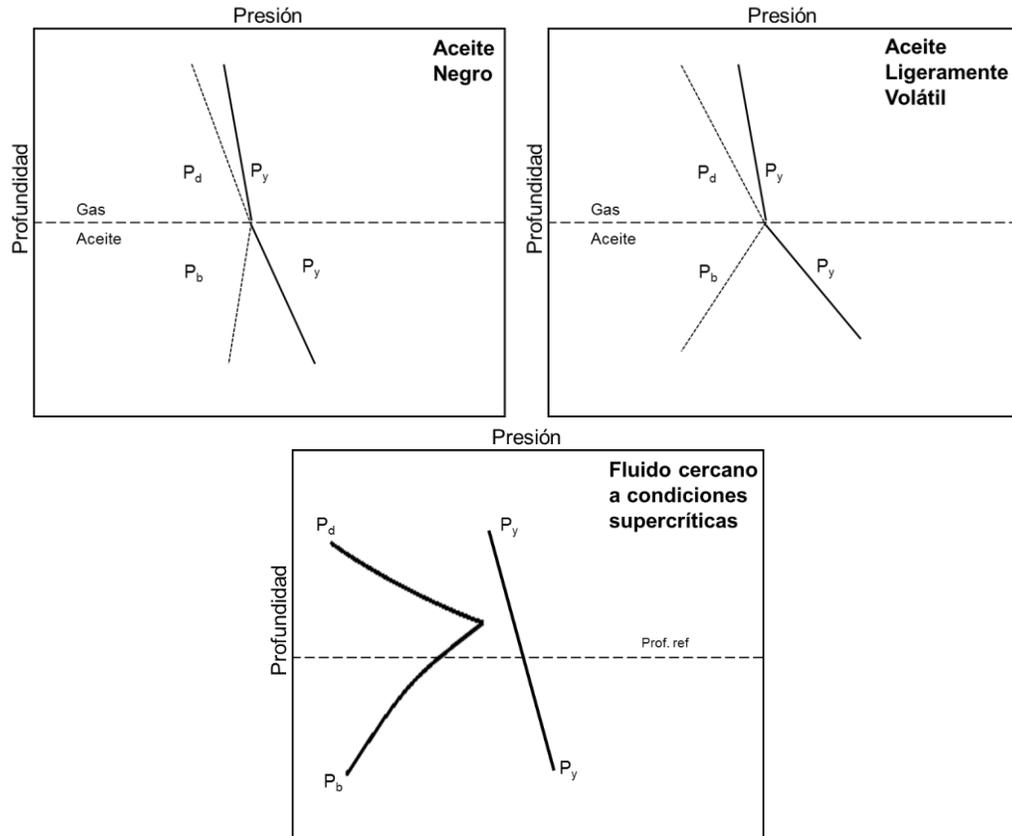


Figura 4. Variación de la presión de yacimiento y la Presión de saturación vs la profundidad.

Otra propiedad documentada para los diferentes tipos de yacimientos es la relación gas-aceite (RGA). La RGA disminuye a mayor profundidad debido a que la fracción ligera del petróleo también sufre un decremento con la profundidad, lo cual provoca que para yacimientos de aceite negro y ligeramente volátil con CGA saturado los valores de RGA sean altos en la cima del yacimiento y disminuyan de manera significativa en el CGA, sin embargo, para yacimientos cercanos a las condiciones críticas, esta diferencia en los valores de RGA ya no está presente, tal y como se muestra en la **Figura 5**.

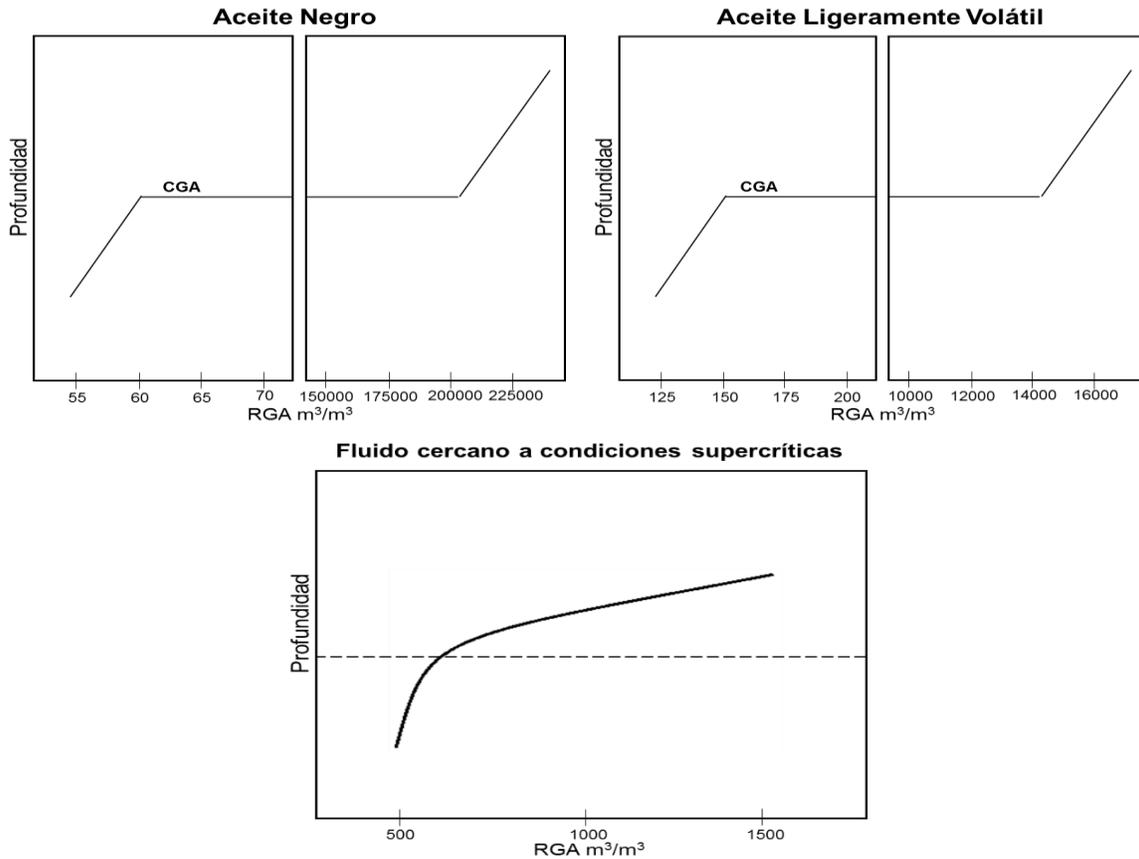


Figura 5. Cambio de la relación gas-aceite con la profundidad.

Además de los dos parámetros mencionados anteriormente, también documentaron el cambio en el contenido de metano (C_1) y en la fracción pesada (C_{7+}), conforme cambia la profundidad. Para aceites de bajo encogimiento, el cambio en estas fracciones es muy marcado de una profundidad justo arriba del CGA y otra profundidad justo abajo del CGA, no siendo así para yacimientos cercanos al punto crítico, pues en estas, el cambio en estas fracciones no es tan notorio, ambos casos se muestran en la **Figura 6**.

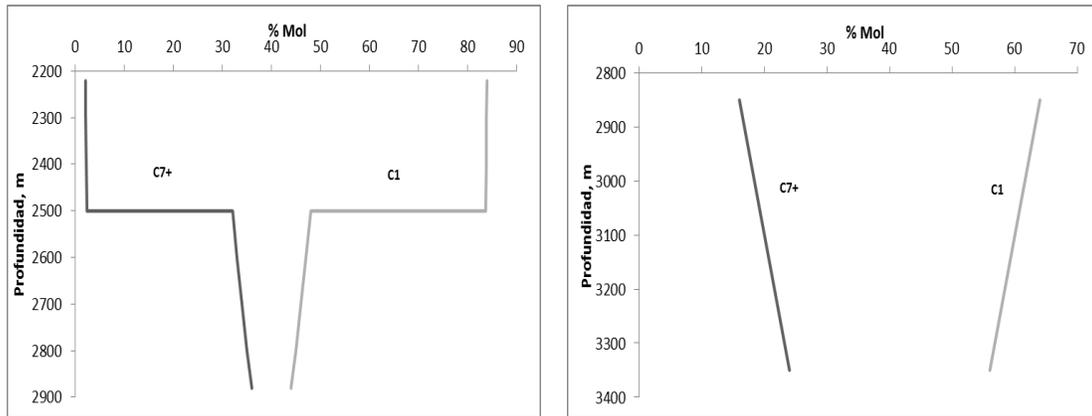


Figura 6. Cambio de la fracción ligera y pesada con respecto a la profundidad.

Como resumen la **Figura 7**, muestra en qué condiciones se presenta un mayor o menor gradiente composicional, y se divide en dos partes: a) la distancia entre la presión del yacimiento con la presión de saturación a temperatura de yacimiento, y b) la distancia entre el punto crítico y la presión de saturación a temperatura de yacimiento.

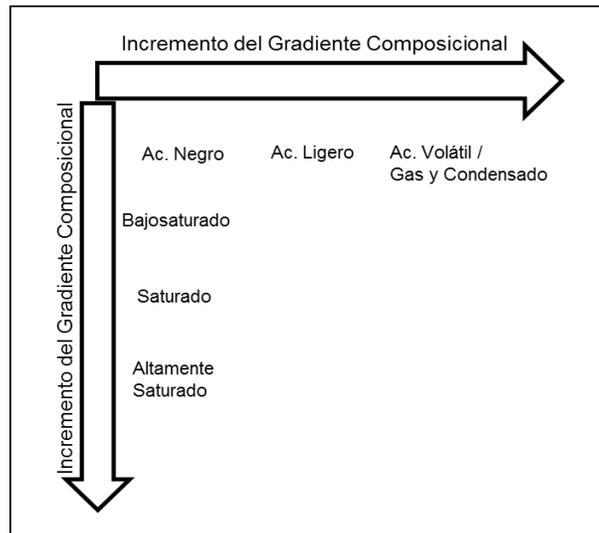


Figura 7. Tipos de yacimiento en función del grado de variación composicional.

2.1.2. Gradiente composicional no isotérmico

La mayor parte de la variación composicional es explicada por la segregación gravitacional, sin embargo, otros parámetros que influyen en el gradiente composicional son: a) efectos químicos/gravitacionales, b) efectos mecánicos, c) efectos térmicos y d) fuerzas capilares. Específicamente, la presencia del gradiente geotérmico produce una redistribución de los componentes a lo largo de la columna del yacimiento ya que el

gradiente de temperaturas provoca un transporte de materia, este efecto es conocido como efecto Soret, y el efecto inverso, que es cuando un gradiente de concentración produce un transporte de calor, se le conoce como efecto Dufour. En algunos casos, el efecto térmico llega a tener el mismo orden de magnitud que el efecto gravitacional en la variación composicional dentro del yacimiento Dougherty y Drickamer (1955).

Por lo tanto, un incremento de la temperatura con la profundidad contribuye al gradiente composicional; si hay un gradiente de temperatura, hay un transporte de calor y entonces se asume que hay un transporte molecular también. Un yacimiento que presenta un gradiente de temperatura no está en estado de equilibrio, lo cual significa que habrá un flujo de calor de las capas con mayor temperatura a las de menor temperatura, presentándose dos posibles fenómenos 1) convección másica y 2) difusión térmica Pedersen *et al.* (2006).

Este flujo de calor produce entropía en el sistema, y para resolver el problema del cambio de composiciones respecto a la profundidad, se asume que el sistema se encuentra en estado estacionario, es decir, los flujos de los componentes son iguales a cero y el gradiente de temperatura es constante en el tiempo, y la entropía puede expresarse en términos de la energía interna o de la entalpía de cada componente Haase (1969).

La ecuación que describe el gradiente composicional para un yacimiento con un gradiente térmico y diferencias significativas en concentración es:

$$RT \ln(\phi_i^h z_i^h p^h) - RT \ln(\phi_i^{h^0} z_i^{h^0} p^{h^0}) = M_i g(h - h^0) - M_i \left(\frac{H^{abs}}{M} - \frac{\widehat{H}_i}{M_i} \right) \frac{\Delta T}{T} \quad i = 1, 2, \dots, N,$$

... (2.1)

donde H^{abs} , es la entalpía molar de la mezcla obtenida mediante la EDE, M es el peso molecular promedio, ΔT es la diferencia de temperaturas entre h y h^0 , que son las profundidades de interés y referencia respectivamente, y \widehat{H}_i que es la entalpía parcial molar del componente i , la cual se expresa en una mezcla a temperatura T como:

$$\widehat{H}_i(T) = H_i^{ig}(273.15 K) + \left(H_i^{ig}(T) - H_i^{ig}(273.15 K) \right) + \widehat{H}_i^{res}, \quad \dots (2.2)$$

donde se toma como temperatura de referencia 273.15 K, y \widehat{H}_i^{res} , es la entalpía parcial molar residual y se expresa como:

$$\widehat{H}_i^{res} = -RT^2 \frac{\partial \ln \phi_i}{\partial T}, \quad \dots (2.3)$$

La entalpía del gas ideal a 273.15 K, se obtiene de la siguiente manera:

$$H_i^{ig}(@273.15 K) = R(-1342 + 8.367M_i), \quad \dots (2.4)$$

Y la diferencia de entalpías se calcula como:

$$\left(H_i^{ig}(T) - H_i^{ig}(273.15K) \right) = \int_{273.15}^T C_{p_i}^{id}, \quad \dots (2.5)$$

donde la capacidad calorífica del gas ideal de cada componente, usando las raíces de la temperatura se expresa como:

$$C_{p_i}^{id} = C1_i + C2_i T + C3_i T^2 + C4_i T^3, \quad \dots (2.6)$$

Poling *et al.* (2000), tabularon los valores de los coeficientes C1 a C4 para componentes puros, y para el pseudocomponente C_{7+} , sin embargo, se recomienda usar la correlación de Lee y Kesler (1976), para obtener estos coeficientes.

El algoritmo numérico utilizado para resolver la presión y la composición combina los métodos de Newton-Raphson (NR) y sustituciones sucesivas, siendo explicado en el siguiente algoritmo:

1. Calcular la fugacidad corregida por gravedad y por difusión térmica, a una profundidad h .

$$f_i(h) = f_i(h^0) \exp \left[\frac{M_i g(h - h^0)}{RT} - M_i \left(\frac{H^{abs}}{M} - \frac{\widehat{H}_i}{M_i} \right) \frac{\Delta T}{T} \right], \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (2.7)$$

2. Calcular Q, que es una función para resolver el problema de variación composicional en yacimientos no isotérmicos, la cual depende de la presión y la composición, de la siguiente forma:

$$Q(p, z) = \sum_{i=1}^N Y_i - 1, \quad \dots (2.8)$$

donde:

$$Y_i = z_i \left[\frac{\tilde{f}_i(p_{ref}, z_{ref})}{f_i(p, z)} \right], \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (2.9)$$

La fugacidad del numerador es calculada mediante la EDE y es corregida por el efecto de la gravedad y la difusión térmica, y posteriormente se calcula el número de moles con la Ec. 2.9.

3. La relación de fugacidades corregida se calcula con la siguiente expresión:

$$r_i = \frac{\tilde{f}_i(p_{ref}, z_{ref})}{f_i(p, z)} \cdot \frac{1}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (2.10)$$

4. Iterar y actualizar, los números molares Y_i , usando la Ec. 2.11:

$$Y_i^{(n+1)} = Y_i^{(n)} r_i^{(n)}, \quad \dots (2.11)$$

5. Para el cálculo de la composición $z_i^{(n+1)}$ a partir de, $Y_i^{(n+1)}$, se usa la expresión:

$$z_i = \frac{Y_i^{(n+1)}}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (2.12)$$

Este cálculo se realiza hasta obtener la convergencia:

$$\left| \sum_{i=1}^N Y_i - 1 \right| < 10^{-8}, \quad \dots (2.13)$$

6. Para el cálculo de la presión de yacimiento a la profundidad de referencia se utiliza el método de NR de la siguiente forma:

$$p^{n+1} = p^n - \frac{Q^n}{\left(\frac{\partial Q}{\partial p} \right)^n}, \quad \dots (2.14)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial p} = \sum_{i=1}^N \left[Y_i r_i \left(\frac{\partial \tilde{f}_i}{\partial p} - \frac{\partial f_i}{\partial p} \right) \right], \quad \dots (2.15)$$

$$\frac{\partial f_i}{\partial p} = -\tilde{f}_i \frac{\partial M_i \left(\frac{H^{abs}}{M} - \frac{\widehat{H}_i}{M_i} \right) \frac{\Delta T}{T} T^h - T^{h^\circ}}{\partial p RT_{avg}^2}, \quad \dots (2.16)$$

Pedersen *et al.* (2003), evaluaron los datos de laboratorio presentados por Montel y Gouel (1985), tomando en cuenta tres aproximaciones diferentes para sus simulaciones:

1. Un gradiente de temperaturas nulo, es decir, un sistema isotérmico.
2. Un gradiente de temperaturas vertical, una entalpía del gas ideal a 273.15 K por unidad de masa y capacidad calorífica del gas ideal para temperaturas mayores a 273.15 K calculadas a partir de la correlación de Lee- Kesler (1976).
3. Un gradiente de temperaturas vertical y despreciando las entalpías del gas ideal.

Los autores mostraron sus resultados en las gráficas correspondientes a la variación de la fracción C_1 y C_{7+} , para los fluidos simulados, en donde comparan las mediciones, con el sistema isotérmico, un sistema no isotérmico utilizando entalpía del gas ideal (H_{gi}) igual a cero y un sistema no isotérmico con H_{gi} diferente de cero, dichos resultados se ilustran en la **Figura 8**, **Figura 9** y **Figura 10**.

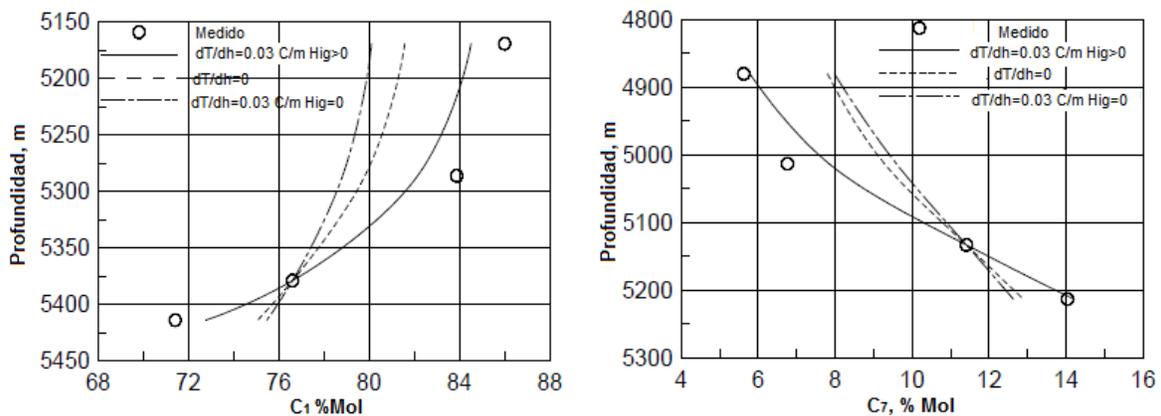


Figura 8. Porcentaje molar de la fracción C_1 y C_7 en profundidad, del fluido del yacimiento 1.

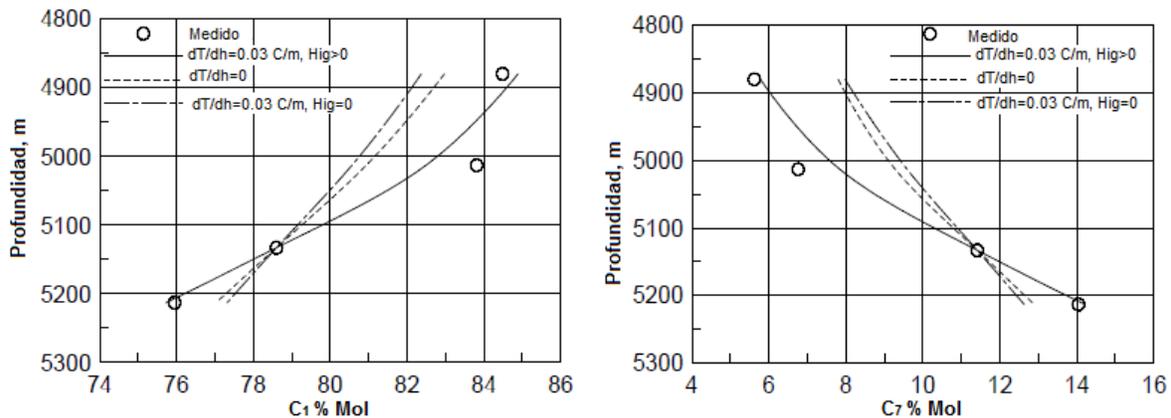


Figura 9. Porcentaje molar de la fracción C_1 y C_7 en profundidad, del fluido del yacimiento 2.

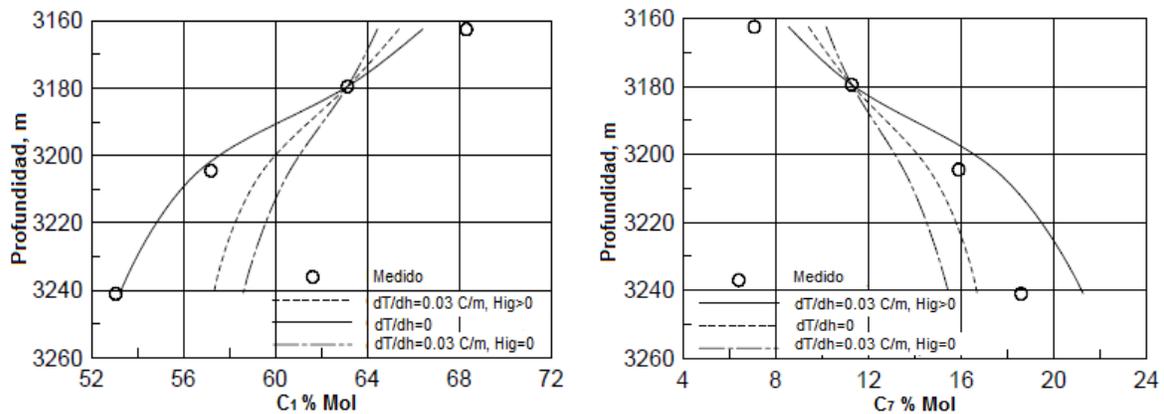


Figura 10. Porcentaje molar de la fracción C_1 y C_7 en profundidad, del fluido del yacimiento 3.

Como se observa en las **Figuras 8, 9 y 10**, un parámetro clave para tener aproximaciones más cercanas a la realidad en cuanto al cálculo del gradiente composicional, es considerar la entalpía del gas ideal diferente de cero, puesto que se aproxima bastante a los datos tomados del yacimiento.

Los experimentos PVT realizados a una muestra de fluido representativa del yacimiento, son la base de la caracterización del gradiente composicional mediante una EDE ya que, a partir de la composición original y otros parámetros del yacimiento reportados por el experimento se inicializan los algoritmos de cálculo en el programa desarrollado en MATLAB 2017b. Para obtener resultados confiables, es de suma importancia identificar de manera correcta el tipo de fluido contenido en el yacimiento, realizar los experimentos que le corresponden a este, y verificar que los resultados sean consistentes y representativos del yacimiento.

2.2. Caracterización de fluido

Los experimentos PVT ofrecen una estimación de las propiedades físicas de los fluidos contenidos en los yacimientos de aceite y gas. Una vez que estos experimentos han sido correctamente validados, ya se tiene un insumo confiable para el desarrollo de técnicas y métodos de ingeniería de yacimientos, el diseño de instalaciones superficiales, etc.

2.2.1. Clasificación de yacimientos petroleros con base en el tipo de fluido contenido

Resulta de suma importancia, tanto para ingenieros de yacimientos como de producción, identificar lo antes posible el tipo de fluido contenido en el yacimiento, ya que éste influye en la elección del método de muestreo del fluido, en el óptimo diseño de las instalaciones superficiales, en el cálculo de volúmenes originales, reservas y la planeación de proyectos de recobro adicional, entre otros.

T. Mendez *et al.* (1979), presentaron un análisis de los fluidos contenidos en los yacimientos petroleros de México y su clasificación de acuerdo con su diagrama de fases. En él se identifican: yacimientos de aceite con gas disuelto de alto encogimiento y bajo encogimiento, yacimientos de gas y condensado, y yacimientos de gas húmedo y gas seco. Las propiedades que deben tomarse en cuenta para identificarlos son: la presión y temperatura del yacimiento, la relación gas-aceite, el factor de volumen del fluido (B_o), densidad, viscosidad, color y relación de solubilidad del fluido.

McCain (1990), también clasifica cinco tipos de yacimientos de acuerdo con su diagrama de fase: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco. Dicho diagrama se logra a partir de un análisis realizado a los fluidos obtenidos directamente del yacimiento, del cual podemos abstraer fácilmente ciertos parámetros para identificarlos; tales como la relación de solubilidad gas-aceite inicial (R_{si}), los grados API del petróleo en el tanque de almacenamiento ($^{\circ}API$), y el color de dicho petróleo. Cabe

mencionar que dichos parámetros suelen ser “reglas de dedo” y es necesario el análisis composicional y la lectura de ciertos parámetros que arrojan los experimentos PVT.

Muchas veces los criterios existentes en la literatura para la clasificación de yacimientos petroleros por el tipo de fluido contenido, no aplican a los fluidos de yacimientos mexicanos, especialmente para aquellos que se encuentran en la zona entre aceite negro y volátil; de manera que se han realizado trabajos importantes para identificarlos correctamente, y realizar los experimentos necesarios para caracterizar dichos fluidos y obtener sus parámetros volumétricos y de fase.

León *et al.* (2013), realizaron trabajos enfocados a la clasificación de fluidos petroleros específicamente en campos mexicanos, los cuales arrojaron como resultado la inclusión de un nuevo tipo de fluido petrolero, denominado: “aceite ligero”, el cual tiene propiedades volumétricas y composicionales ubicadas entre las que clasifican como tal, a los petróleos pesados y volátiles. En la **Tabla 1** se muestran los criterios propuestos para clasificar los fluidos contenidos en yacimientos mexicanos.

Tabla 1. Criterios de clasificación para yacimientos de México.

Propiedad	Aceite Negro	Aceite ligero	Aceite volátil	Gas y condensado
RGA [m^3/m^3]	<130	130-200	200-550	550-10000
Bo [m^3/m^3]	<1.5	1.5-2.0	>2.0	-
°API	<32	32-38	>38	42-62
C ₁ [% Mol]	<44	32-44	44-64	>64
C ₂ -C ₆ [% Mol]	16-28	22-32	20-28	<20
C ₇₊ [% Mol]	>35	25-35	12.7-25	1-12.7

La **Tabla 2**, muestra los experimentos de laboratorio que se llevan a cabo según el tipo de fluido contenido en el yacimiento.

Tabla 2. Experimentos de laboratorio.

Tipo de fluido	Composición original	Expansión a Composición Constante	Separación Diferencial	Agotamiento a Volumen Constante	Prueba de Separadores	Viscosidad del fluido
Aceite Negro						
Aceite Ligero						
Aceite Volátil						
Gas y Condensado						
Gas Húmedo						
Gas Seco						

2.2.2. Validación de experimentos PVT

Algunas veces las muestras de fluidos recolectadas en el pozo o en superficie, pueden no ser representativas del fluido del yacimiento; se corre el riesgo de que los fluidos no se recombinen de manera correcta en el laboratorio, que no se haya estabilizado el flujo en la zona de los disparos o bien, que el equipo utilizado no cumpla con las especificaciones recomendadas y que las personas que manejan el equipo no cuenten con experiencia suficiente.

Existen varios métodos para validar la consistencia de los experimentos PVT, tales como el propuesto por Hoffman y Crump (1953), quienes presentaron constantes de equilibrio determinadas experimentalmente para las fases gas y aceite, en el mismo yacimiento y para las fases de gas y condensado en el casquete de gas a diferentes presiones por debajo de la presión inicial del yacimiento. Los autores relacionan las constantes de equilibrio (K_i), con un factor de caracterización (F_i), el cual depende de las propiedades críticas y temperatura de ebullición de cada componente, para las diferentes etapas de presión que tenga el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC). Además, demuestran que, en un gráfico del logaritmo de K_i multiplicado por la presión *versus* F_i , se presentan líneas rectas para cada decremento de presión, lo cual indica que los datos del experimento PVT son representativos del fluido del yacimiento.

Bashbush (1981), propone una técnica de balance molar mediante la cual, con los moles de gas extraídos, los moles de gas en la celda y los moles de aceite remanentes en la celda, para cada decremento de presión, en un experimento de AVC, se obtienen

las composiciones de líquido, y en conjunto con los datos de la composición del gas del experimento, se obtienen las constantes de equilibrio para cada componente, en cada decremento de presión. Estas últimas al ser graficadas arrojan una serie de curvas que deben cumplir ciertos criterios que, junto con otros parámetros adicionales calculados con esta técnica, logran detectar posibles errores e inconsistencias en los datos del experimento PVT. Las inconsistencias detectadas son corregidas manualmente para garantizar que los datos del fluido sean representativos del yacimiento. Finalmente es necesario mencionar que este método aplica para yacimientos de aceite volátil y gas y condensado. La **Figura 11**, muestra una gráfica de K_i versus presión sin errores de medición.

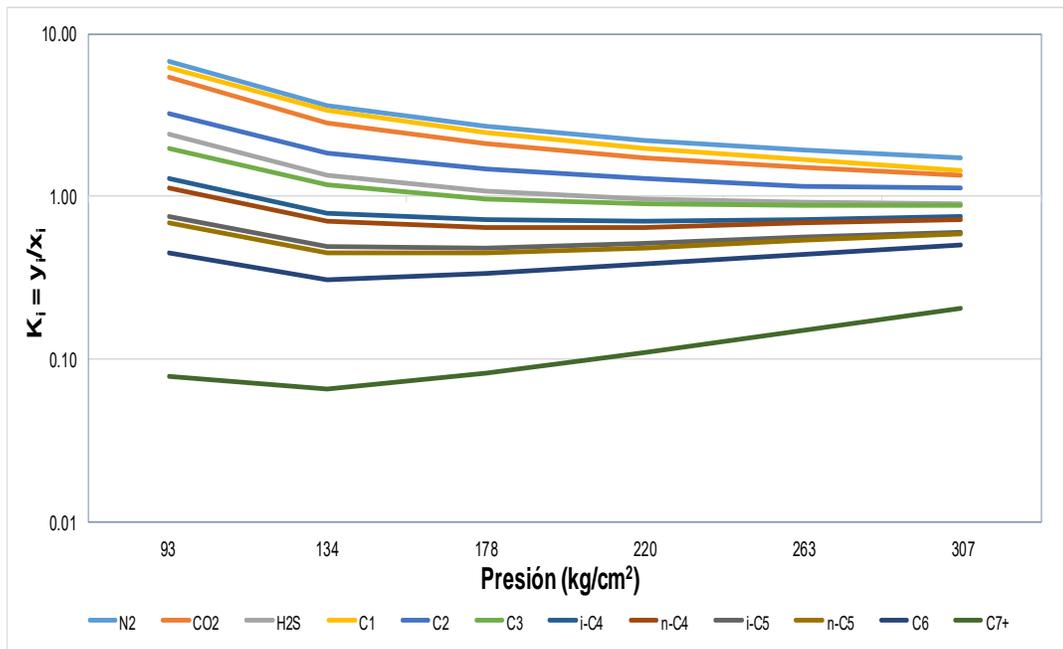


Figura 11. Gráfico de K_i vs Presión, para validación de aceites composicionales.

La aplicación de las técnicas de balance molar, usadas para fluidos composicionales, fueron extendidas y aplicadas en experimentos PVT que por alguna razón solo cuentan con la prueba de separación diferencial (SD) León *et al.* (2011). Esta técnica requiere el cálculo de la información que falta para calcular de la misma manera, las K_i para cada componente y corregir inconsistencias si así lo presentara un gráfico K_i vs p .

2.2.3. Simulación de experimentos PVT

Este trabajo propone la simulación de los experimentos PVT de Expansión a Composición Constante (ECC), Separación Diferencial (SD), Agotamiento a Volumen Constante (AVC), y Pruebas de Separación (PS), con el fin de calcular las propiedades volumétricas del fluido y desarrollar prácticas y métodos de ingeniería de yacimientos que apoyen en la estimación del volumen original y el volumen recuperable de hidrocarburos, en yacimientos que exhiben una variación de la composición con respecto a la profundidad.

Para efectos de este trabajo, en el Apéndice C, se describen brevemente los experimentos mencionados, con el objetivo de complementar la documentación de estos.

2.3. Estimación del volumen original

La correcta estimación del volumen original de hidrocarburos en el yacimiento juega un papel muy importante dentro de la industria petrolera, ya que es precisamente mediante a este cálculo que el ingeniero de yacimientos evalúa el potencial económico de un proyecto y posteriormente establecer las mejores técnicas de extracción de hidrocarburos y desarrollo del campo que eventualmente se verán reflejadas en el flujo de efectivo de la empresa petrolera.

Dentro de los métodos analíticos deterministas para el cálculo del volumen original de hidrocarburos en sitio, establecidos en el documento creado por la SPE (2011), PRMS, se encuentran las analogías, los métodos volumétricos y los métodos de análisis presión-producción del yacimiento y dentro de estos, la técnica de BM y la simulación de yacimientos.

2.3.1. Método volumétrico

El análisis volumétrico es uno de los métodos más simples que se pueden usar para el cálculo del volumen original, ya que no requiere ningún dato de producción y aun así

puede predecir el potencial económico del yacimiento. Al ser un método indirecto, el cálculo de las reservas requiere de estimaciones independientes del factor de recuperación (FR) que, aplicadas al volumen original calculado de aceite o gas, servirán para obtener una estimación de la recuperación final esperada (EUR, por sus siglas en inglés), SPE (2011).

La estimación volumétrica es una estimación estática y suele ser la de mayor uso durante las etapas tempranas de desarrollo, pues durante toda la vida del proyecto respalda otros métodos de estimación.

La información que requiere es fácil de obtener y se apoya en el uso de mapas geológicos y geofísicos para considerar al yacimiento como un tanque que contiene aceite o gas. Actualmente se utilizan modelos estáticos en 3D, conformados por celdas, que sirven como precursores de los modelos dinámicos usados en la simulación de yacimientos, un ejemplo de estos modelos se ilustra en la **Figura 12**.

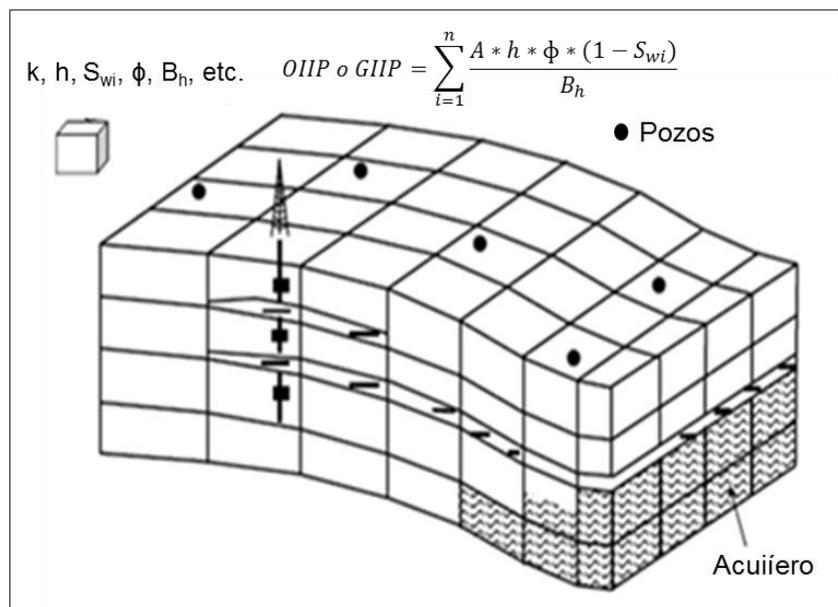


Figura 12. Modelo estático multiceldas

El modelo estático, parte del espacio poroso efectivo de roca impregnado con hidrocarburos, con el cual se hace el cálculo de un volumen de aceite contenido en el yacimiento y/o gas libre, mediante la Ec. 2.17 y 2.18 respectivamente.

$$N = 6.289 \left[\frac{\text{bls}}{\text{m}^3} \right] * \frac{\text{Vol. de roca}[\text{m}^3] * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi} \left[\frac{\text{vol. @c.y.}}{\text{vol. @c.s.}} \right]}, \quad \dots (2.17)$$

$$G = 35.315 \left[\frac{\text{p}^3}{\text{m}^3} \right] * \frac{\text{Vol. de roca}[\text{m}^3] * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{gi} \left[\frac{\text{vol. @c.y.}}{\text{vol. @c.s.}} \right]}, \quad \dots (2.18)$$

donde, N , es el volumen original de aceite a condiciones estándar en barriles, NTG , es relación de espesores neto/bruto (por sus siglas en inglés), ϕ , es la porosidad promedio del yacimiento, S_{wi} , es la saturación promedio de agua inicial y G , es el volumen de gas libre a condiciones estándar en pies cúbicos.

En etapas posteriores al desarrollo inicial, una vez que se han perforado más pozos y se cuenta con más información del yacimiento, así como una historia de presión-producción considerable, se aplican pueden aplicar métodos y técnicas que arrojan mejores resultados del volumen original, basados en el análisis del comportamiento de la presión y producción del yacimiento, dentro de los cuales se cuenta con la técnica de balance de materia y la simulación de yacimientos, sin embargo como primera aproximación para la metodología, en este trabajo se utiliza el método volumétrico.

2.4. Reservas de hidrocarburos

El negocio de la industria petrolera consiste en extraer la mayor cantidad de hidrocarburos y conseguir el máximo beneficio económico, minimizando la inversión de capital y costos de operación. Para conocer dicho beneficio económico que se obtendrá del proyecto se requiere conocer el flujo de efectivo y parte de este lo constituye el ingreso.

Parte del volumen original de hidrocarburos que se prevé será recuperado mediante proyectos de explotación económicamente rentables, recibe el nombre de reservas de hidrocarburos. Mediante estas, las empresas petroleras siguen accediendo a financiamientos para continuar con las actividades de exploración y explotación, pues los valores calculados, actúan como aval para el desarrollo de nuevos negocios petroleros.

Para que una acumulación de hidrocarburos pueda ser clasificada como reserva, debe de cumplir ciertas características, pues el proceso para la certificación y clasificación de reservas, consiste en identificar un proyecto de recuperación, asociado con una acumulación de hidrocarburos descubierta in situ a una fecha dada, mediante la aplicación de un plan de desarrollo para la extracción, siendo de máxima importancia que este cumpla, de acuerdo a la clasificación de reservas, con ciertos lineamientos técnicos y que sea rentable bajo los precios y costos actuales, realizando estas operaciones con un cierto grado de incertidumbre asociada Flores *et al.* (2016).

La precisión de estos valores depende en gran medida de la cantidad y calidad de información disponible, en el proceso de análisis de esta información, y de la experiencia y criterios de los profesionales que realizan estos análisis, por lo que el establecimiento de metodologías y lineamientos para normar su correcta estimación y clasificación es fundamental para su correcta cuantificación.

Existen ciertos organismos reguladores cuya función principal es definir diversos patrones o tendencias de acciones, interpretaciones, y requerimientos en cuanto al marco de trabajo seguido para el cálculo, estimación y clasificación de reservas de hidrocarburos; no forzosamente todos los volúmenes de reservas deben pasar por un organismo regulador específico, pero si es de gran importancia contar con el aval de alguno de estos, para conseguir seriedad e injerencia en el sector energético.

Dependiendo de la revisión adoptada por cada institución en cuanto al reporte de gas y aceite, existen actualmente diversas organizaciones encargadas de realizar trabajos de revisión y creación de estatutos, que llevan implícita cierta incertidumbre en la certificación de volúmenes originales de hidrocarburos como reservas, tales como la U.S. Securities and Exchange Commission (U.S. SEC.–1978) UK Statement of Recommended Practices (SORP – 2001), Canadian Security Administrators (CSA–2002), Russian Ministry of Natural Resources (RF–2005), China Petroleum Directorate (CPD–2001), Norwegian Petroleum Directorate (NPD – 2001), United States Geological Survey (USGS – 1980), United Nations Framework Classification (UNFC–2004), entre otros.

Por otro lado, hablando en términos de flujo de efectivo, un volumen de hidrocarburos recuperable es considerado como reserva, cuando dicho flujo de efectivo es positivo, es decir, los ingresos son superiores a los egresos, pero adicional a esto se utilizan diferentes indicadores económicos para conocer la rentabilidad del proyecto, aunque estos no influyan directamente en la cuantificación y certificación de reservas; algunos de los indicadores económicos más utilizados en un proyecto petrolero son:

- Valor Presente Neto (VPN).
- Tiempo de recuperación de la inversión.
- Índice de utilidad.
- Relación beneficio-costos.
- Tasa Interna de Retorno (TIR).

CAPÍTULO III

3. DESARROLLO DEL TEMA

Este capítulo propone una metodología de ingeniería de yacimientos desarrollada en una herramienta computacional utilizando MATLAB 2017b, caracterizando el gradiente composicional en la estructura geológica utilizando la EDE de PR para su desarrollo, y realizando un cálculo volumétrico discretizado, tomando en cuenta las propiedades calculadas del fluido contenido en el yacimiento. El software desarrollado es capaz de identificar los tipos de fluidos contenidos y con base en estos, aplicar algún método de ingeniería para calcular el volumen original de hidrocarburos.

Teniendo como insumo la información PVT referenciada a cierta profundidad, la herramienta es capaz de reproducir el gradiente composicional del fluido en una estructura geológica, y verificar que a mayor profundidad: 1) disminuya la fracción molar de los componentes con bajo peso molecular, 2) incremente la fracción molar de los componentes con mayor peso molecular, 3) aumente la viscosidad y la densidad del fluido y 4) disminuya la RGA, además de que en un yacimiento con casquete de gas inicial, aumente la presión de rocío y disminuya la presión de burbuja.

Como base de los cálculos realizados utilizando una EDE para conocer las propiedades volumétricas y comportamiento de fase de una mezcla multicomponente de hidrocarburos, el término de la fugacidad es introducido para obtener el criterio de equilibrio termodinámico. Whitson y Brulé (2000) mencionan que: para definir las cantidades y composiciones de las fases en equilibrio en un sistema con presión, temperatura y composición conocidas, se deben implementar cálculos de equilibrio líquido-vapor.

3.1. Cálculos flash de dos fases

Los cálculos flash se llevan a cabo cuando se desea conocer los moles de vapor (n_v) y de líquido (n_L) y las composiciones de las fases en equilibrio líquido (x_i) y vapor (y_i) de

un sistema a cierta presión y temperatura. El problema inherente a estos cálculos es no saber si a dichas condiciones, dos fases en equilibrio se formarán, por lo que siempre se supone que la mezcla se separará en dos o más fases.

Los cálculos flash, son resueltos matemáticamente para cualquiera de las dos fases, una vez que se satisface la igualdad de fugacidades en el equilibrio termodinámico.

El procedimiento de Rachford-Rice (1952), realiza un balance de materia de los moles de hidrocarburos en ambas fases de una composición general y las constantes de equilibrio, para determinar los moles de vapor:

$$f(n_v) = \sum_{i=1}^n \frac{(K_i - 1)z_i}{1 + (K_i - 1)n_v} = 0, \quad 1 \leq i \leq n, \quad \dots (3.1)$$

El algoritmo de los cálculos flash se describe de la siguiente manera:

1. Estimar las constantes de equilibrio para cada uno de los componentes de la mezcla, usando la correlación propuesta por Wilson (1968).

$$K_i = \frac{p_{ci}}{p} \exp \left[5.37(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right], \quad \dots (3.2)$$

Las constantes de equilibrio indican la cantidad de cada componente que estará en fase líquida o fase vapor, y estas están en función de la presión, temperatura y composición de la mezcla.

2. Determinar los moles de vapor usando la Ec. 3.1, la cual, es una ecuación no lineal que arroja tantas raíces como número de componentes contenidos en la mezcla se tengan, sin embargo, la raíz contenida entre el intervalo [0, 1] es la que ofrece una solución físicamente correcta.
3. Obtener las fracciones molares de los componentes en cada una de las fases, utilizando las siguientes expresiones.

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_v K_i}, \quad \dots (3.3)$$

$$y_i = \frac{z_i K_i}{n_L + n_v K_i} = x_i K_i, \quad \dots (3.4)$$

4. Calcular la fugacidad de cada componente para la fase líquida y vapor usando la EDE de PR y la composición obtenida con las Ec's. 3.3 y 3.4.
5. Verificar que la condición de equilibrio termodinámico se cumpla.

$$\epsilon = \sum_{i=1}^n \left(\frac{f_i^L}{f_i^V} - 1 \right)^2 < 1 \times 10^{-12}, \quad \dots (3.5)$$

En caso de no cumplir con dicha condición, es necesaria la actualización de las constantes de equilibrio. Mehra *et al.* (1983) proponen, para el método de sustituciones sucesivas, la actualización de las constantes de equilibrio mediante la Ec. 3.6.

$$K_i^n = K_i^{n+1} \left(\frac{f_i^L}{f_i^V} \right), \quad \dots (3.6)$$

Verificar el criterio de solución trivial que solo tiene significado físico en el punto crítico.

$$\sum_{i=1}^n (\ln K_i)^2 < 1 \times 10^{-4}, \quad \dots (3.7)$$

Gammiero (2013) desarrolló un análisis de los cálculos flash tomando en cuenta todas las características del algoritmo, es decir, correlaciones para estimar las constantes de equilibrio iniciales, el modelo para determinar los moles de vapor, el método numérico para calcular dichos moles de vapor y el modelo para actualizar las constantes de equilibrio. Una de las limitaciones encontradas por el autor en la ecuación de Rachford-Rice (1952) tiene que ver directamente con los límites de la raíz con significado físico, ya que se pueden presentar dos situaciones:

- El porcentaje mol de un componente liviano es bajo, dentro de la composición original y la solución es cercana a cero.
- El porcentaje mol de un componente pesado es bajo, dentro de la composición original y la solución es cercana a uno.

Tomando en cuenta las situaciones anteriores, y después de probar las combinaciones posibles de las características del algoritmo para obtener de manera confiable y con el menor tiempo de cómputo, soluciones confiables. El autor concluye que la mejor ecuación para estimar las constantes de equilibrio y así inicializar los cálculos flash, es la correlación de Wilson; el algoritmo propuesto por Mehra *et al.* (1983) acelera la convergencia y anula la posibilidad de obtener una solución trivial. Menciona también que, resolviendo numéricamente mediante el método de Newton-Raphson la Ec. 3.1 modificada por Leibovici & Neoschil (1992), los cálculos se vuelven mucho más eficientes para estimar el número de moles y los parámetros inherentes al algoritmo que describe los cálculos flash.

Leibovici y Neoschil (1992), proponen una modificación a la Ec. 3.1 para la búsqueda de la raíz que resuelve los cálculos flash. La ecuación modificada, descrita por la Ec. 3.8, se vuelve mucho más eficiente al buscar la solución en un intervalo con fronteras definidas por (α_l, α_D) y descrito por la Ec. 3.9 y la Ec. 3.10 respectivamente.

$$G(n_v) = (n_v - \alpha_l) * (\alpha_D - n_v) * \sum_{i=1}^n \frac{(K_i - 1)}{1 + (K_i - 1)n_v} = 0, \quad \dots (3.8)$$

$$\alpha_l = -\frac{1}{K_{max} - 1} (< 0), \quad \dots (3.9)$$

$$\alpha_D = \frac{1}{1 - K_{min}} (> 1), \quad \dots (3.10)$$

Considerando que ninguna de las fracciones molares de la fase líquida y vapor pueden exceder la unidad, los autores demuestran que la solución del sistema está localizada dentro del intervalo definido por las siguientes ecuaciones:

$$n_l = \text{Máximo} \frac{K_i z_i - 1}{K_i - 1}, \quad \text{para } K_i > 1, \quad \dots (3.11)$$

$$n_D = \text{mínimo} \frac{1 - z_i}{1 - K_i}, \quad \text{para } K_i < 1, \quad \dots (3.12)$$

La **Figura 13** muestra el diagrama de flujo para los cálculos flash, a partir de la composición original, presión y temperatura del sistema y las constantes de equilibrio.

Una EDE ayuda a modelar el comportamiento volumétrico y de fase de una mezcla de hidrocarburos compleja, sin embargo, esta ecuación presenta algunas limitaciones en su uso, ya que las EDE son solo aproximaciones cuando se aplican a sistemas multicomponente con presencia de pseudocomponentes cuya información no se encuentra bien definida, siendo esta relevante para el desarrollo de la EDE; es por esa razón que se deben ajustar los datos calculados con los medidos, mediante un procedimiento matemático aplicado a un proceso iterativo que minimiza la diferencia entre estos.

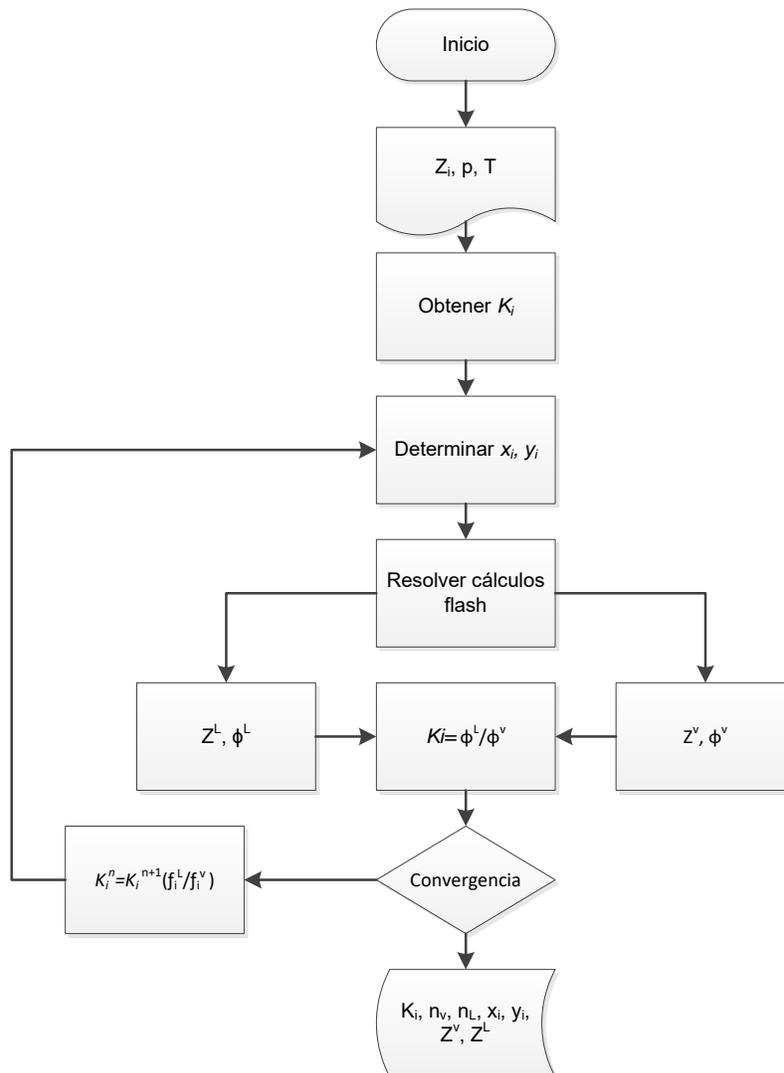


Figura 13. Diagrama de flujo para actualizar las constantes de equilibrio.

3.2. Ajuste de la EDE usando un método de regresión no lineal

Para que una EDE pueda ser usada de manera confiable en aplicaciones de ingeniería de yacimientos, un ajuste de los parámetros de dicha ecuación mediante una regresión no lineal es ampliamente recomendada Hosein *et al.* (2014).

El ajuste de los parámetros de la EDE tiene como objetivo igualar los datos medidos experimentalmente con los resultados predictivos de la EDE (EDE_P), de una misma mezcla de hidrocarburos a las mismas condiciones de presión y temperatura.

Dicho ajuste se realiza mediante la alteración a base de prueba y error, al modificar inclusive hasta las diezmilésimas del CIB entre el metano y la fracción pesada, hasta que los resultados ajustados de la EDE (EDE_A) sean equiparables con los datos medidos en el laboratorio, en el ajuste de la p_{sat} . Este procedimiento puede realizarse de manera manual, sin embargo, este se vuelve tedioso y consume mucho tiempo, sin lograr a veces un ajuste correcto Coats y Smart (1986).

El ajuste de los parámetros de la EDE mediante una regresión no lineal (EDE_R), conlleva menos tiempo y arroja resultados más efectivos, generando una ecuación que describe la relación no lineal entre una variable de respuesta continua y una variable predictiva, es decir, arroja el mejor ajuste de una curva que pasa por una dispersión de puntos medidos experimentalmente, tal como se ilustra en la **Figura 14**.

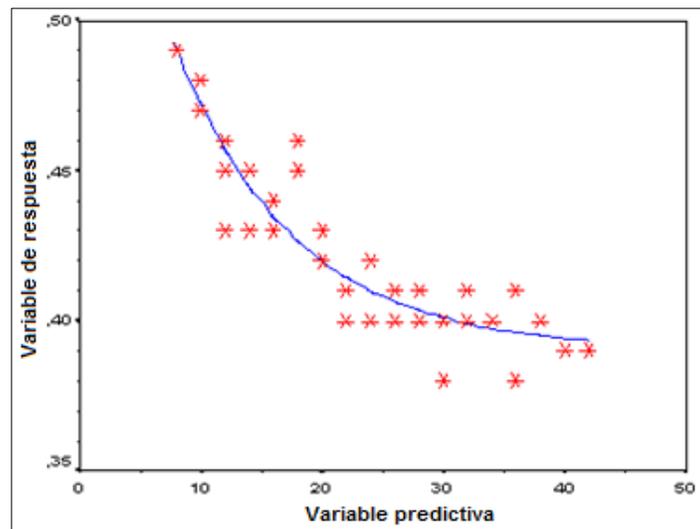


Figura 14. Regresión No lineal.

Algunos autores proponen como parámetros de ajuste, las propiedades críticas y el factor acéntrico de la fracción pesada, sin embargo, la clave para un buen ajuste de la EDE es el CIB y los parámetros Ω_a y Ω_b , del metano y la fracción pesada, ya que los valores teóricos dados por 0.45724 y 0.07780, para Ω_a y Ω_b , respectivamente, surgen de satisfacer las condiciones de van der Waals, $dp/dV = d^2p/dV^2 = 0$, en el punto crítico, Coats y Smart (1986).

Los parámetros utilizados en la regresión deben ser los que tengan la mayor incertidumbre o influencia sobre las propiedades calculadas. Los métodos de estimación basados en la regresión por mínimos cuadrados suponen que los parámetros y datos de la función objetivo error están distribuidos de acuerdo con una “distribución gaussiana”. Los métodos donde la función objetivo está dada en términos de la desviación absoluta o residual, asumen que los parámetros y datos de la función objetivo error están distribuidos de acuerdo con una probabilidad de distribución exponencial.

Existe una gran cantidad de métodos propuestos y probados de regresión no lineal, entre los cuales se encuentran los algoritmos de Levenberg-Marquardt (1963), Dennis *et al.* (1981), y Greenstadt (1967), y que son referencia en las subrutinas de regresión no lineal.

Da Silva y Rodríguez (1992), proponen una metodología de ajuste de los parámetros de la EDE, ajustando primero el CIB entre el metano y la fracción pesada, manteniendo los valores teóricos de Ω_a y Ω_b , constantes, hasta ajustar la presión de saturación calculada, con la medida en laboratorio. Posteriormente en un segundo paso, ajustan Ω_a y Ω_b , para el metano y Ω_a y Ω_b para la fracción pesada, mediante una técnica de regresión de mínimos cuadrados no lineales para reproducir con el menor porcentaje de error, los datos medidos en los experimentos PVT, en la región de una fase y los calculados mediante la EDE.

Para el ajuste del CIB entre el metano y la fracción pesada, se considera un vapor saturado o bien un líquido saturado.

$$\sum_{i=1}^n x_i \approx 1 \quad \text{ó} \quad \sum_{i=1}^n y_i \approx 1, \quad \dots (3.13)$$

Las relaciones termodinámicas que definen un punto de burbuja o de rocío bajo las condiciones de equilibrio líquido-vapor ayudan a definir un sistema de $n+1$ ecuaciones con $n+1$ incógnitas. Uniendo la Ec. 3.13 en la Ec. 3.1 se elimina una incógnita, la cual resulta en un sistema de n ecuaciones no lineales, que puede ser resuelto utilizando la técnica de NR, definiendo la siguiente función de residuos:

$$F_i(CIB_{C_1-C_{n+}}, x_2, x_3, \dots, x_n) = f_i^v - f_i^L = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad \dots (3.14)$$

Adicionalmente se define también, la siguiente solución iterativa:

$$[J_s]^{(v)} \Delta u^{(v+1)} = -F^v, \quad \dots (3.15)$$

donde, $\Delta u^{(v+1)} = u^{(v+1)} - u^{(v)}$, es el vector de incógnitas, v , es el nivel de iteración, y $[J_s]$, es la matriz jacobiana con elementos dados por:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial CIB_{C_1-C_{n+}}} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial CIB_{C_1-C_{n+}}} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial F_n}{\partial CIB_{C_1-C_{n+}}} & \frac{\partial F_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

Para inicializar el proceso iterativo se propone el uso de la Ec. 3.1 y la Ec. 3.16, para el cálculo inicial del $CIB_{C_1-C_{n+}}$, en donde los valores físicamente correctos están definidos en el intervalo $[-1, 0.9]$.

$$CIB_{C_1-C_{n+}} = 0.1275\rho_{C_+} - 0.0579, \quad \dots (3.16)$$

El proceso iterativo se detiene hasta alcanzar la convergencia dada por la Ec. 3.4.

Los autores proponen en un segundo paso, minimizar la diferencia entre los datos experimentales y medidos, implementando el método de mínimos cuadrados no lineales.

$$\text{Min} \left(f(x) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{E_i(x) - E_i^*}{E_i^*} \right)^2 \right), \quad \dots (3.17)$$

donde, $E_i(x)$ son los valores de la propiedad calculada mediante la EDE y que será ajustada, E_i^* , son los valores determinados experimentalmente de la propiedad y n es el número de valores de referencia a los cuales se ajustara la propiedad calculada.

Se define un vector de parámetros de regresión de la EDE, los cuales serán ajustados. El vector tiene la siguiente forma:

$$x = \left(\Omega_a^0 c_1, \Omega_b^0 c_1, \Omega_a^0 c_{n+}, \Omega_b^0 c_{n+} \right)^T, \quad \dots (3.18)$$

Para que la función minimice la diferencia entre los datos, debe cumplir la siguiente condición:

$$F_i = \frac{\partial f(x)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1,2,3,4, \quad \dots (3.19)$$

Una vez desarrollado el primer paso, se usa el trabajo de Greenstad (1967) para definir los elementos de la matriz Jacobiana, y aplicar la descomposición espectral de la matriz $[J_s]$, dada por:

$$J_{i,j} = \frac{\partial F_i}{\partial x_j}, \quad i = 1,2,3,4; \quad j = 1,2,3,4, \quad \dots (3.20)$$

Para inicializar los cálculos se usan los valores teóricos de Ω_a y Ω_b para la EDE de PR que se definieron anteriormente, junto con los valores límite superiores e inferiores para cada parámetro a modificar, los cuales están en los intervalos, $[0.1, 1.3]$ para Ω_a , y $[0.02, 0.25]$ para Ω_b .

La regresión no lineal desarrollada en este trabajo se llevó a cabo utilizando la función "Isqcurvefit" del "toolbox" de MATLAB, la cual resuelve problemas de ajuste de datos en curvas no lineales encontrando los coeficientes que disminuyan la diferencia entre los valores calculados y los medidos del experimento de ECC, sin embargo, tal y como lo mencionan Da Silva y Rodríguez (1992), se recomienda ajustar primero el CIB entre el metano y la fracción pesada, para después aplicar la función de MATLAB, a los cuatro

parámetros restantes. La clave para el uso de esta herramienta es no utilizar funciones ni subrutinas, dentro del código que simula el experimento de ECC, para obtener los parámetros Ω_a y Ω_b , que repliquen los valores medidos y sean utilizados en la solución de los demás problemas de equilibrio de fases. Una vez obtenidos los parámetros modificados, se desarrollan el resto de los algoritmos de la metodología.

3.3. Cálculo del gradiente composicional isotérmico

Para estimar el cambio de la composición con respecto a la profundidad causada por efectos gravitacionales, se desarrollan los cálculos del gradiente composicional isotérmico con base en el algoritmo descrito por Whitson y Belery (1994), que a su vez es una modificación del modelo propuesto por Michelsen (1985) para calcular la presión de saturación. Los autores comienzan por analizar la condición de equilibrio, bajo fuerzas gravitacionales para un sistema isotérmico, propuesta por Gibbs, y que se describe con la siguiente igualdad:

$$\mu_i(p^0, z^0, T) = \mu_i(p, z, T) + M_i g(h - h^0), \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (3.21)$$

donde μ_i , es el potencial químico del componente i , z^0 es la composición de la mezcla en una sola fase, a la presión de referencia p^0 , y a la profundidad de referencia h^0 , p es la presión y z es la composición a la profundidad h que se desea calcular, M_i es el peso molecular del componente, y g es la constante de aceleración gravitacional.

Esta condición, representa un sistema de N ecuaciones (una para cada componente), y tiene la restricción de que la suma de las fracciones molares a cada profundidad debe ser igual a uno, de manera que:

$$\sum_{i=1}^N z_i^h = 1, \quad \dots (3.22)$$

Por otra parte, el potencial químico μ_i , se expresa como:

$$\mu_i = RT * \ln f_i + \mu_i^*(T), \quad \dots (3.23)$$

donde R es la constante de los gases, f_i es la fugacidad (se puede expresar en términos del coeficiente de fugacidad ϕ_i según lo descrito en el Apéndice A), y μ_i^* , es la contribución del gas ideal dependiente de la temperatura a la energía química. Ahora la Ec. 3.21 se expresa en términos de la fugacidad, para un sistema isotérmico, de la siguiente manera:

$$\ln f_i(p^0, z^0, T) = \ln f_i(p, z, T) + \left[\frac{M_i g(h - h^0)}{RT} \right], \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (3.24)$$

Se define por comodidad que, $f_i(h) = f_i(p, z, T)$ y $f_i(h^0) = f_i(p^0, z^0, T)$, y se obtiene una nueva expresión, para conocer la fugacidad a la profundidad deseada:

$$f_i(h) = f_i(h^0) * \exp \left[- \frac{M_i g(h - h^0)}{RT} \right], \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (3.25)$$

Es importante señalar que la ecuación de Gibbs-Duhem garantiza que, combinando la condición de equilibrio mecánico ($dp/dh = -\rho g$) con la condición de equilibrio químico/gravitacional (EQG) definida en la Ec. 3.21, automáticamente se cumple la siguiente condición:

$$p(h) = p(h^0) + \int_{h^0}^h \rho(h) g dh, \quad \dots (3.26)$$

Dichas ecuaciones de EQG siguen siendo válidas y satisfacen la condición inclusive cuando un contacto gas-aceite está localizado entre h^0 y h , es decir, cuando $\rho(h)$ no es una función continua.

Para el cálculo del gradiente composicional es necesario tomar en cuenta la modificación por traslación de volumen mencionada en el Apéndice A para la EDE. La corrección por traslación de volumen para el término de la fugacidad se expresa mediante la Ec. 3.27:

$$(f_i)_{TV} = (f_i)_{EDE} * \exp \left(-c_i \frac{p}{RT} \right), \quad \dots (3.27)$$

Una vez obtenida la fugacidad modificada por traslación de volumen, $(f_i)_{TV}$, para cada componente a la presión y temperatura de referencia, se calcula la fugacidad corregida

por gravedad $(\tilde{f}_i)_{CG}$; este cálculo sólo se hace una vez a la profundidad de referencia, ya que el valor de \tilde{f}_i , se mantiene fijo a lo largo del algoritmo de cálculo, Ec. 3.28.

$$(\tilde{f}_i)_{CG} = (f_i)_{TV} * \exp \left[-\frac{M_i(h - h^0)}{144RT} \right], \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (3.28)$$

Para inicializar los cálculos de la composición y presión a la profundidad h se utilizan los valores de $p(h^0)$ y $z(h^0)$ a la profundidad de referencia, es decir:

$$\begin{aligned} z^1(h) &= z^0 \\ p^1(h) &= p^0 \end{aligned}$$

donde, el superíndice 1, es el contador de las iteraciones realizadas.

Se calculan, las fugacidades corregidas por traslación de volumen, de la composición inicial, $z^1(h)$, a la presión inicial $p^1(h)$.

Se obtiene el valor de la función Q, el cual resuelve el problema de EQG, y también calcula la presión de yacimiento y la composición a diferentes profundidades, de la siguiente forma:

$$Q(p, z) = 1 - \sum_{i=1}^N Y_i, \quad \dots (3.29)$$

donde:

$$Y_i = z_i \left[\frac{(\tilde{f}_i)_{CG}(p_{ref}, z_{ref})}{(f_i)_{TV}(p, z)} \right], \quad i = 1, 2 \dots N, \quad \dots (3.30)$$

Y Y_i , es el número de moles.

La corrección de la relación de fugacidades, r_i , se calcula con la siguiente expresión:

$$r_i = \frac{(\tilde{f}_i)_{CG}(p_{ref}, z_{ref})}{(f_i)_{TV}(p, z)} \cdot \frac{1}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (3.31)$$

Se iteran y actualizan el número de moles usando la Ec. 3.32:

$$Y_i^{(n+1)} = Y_i^{(n)} [r_i^{(n)}]^\lambda, \quad \dots (3.32)$$

La Ec. 3.29 se resuelve mediante el método actualizado de NR para la presión $p(h)$, y el método de sustituciones sucesivas aceleradas para la composición $z(h)$, en donde se utilizan cuatro iteraciones de sustituciones sucesivas con $\lambda=1$, seguidas por un aumento de un autovector y un autovalor dominante (conocido como GDEM por sus siglas en inglés -General Dominant Eigenvalue Method-), con λ definido por:

$$\lambda = \left| \frac{b_{01}}{b_{11} + b_{01}} \right|$$

donde: ... (3.33)

$$b_{01} = \sum_{i=1}^N \ln(r_i^n) * \ln(r_i^{n-1}) \quad ; \quad b_{11} = \sum_{i=1}^N \ln(r_i^{n-1}) * \ln(r_i^{n-1})$$

Para el cálculo de la composición z_i a la profundidad deseada, a partir de, $Y_i^{(n+1)}$, se usa la Ec. 3.34:

$$z_i = \frac{Y_i^{(n+1)}}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (3.34)$$

Este cálculo se realiza iterativamente hasta obtener la convergencia, definida por:

$$\left| 1 - \sum_{i=1}^N Y_i \right| < 10^{-6}, \quad \dots (3.35)$$

Utilizando la composición calculada, se obtiene la presión de yacimiento a la profundidad de interés utilizando el método de NR expresado de la siguiente forma:

$$p^{n+1} = p^n - \frac{Q^n}{\left(\frac{\partial Q}{\partial p}\right)^n}, \quad \dots (3.36)$$

donde:

$$\frac{\partial Q}{\partial p} = \sum_{i=1}^N Y_i r_i \left(\frac{\frac{\partial f_i}{\partial p}}{f_i(p, z)} \right), \quad \dots (3.37)$$

Para obtener el cambio de la fugacidad con respecto a la presión se utiliza el concepto de derivada numérica, como una aproximación a la derivada de una función en un punto

utilizando valores y propiedades de la misma, quedando la derivada de la Ec. 3.17 de la siguiente forma:

$$\frac{\partial f_i}{\partial p} = \frac{f_{i(p+\Delta p)} - f_{i(p-\Delta p)}}{(p + \Delta p) - (p - \Delta p)}, \quad \dots (3.38)$$

Estos cálculos deben tener deltas de presión pequeños, entre cinco y diez lb/pg², para minimizar los errores numéricos; la convergencia de la presión de yacimiento está definida como:

$$\left[\sum_{i=1}^N \frac{\ln(r_i)}{\ln\left(\frac{Y_i}{Z_i}\right)} \right]^2 < 10^{-8}, \quad \dots (3.39)$$

El algoritmo explicado es de tipo secuencial, es decir, la solución hallada a una profundidad es utilizada en forma directa como supuesto inicial para localizar la solución a la profundidad siguiente. El diagrama de flujo utilizado para este algoritmo se ilustra en la **Figura 15**.

Incluso cuando los resultados parezcan físicamente consistentes, un análisis riguroso del sistema resultante a diferentes profundidades, utilizando una prueba de estabilidad de fases, es altamente recomendable. Michelsen (1982), explica la manera en la que el criterio del plano tangente decreta una estabilidad termodinámica de las fases, esto es, si una composición tiene baja energía remanente de Gibbs y la mezcla permanece en una sola fase y el sistema es estable, o bien, si la energía de la mezcla puede alcanzar una energía más baja debido a que la mezcla, se separa en dos o más fases, y el sistema es inestable.

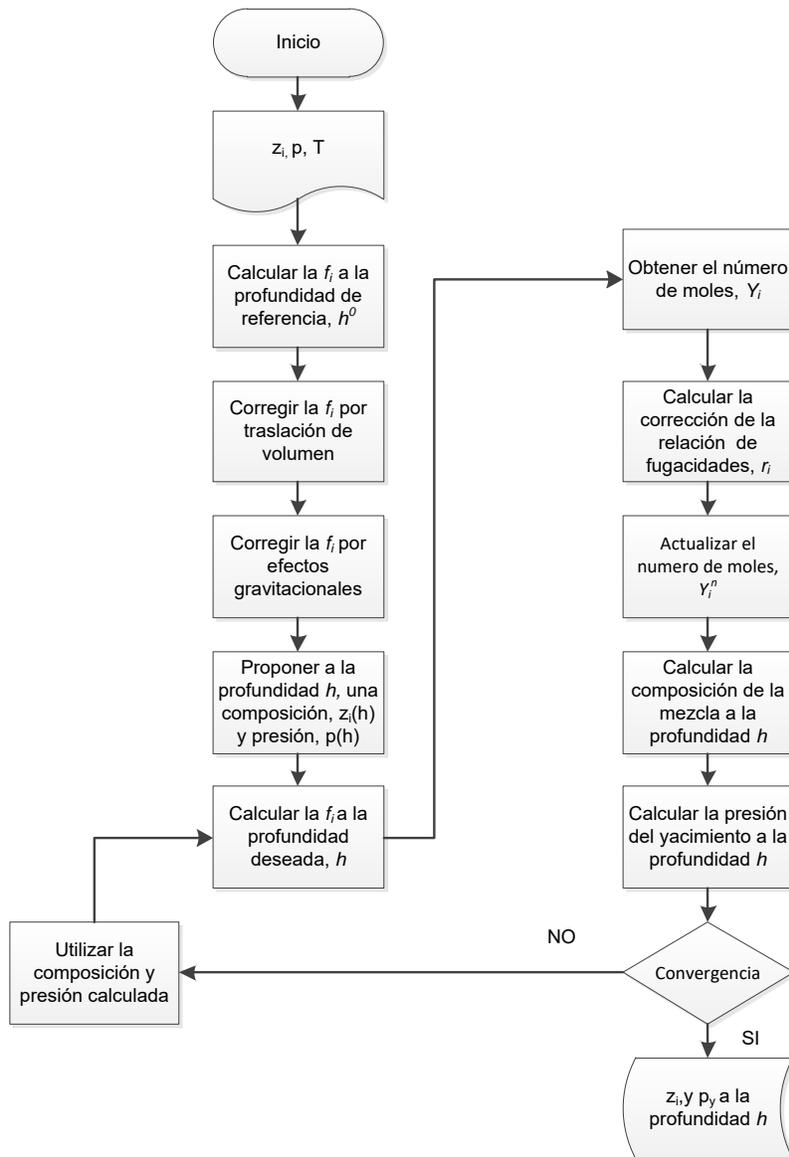


Figura 15. Diagrama de flujo para el cálculo del gradiente composicional isotérmico y la presión de yacimiento.

3.4. Prueba de estabilidad de fases

Después de realizar los cálculos del gradiente composicional isotérmico, se debe garantizar que la composición calculada a las condiciones de presión y temperatura se encuentra en una sola fase, es decir, es estable a dichas condiciones. Un análisis de estabilidad de fases (AEF) sirve precisamente para conocer el número de fases presentes a las condiciones calculadas, y en caso de que la mezcla sea inestable y se separe en

más de una fase, se tengan los elementos necesarios para inicializar los cálculos flash de dos o tres fases, según sea el caso.

Uno de los problemas inherentes a los cálculos flash a cierta presión y temperatura, es que el número de fases no se conoce. En la aproximación convencional se asume inicialmente el número de fases y las constantes de equilibrio; las ecuaciones se resuelven para las fracciones molares de las fases, y la composición resultante de la fase da un nuevo valor para las constantes de equilibrio. Este proceso iterativo se realiza hasta alcanzar la convergencia. Estas aproximaciones pueden requerir mucho tiempo de cómputo solo para llegar a la solución trivial.

Michelsen (1982) desarrolló un método alternativo para saber si una mezcla es termodinámicamente estable. El método no requiere conocer el número de fases en equilibrio y no necesita que las aproximaciones iniciales de las constantes de equilibrio estén próximas a las reales. El autor propuso un algoritmo numérico que indica si la mezcla permanece en una sola fase o se separa en dos o más. Este algoritmo se enfoca en localizar las composiciones de una segunda fase supuesta (líquido o vapor), que tiene planos tangentes paralelos al plano de la composición original. Los planos por debajo del plano de la composición original son inestables y se separan en al menos dos fases, **Figura 16**. Las composiciones con planos tangentes por arriba del de la mezcla o ninguna composición con plano paralelo a la tangente, son mezclas estables en una sola fase, **Figura 17**; y por último, si una composición, la cual no es igual a la composición de la mezcla, tiene una distancia cero al plano tangente de la composición original, es decir, están sobrepuestas una con la otra, se dice que ésta está en el punto de burbuja o punto de rocío y la segunda fase, es una fase incipiente en equilibrio, tal como se muestra en la **Figura 18**.

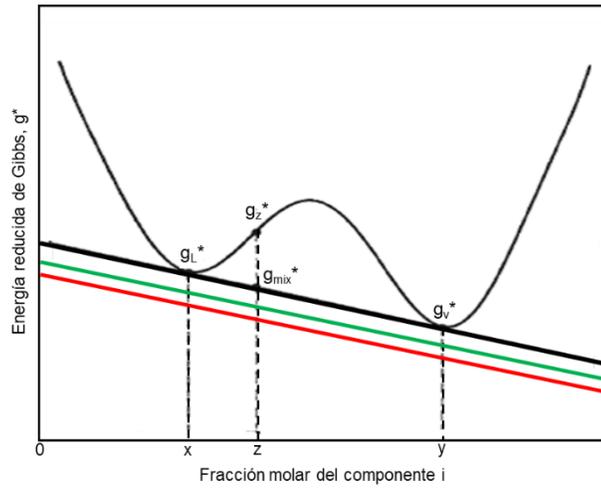


Figura 16. Mezcla inestable (planos por debajo del plano tangente de la mezcla).

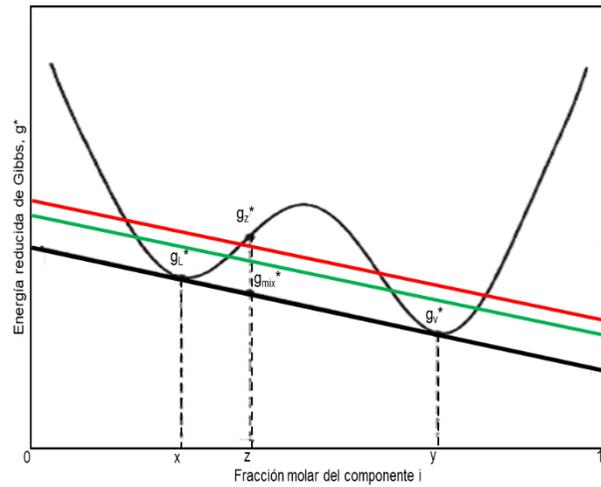


Figura 17, Mezcla estable (planos por arriba del plano tangente de la mezcla).

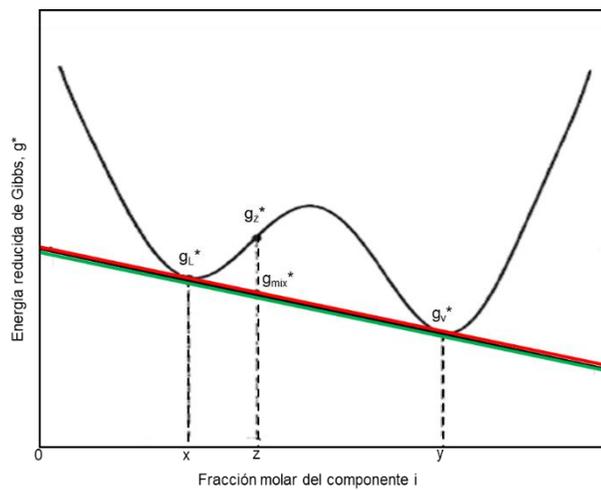


Figura 18. Mezcla en un punto de burbuja o rocío (planos con distancia igual a cero al plano tangente de la mezcla).

El autor demostró que localizar la composición de la segunda fase con el método del plano tangente, es equivalente a localizar tantas veces, una composición “y”, con componentes de fugacidad f_{y_i} , como a una composición “z” (composición original), con fugacidades de la mezcla f_{z_i} , a la profundidad h, es decir:

$$\frac{f_{z_i}}{f_{y_i}} = S, \quad \dots (3.40)$$

donde S, es una constante. Si $S \leq 1$ indica estabilidad, y $S > 1$ indica una solución inestable. Para resolver la prueba de estabilidad de fases, es importante señalar que cada prueba se lleva a cabo por separado, es decir, la convergencia de la fase vapor, se obtiene primero y luego la de la fase líquida. El algoritmo se describe en el siguiente procedimiento:

1. Calcular las fugacidades de la mezcla obtenida a la profundidad h , f_{z_i} , se debe elegir la raíz del factor de compresibilidad Z, con la energía normalizada de Gibbs más baja.
2. Usar la ecuación de Wilson para estimar las constantes de equilibrio y de esta forma inicializar el algoritmo, Ec. 3.2.

$$K_i^1 = \frac{p_{ci}}{p} \exp \left[5.37(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right]$$

donde el superíndice 1, es el contador de las iteraciones realizadas.

3. Calcular el número de moles de la segunda fase Y_i , usando la fracción mol de la mezcla z_i , y las estimaciones de las constantes de equilibrio.

$$\begin{aligned} (Y_i)_v &= z_i(K_i)_v, \\ \text{ó} & \\ (Y_i)_L &= \frac{z_i}{(K_i)_L}, \end{aligned} \quad \dots (3.41)$$

4. Sumar el número de moles.

$$S_v = \sum_{i=1}^N (Y_i)_v$$

ó ... (3.42)

$$S_L = \sum_{i=1}^N (Y_i)_L$$

5. Normalizar el número de moles de la segunda fase, para obtener las fracciones mol, de la composición $(y_i)_v$ y $(y_i)_L$.

$$(y_i)_v = \frac{(Y_i)_v}{\sum_{i=1}^N (Y_i)_v} = \frac{(Y_i)_v}{S_v},$$

ó ... (3.43)

$$(y_i)_L = \frac{(Y_i)_L}{\sum_{i=1}^N (Y_i)_L} = \frac{(Y_i)_L}{S_L},$$

6. Calcular las fugacidades de la segunda fase $(f_{y_i})_v$ ó $(f_{y_i})_L$, a partir de la EDE, se debe elegir la raíz con el factor de compresibilidad Z , que tenga la energía normalizada de Gibbs más baja, Ecs. A.36 y A.37.

7. Calcular las correcciones de la relación de fugacidades utilizando sustituciones sucesivas y actualizando las constantes de equilibrio K_i .

$$(R_i)_v = \frac{f_{z_i}}{(f_{y_i})_v} \frac{1}{S_v},$$

ó ... (3.44)

$$(R_i)_L = \frac{f_{z_i}}{(f_{y_i})_L} \frac{1}{S_L},$$

8. Verificar si la convergencia ha sido alcanzada.

$$\sum_{i=1}^N (R_i - 1)^2 < 10^{-12}, \quad \dots (3.45)$$

9. Si la convergencia no ha sido alcanzada, actualizar los valores de las constantes de equilibrio K_i .

$$K_i^{(n+1)} = K_i^{(n)} R_i^{(n)}, \quad \dots (3.46)$$

10. Verificar si se aproxima a la solución trivial (ST), usando el criterio:

$$\sum_{i=1}^N (\ln K_i)^2 < 10^{-4}, \quad \dots (3.47)$$

11. Si no hay indicativos de la solución trivial, regresar al paso 3 para otra iteración.

La **Tabla 3**, muestra cómo interpretar los resultados de las soluciones calculadas en las pruebas de estabilidad.

Tabla 3. Interpretación del análisis de estabilidad de fases.

Composición	Segunda fase	
	Vapor S_v	Líquido S_L
Estable	ST	ST
	$S_v \leq 1$	ST
	ST	$S_L \leq 1$
	$S_v \leq 1$	$S_L \leq 1$
Inestable	$S_v > 1$	ST
	ST	$S_L > 1$
	$S_v > 1$	$S_L > 1$
	$S_v > 1$	$S_L \leq 1$
	$S_v \leq 1$	$S_L > 1$

Si la composición de la mezcla en ambas partes (S_v y S_L), muestra estabilidad en la prueba desarrollada por Michelsen, casi siempre, se asegura que dicha mezcla está en una sola fase. Por otro lado, si al menos una prueba indica inestabilidad -ya sea para S_v o S_L - la composición calculada, z^h , se separará en dos o más fases a las condiciones de presión y temperatura presentes a esa profundidad. Es importante mencionar que las soluciones inestables suelen presentarse en las zonas cercanas al CGA.

De esta forma, la segunda composición “ y_i ” deberá ser usada para iniciar los cálculos flash de dos o tres fases, a la presión calculada a esa profundidad junto con los valores resultantes de las constantes de equilibrio K_i de la prueba de estabilidad de fases, donde la mejor aproximación para inicializar dichos cálculos está dada por:

$$K_i = \frac{(y_i)_v}{(y_i)_L} = (K_i)_L (K_i)_v, \quad \dots (3.48)$$

A la prueba de estabilidad de fases se le atribuyen varias aplicaciones:

1. Determina si la mezcla es termodinámicamente estable.
2. Con al menos una solución inestable se inicializan los cálculos flash de dos o tres fases utilizando los valores K de la solución inestable como primera aproximación para lograr una convergencia más rápida y garantizar una solución.
3. Inicializa y limita el rango de presión en los cálculos de presión de saturación.
4. Permite revisar la estabilidad de la convergencia de los cálculos flash cuando se sospecha un comportamiento de tres fases, esto sucede para sistemas a baja temperatura y sistemas con alto contenido de CO_2 y requiere de dos modificaciones de la prueba de estabilidad:
 - a. Selección apropiada de las estimaciones iniciales de las constantes K , para la búsqueda de la “tercera fase”.
 - b. Uso de las fugacidades que convergieron en ambas fases, $f_{eq_i} = f_{v_i} = f_{L_i}$, en vez de la fugacidad f_{z_i} en la nueva búsqueda, es decir, localiza la tercera composición “ y ” de manera que:

$$\frac{f_{eq_i}}{f_{y_i}} = S$$

La **Figura 19** muestra el diagrama de flujo para el algoritmo de estabilidad de fases, para una composición a calculada mediante el algoritmo de cálculo del gradiente composicional.

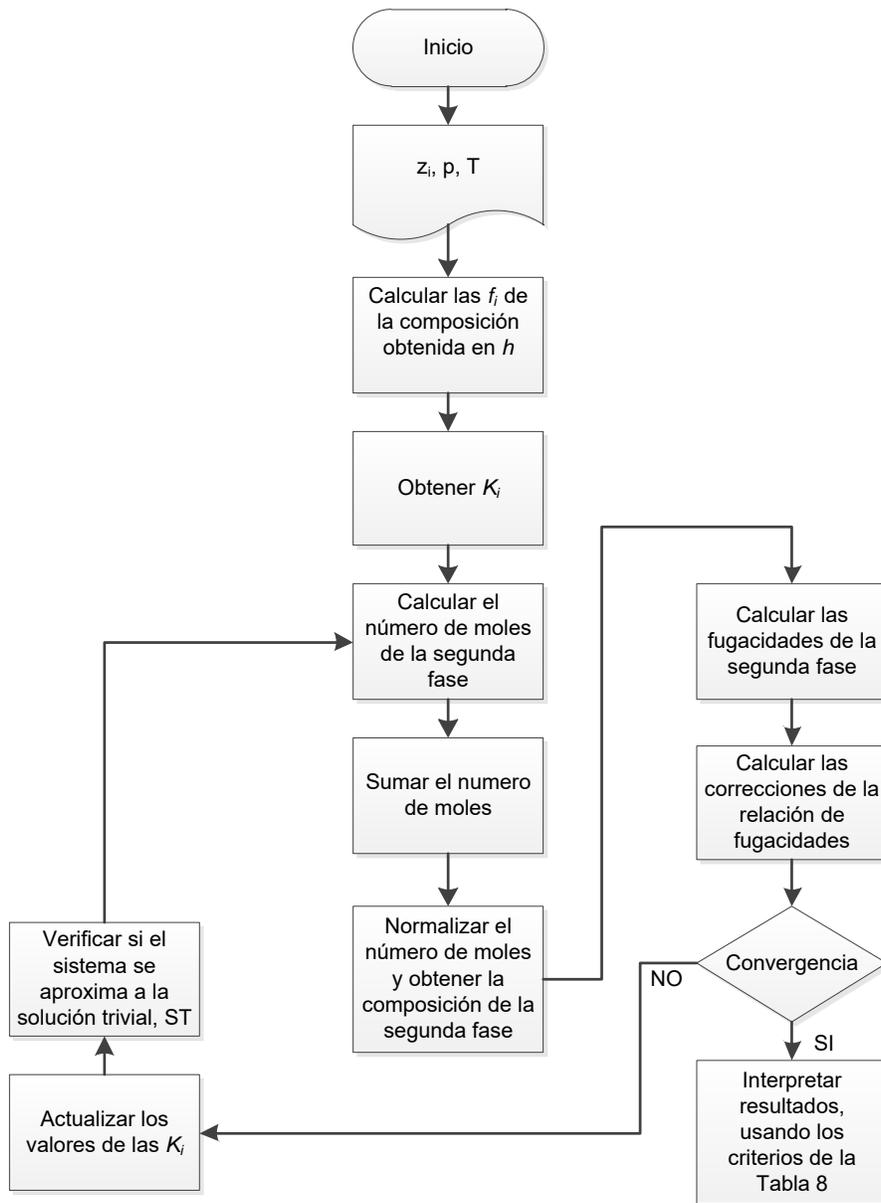


Figura 19. Diagrama de flujo para conocer la estabilidad de fases de una composición.

Utilizando la teoría de gradiente composicional y termodinámica continua, es posible calcular al menos un parámetro de distribución continua de la fracción pesada, como puede ser T_b , M_{C7+} o γ_{C7+} . Dichos parámetros dependen de una Función de Distribución Continua (FDC) que normalmente son calculadas en laboratorio y no dependen de la presión y temperatura del sistema y que son utilizadas para obtener las propiedades de la fracción pesada y de esta manera calcular propiedades inherentes a la EDE.

3.5. Cálculo del peso molecular y la gravedad específica de la fracción pesada a diferentes profundidades

Los fluidos petroleros son mezclas de componentes puros y sus propiedades se estiman mediante funciones continuas de variables independientes, tales como la temperatura de ebullición T_b , el peso molecular M y la gravedad específica γ ; ya que estas no dependen de la presión ni temperatura del sistema, y son usadas para tratar la fracción pesada como una mezcla de hidrocarburos, descrita mediante una FDC, y la misma teoría de procesos irreversibles usados en el estudio del gradiente composicional.

Para propósitos ingenieriles, los componentes que van del C_7 al C_n , en una mezcla de hidrocarburos, suelen agruparse en un pseudocomponente que contiene una mezcla de componentes puros infinitos con propiedades físicas ajustadas.

El cambio en el porcentaje molar de la fracción pesada a mayor profundidad modifica las cantidades relativas de los componentes que se agrupan en ella junto con su fracción peso normalizada, Ec. B.30, de manera que el peso molecular y la gravedad específica de dichos grupos cambiará y con esto las propiedades críticas y factor acéntrico ajustadas a diferentes profundidades.

Nikpoor (2014) desarrolló un método para el cálculo del peso molecular de la fracción pesada a diferentes profundidades en yacimientos con gradiente composicional no isotérmico, utilizando el componente de la gravedad y difusión térmica en estado estacionario y empleando el concepto de termodinámica continua, la cual utiliza como base una FDC en las ecuaciones termodinámicas, para alcanzar un tratamiento conciso y conveniente de ciertos sistemas.

Para efectos de este trabajo, se reproduce el procedimiento matemático utilizado por Nikpoor para el peso molecular, aplicado ahora a la gravedad específica de la fracción pesada $\gamma_{C_{n+}}$, en un sistema isotérmico a diferentes profundidades, en donde una función estadística puede definir una distribución continua de la fracción pesada de la siguiente forma:

Las FDC se denotan con $F(I)$, donde I es la variable de distribución (M_w , Y , T_b) y satisface las siguientes condiciones:

$$\int F(I)dI = 1, \quad \frac{dx}{dI} = F(I), \quad \dots (3.49)$$

Los límites superior e inferior de la Ec. 3.49, dependen de los límites de I dentro de la mezcla, donde las fracciones ligeras son mostradas discretamente mientras que las pesadas están definidas por la FDC; la integral resulta entonces en el porcentaje mol de la fracción pesada C_{n+} , y se expresa de la siguiente forma:

$$\int F(I)dI = x_{C_{n+}}, \quad \int_{\eta}^{\infty} F(I)dI = x_{C_{n+}}, \quad \dots (3.50)$$

donde η , es el valor de la FDC anterior a la fracción agrupada, y el símbolo de infinito (∞) indica que la fracción pesada está conformada por un número infinito de componentes.

La función F , es la normalización de f y el promedio de I ; introduciendo esta función sin normalizar, la fracción pesada se calcula de la siguiente forma:

$$\int_{\eta}^{\infty} I dx = I_{C_{n+}}x_{C_{n+}} = \int_{\eta}^{\infty} (I) f(I)dI, \quad \dots (3.51)$$

La función de distribución continua usada en el trabajo de Nikpoor (2014) es la siguiente:

$$F(I) = \frac{B_I^2}{\eta A_I} \left(\frac{I - \eta}{\eta} \right)^{B_I - 1} \exp \left[-\frac{B_I}{A_I} \left(\frac{I - \eta}{\eta} \right)^{B_I} \right], \quad \dots (3.52)$$

donde A_I y B_I , son parámetros de distribución encontrados del ajuste de la función para los datos composicionales dentro de la fracción pesada; como estos datos no suelen estar disponibles para los cálculos del gradiente composicional, el autor supone como 1.0 el valor de B_I , y sólo queda como parámetro remanente A_I . La función de distribución sin normalizar se define de la siguiente forma:

$$f(I) = \frac{x_{C_{n+}}}{\eta A_I} \exp \left[-\frac{1}{\eta A_I} (I - \eta) \right], \quad \dots (3.53)$$

De la Ec. 3.49, se concluye que:

$$dx = F(I)dl \rightarrow dx(I) = f(I)dl, \quad \dots (3.54)$$

La Ec. 3.54 muestra la fracción mol de una subfracción con valor de alguna variable de distribución continua, ya sea M , Y , o T_b , igual a I .

La Ec. 3.24 y A.26 o A.27, se expresan de la siguiente forma:

$$\frac{d \ln f_i}{dh} = \frac{M_i}{144RT}, \quad \dots (3.55)$$

$$f_i = x_i \phi_i p, \quad \dots (3.56)$$

Sustituyendo la Ec. 3.56 en la Ec. 3.55, y la expresión resultante en la Ec. 3.54 se tiene que:

$$(\phi_i x_i p)^h = (\phi_i x_i p)^{h^0} \exp \left[\frac{h - h^0}{144RT} M \right],$$

$$y \quad \dots (3.57)$$

$$[dx(I) \phi_i(I) p]^h = [dx(I) \phi_i(I) p]^{h^0} \exp[\alpha_G M],$$

donde:

$$\alpha_G = \frac{h - h^0}{144RT}, \quad \dots (3.58)$$

De la Ec. 3.57, se tiene que:

$$dx(I)^h = \frac{[\phi_i(I) p]^{h^0}}{[\phi_i(I) p]^h} \exp(\alpha_G M) dx(I)^{h^0}, \quad \dots (3.59)$$

Sustituyendo el término $dx(I)^{h^0}$, por la Ec. 3.54, la expresión resultante queda como:

$$dx(I)^h = \frac{[\phi_i(I) p]^{h^0}}{[\phi_i(I) p]^h} \exp(\alpha_G M) f_i^{h^0}(I) dI, \quad \dots (3.60)$$

Arreglando la Ec. 3.51, con las expresiones desarrolladas, se tiene que:

$$I_{C_{n+}}^h x_{C_{n+}}^h = \int_{\eta}^{\infty} I dx(I)^h, \quad \dots (3.61)$$

Sustituyendo la Ec. 3.60, en la Ec. 3.61, se obtiene la ecuación general para obtener una FDC.

$$I_{C_{n+}}^h x_{C_{n+}}^h = \int_{\eta}^{\infty} I \frac{[\phi_i(I) p]^{h^0}}{[\phi_i(I) p]^h} \exp(\alpha_G M) f_i^{h^0}(I) dI, \quad \dots (3.62)$$

La Ec. 3.63 indica que teniendo el valor de la variable I , y el porcentaje mol de la fracción pesada C_{n+} , a la profundidad de referencia h^0 , se calcula el parámetro de distribución A_i , a esa profundidad.

$$I_{C_{n+}}^{h^0} = \eta (A_I^{h^0} + 1), \quad \dots (3.63)$$

Como resultado, la FDC no normalizada de la Ec. 3.49 se sustituye en la Ec. 3.62 para obtener la Ec. 3.64.

$$I_{C_{n+}}^h = \frac{x_{C_{n+}}^{h^0}}{x_{C_{n+}}^h \eta A_I^{h^0}} \int_{\eta}^{\infty} I \frac{[\phi_i(I) p]^{h^0}}{[\phi_i(I) p]^h} \exp \left[-\frac{1}{\eta A_I^{h^0}} (I - \eta) + \alpha_G M \right] dI, \quad \dots (3.64)$$

Nikpoor (2014), asume que, con una buena precisión es posible sustituir la siguiente expresión, en la Ec. 3.64.

$$\frac{[\phi_i(I)]^{h^0}}{[\phi_i(I)]^h} = \frac{\phi_{C_{n+}}^{h^0}}{\phi_{C_{n+}}^h}, \quad \dots (3.65)$$

Se tiene entonces la siguiente expresión genérica:

$$I_{C_{n+}}^h = \frac{x_{C_{n+}}^{h^0} \phi_{C_{n+}}^{h^0} p^{h^0}}{x_{C_{n+}}^h \phi_{C_{n+}}^h p^h \eta A_I^{h^0}} \exp \left(\frac{1}{A_I^{h^0}} \right) \int_{\eta}^{\infty} I \exp \left[-\frac{I}{\eta A_I^{h^0}} + \alpha_G M \right] dI, \quad \dots (3.66)$$

Para las variables de distribución continua $M_{C_{n+}}$ y $\gamma_{C_{n+}}$, se obtienen respectivamente:

$$M_{C_{n+}}^h = \frac{x_{C_{n+}}^{h^0} \phi_{C_{n+}}^{h^0} p^{h^0}}{x_{C_{n+}}^h \phi_{C_{n+}}^h p^h \eta A_M^{h^0}} \exp \left(\frac{1}{A_M^{h^0}} \right) \int_{\eta}^{\infty} M \exp \left[-\frac{M}{\eta A_M^{h^0}} + \alpha_G M \right] dM, \quad \dots (3.67)$$

y

$$\gamma_{Cn+}^h = \frac{x_{Cn+}^{h^0} \phi_{Cn+}^{h^0} p^{h^0}}{x_{Cn+}^h \phi_{Cn+}^h p^h \eta A_Y^{h^0}} \exp\left(\frac{1}{A_Y^{h^0}} + \alpha_G M\right) \int_{\eta}^{\infty} \gamma \exp\left[-\frac{\gamma}{\eta A_Y^{h^0}}\right] d\gamma, \quad \dots (3.68)$$

Integrando por partes la Ec. 3.67, y simplificando se obtiene la siguiente ecuación para el peso molecular M_{Cn+}^h , en un sistema isotérmico.

$$M_{Cn+}^h = \eta \frac{\phi_{Cn+}^{h^0} A_M^{h^0} - \alpha_G \eta A_M^{h^0} + 1}{\phi_{Cn+}^h (\alpha_G \eta A_M^{h^0} - 1)^2} \exp(\alpha_G \eta), \quad \dots (3.69)$$

donde:

$$A_M^{h^0} = \frac{M_{Cn+}^{h^0} - \eta}{\eta}, \quad \dots (3.70)$$

Y η , es el peso molecular anterior al inicio de la fracción pesada, es decir, si la fracción pesada es C_{7+} , entonces η es igual al peso molecular del C_6 (84 g/mol).

Integrando por partes la Ec. 3.68, y simplificando se obtiene la siguiente ecuación para la gravedad específica Y_{Cn+}^h , en un sistema isotérmico.

$$\gamma_{Cn+}^h = \eta \frac{x_{Cn+}^{h^0} \phi_{Cn+}^{h^0} p^{h^0}}{x_{Cn+}^h \phi_{Cn+}^h p^h} (1 - A_Y^{h^0}) \exp(\eta \alpha_G M_{Cn+}^h), \quad \dots (3.71)$$

donde:

$$A_Y^{h^0} = \frac{\gamma_{Cn+}^{h^0} - \eta}{\eta}, \quad \dots (3.72)$$

Y η , es la gravedad específica 60/60, anterior al inicio de la fracción pesada, es decir, si la fracción pesada es C_{7+} , entonces η es igual a la gravedad específica 60/60 del C_6 (0.69).

Es de suma importancia señalar que, con base a las pruebas realizadas en este trabajo, sólo para la Ec. 3.71, la expresión α_G , se expresa de la siguiente forma:

$$\alpha_G = \frac{(h^{cima} - h^0) + (h^{cima} - h)}{144 R T}, \quad \dots (3.73)$$

3.6. Cálculo de la presión de saturación

Como ya se mencionó, en los yacimientos inicialmente saturados con variación composicional se puede presentar un CGA saturado o bajosaturado. Para encontrar el CGA saturado, se utilizan las técnicas de estabilidad de fases, cálculos flash negativos, y cálculos de la presión de saturación, sin embargo, para encontrar un CGA bajosaturado solo se utilizan los cálculos de presión de saturación, de manera que para este trabajo de investigación se utilizaron los cálculos de presión de saturación para hallar cualquiera de las dos soluciones.

Whitson y Brulé (2000) exponen un algoritmo para el cálculo de la presión de saturación de una mezcla a cierta temperatura, el cual consiste en encontrar la presión a la cual la mezcla está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de una fase incipiente, ya sea una burbuja de gas o una gota de líquido. La búsqueda de la p_{sat} , se encuentra definida principalmente por dos condiciones:

- La fugacidad de todos los componentes es igual en ambas fases, es decir:

$$fz_i = fy_i, \quad \dots (3.74)$$

donde y_i , es la fracción mol de la fase incipiente. Nótese que: $y_i \neq y_i$.

- La fracción mol de la fase incipiente y_i , es igual a uno.

$$\sum_{i=1}^N y_i = 1, \quad \dots (3.75)$$

Esta fracción mol, se expresa en términos de las constantes de equilibrio K_i ($y_i = z_i K_i$, para un punto de burbuja y $y_i = z_i / K_i$, para un punto de rocío) y los cálculos tradicionales del punto de burbuja y punto de rocío se resuelven de la siguiente manera respectivamente.

$$\sum_{i=1}^N z_i K_i = 1$$

y

... (3.76)

$$\sum_{i=1}^N \frac{z_i}{K_i} = 1$$

Según la prueba de estabilidad de fases, una composición calculada y diferente a la composición de la mezcla, que tiene un plano de distancia igual a cero al mismo plano tangente de la mezcla se encuentra en un punto de burbuja o punto de rocío, y la segunda fase es una fase incipiente en equilibrio. Esto es equivalente a que la sumatoria del número de moles de la fase incipiente sea igual a uno.

$$\sum_{i=1}^N Y_i = 1, \quad \dots (3.77)$$

La aproximación para determinar el valor de la p_{sat} , está basada en el algoritmo propuesto por Michelsen (1985), en donde se definen las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} Q(p_{sat}, y) &= 1 - \sum_{i=1}^N z_i \left[\frac{\phi_i(z)}{\phi_i(y)} \right] \\ &= 1 - \sum_{i=1}^N y_i \left[\frac{f z_i}{f y_i} \right] \\ &= 1 - \sum_{i=1}^N Y_i, \quad \dots (3.78) \end{aligned}$$

donde las fracciones molares de la fase incipiente están definidas por:

$$y_i = \frac{Y_i}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (3.79)$$

El siguiente algoritmo resuelve la Ec. 3.78, utilizando sustituciones sucesivas para el cálculo de la composición de la fase incipiente y el método de NR, para la p_{sat} . Los pasos que seguir para encontrar la presión de saturación de la mezcla son descritos a continuación:

1. Elegir un tipo de saturación, burbuja o rocío. Una saturación incorrecta no afecta la convergencia, pero puede variar los valores de las constantes K_i .
2. Se supone una p^* , se recomienda la p_{sat} , anterior calculada en h o la p_{sat} , de la mezcla original en h^0 , para el primer cálculo.

3. Calcular la fugacidad de la mezcla original z , a p^* . y de las fases incipientes $(Y_i)_v$, para un punto de burbuja y $(Y_i)_L$, para un punto de rocío.
 - a) Si la mezcla es estable para el valor actual de p^* , esta presión representa la frontera superior en la búsqueda de la p_{sat} , se debe regresar al Paso 1 e intentar con una presión menor para buscar una condición inestable.
 - b) Con una condición inestable en p^* , esta presión representa la frontera inferior en la búsqueda por la p_{sat} .
4. Con una solución inestable se usan los valores de K_i de la prueba de estabilidad para hallar el número de moles de la fase incipiente para cualquier caso, ya sea un punto de burbuja o un punto rocío usando la Ec. 3.80.

$$(Y_i)_v = z_i K_i$$

y

$$(Y_i)_L = \frac{z_i}{K_i}$$

... (3.80)

Si se encontraron dos soluciones inestables, utilizar las constantes de equilibrio con la sumatoria mayor del número de moles (S), Ec. 3.42.

Una vez concluido el punto, la inicialización está completa y la secuencia de iteración inicia.

5. Calcular la composición normalizada de la fase incipiente.

$$y_i = \frac{Y_i}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (3.81)$$

6. Calcular los factores Z (Z_z y Z_y), y las fugacidades de los componentes f_{z_i} y f_{y_i} con la EDE a la p_{sat} estimada en la inestabilidad.
7. Calcular la corrección de la relación de fugacidades.

$$R_i = \frac{f_{z_i}}{f_{y_i}} \frac{1}{\sum_{j=1}^N Y_j}, \quad \dots (3.82)$$

8. Actualizar el número de moles con la corrección de relación de fugacidades.

$$Y_i^{(n+1)} = Y_i^{(n)} [R_i^{(n)}], \quad \dots (3.83)$$

9. Calcular una nueva estimación de p_{sat} , usando la siguiente ecuación:

$$p_{sat}^{(n+1)} = p_{sat}^{(n)} - \frac{Q^{(n)}}{\left(\frac{\partial Q}{\partial p}\right)^{(n)}}, \quad \dots (3.84)$$

donde:

$$\frac{\partial Q}{\partial p} = \sum_{i=1}^N Y_i R_i \left(\frac{\partial f y_i}{\partial p} \frac{1}{f y_i} - \frac{\partial f z_i}{\partial p} \frac{1}{f z_i} \right), \quad \dots (3.85)$$

La p_{sat} , debe tener un valor mayor a p^* , del límite inferior, sin embargo, si la nueva estimación es menor a p^* , ir al paso 1 y usar una nueva estimación de presión más alta que la p^* actual.

10. Iterar hasta alcanzar la convergencia; para la composición de la fase incipiente y de la presión de saturación, la convergencia está definida por las siguientes ecuaciones respectivamente:

$$\left| 1 - \sum_{i=1}^N Y_i \right| < 10^{-5}, \quad \dots (3.86)$$

y

$$\left[\sum_{i=1}^N \frac{\ln(R_i)}{\ln\left(\frac{Y_i}{Z_i}\right)} \right]^2 < 10^{-8}, \quad \dots (3.87)$$

Para revisar la solución trivial se revisa el siguiente criterio:

$$\sum_{i=1}^N \left(\ln \frac{Y_i}{Z_i} \right)^2 < 10^{-4}, \quad \dots (3.88)$$

11. Si no se alcanza la convergencia regresar al paso 6.

La **Figura 20**, muestra el diagrama de flujo empleado para el cálculo de la presión de saturación.

Los algoritmos utilizados para el cálculo de la composición de la mezcla a diferentes profundidades (a menor y mayor profundidad que la de referencia), la presión de yacimiento y presión de saturación, así como para el análisis de estabilidad de fases, son

de tipo secuencial y brindan los elementos necesarios para replicar con certeza razonable los experimentos de laboratorio a cada una de las profundidades de interés.

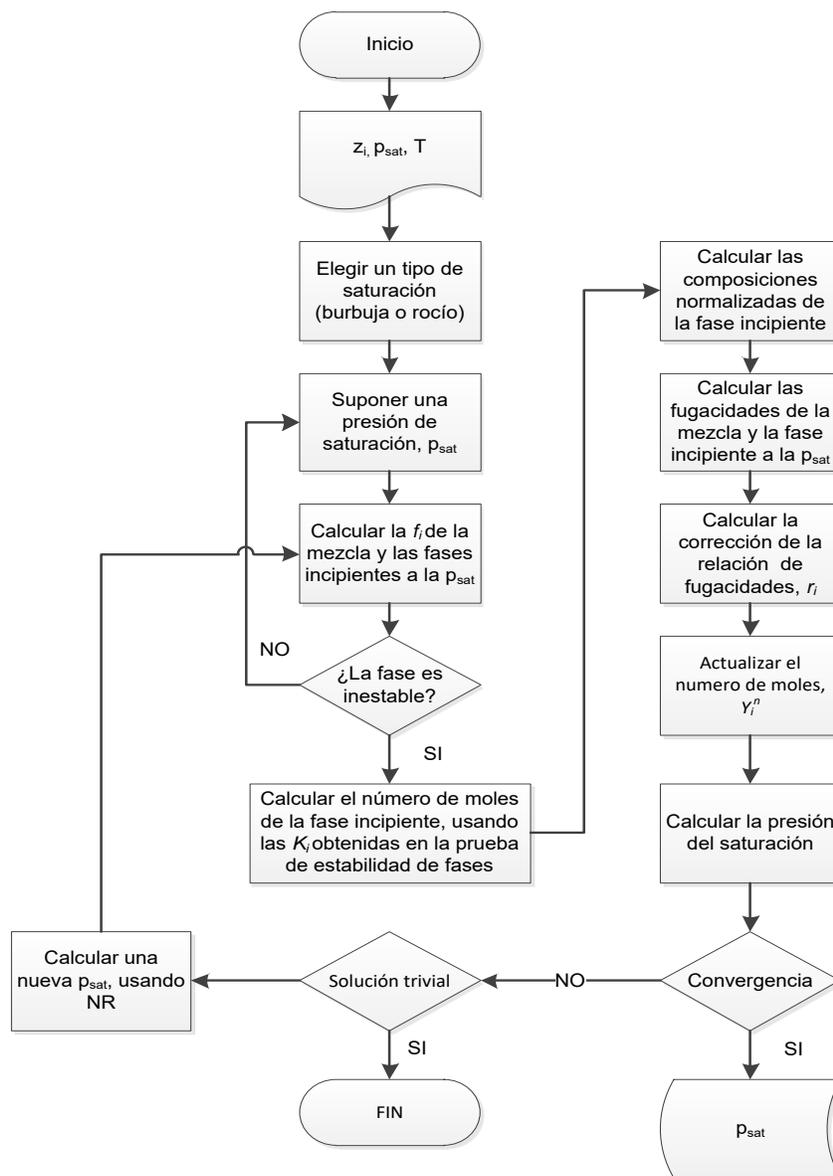


Figura 20. Diagrama de flujo del cálculo de la presión de saturación.

3.7. Cálculo de las propiedades volumétricas del fluido

La finalidad de simular los experimentos PVT, mediante la EDE de PR, es calcular las propiedades volumétricas de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, y de esta manera calcular del volumen original de hidrocarburos en sitio, simulando los experimentos de ECC para el ajuste de la EDE de PR utilizando un método de regresión no lineal, los experimentos de AVC o SD para obtener las propiedades volumétricas iniciales del fluido y la PS para obtener parámetros volumétricos en el tanque de almacenamiento.

Los laboratorios que realizan experimentos PVT por lo general, no reportan los parámetros volumétricos como son, el B_o , R_s , y B_t , en los experimentos de AVC, los cuales sobra decir, son de suma importancia para cálculos de ingeniería petrolera, motivo por el cual, León *et al.* (2017), propusieron un método basado en el balance molar, con el cual se calculan estos parámetros volumétricos. A continuación, se describe el procedimiento para realizar el balance molar:

Paso 1: Calcular los moles de gas extraídos en cada etapa, $n_{g_{ext}}$, con la siguiente expresión:

$$(n_{g_{ext}})_j = (n_{g_{Pa}})_j + (n_{v_r})_j, \quad \dots (3.89)$$

donde $(n_{v_r})_j$, son los moles de vapor remanentes en la celda en cada etapa de presión j , obtenidos en el **Paso 10**, de la simulación del experimento de AVC, $n_{g_{Pa}}$, son los moles de gas producidos acumulados en la etapa de presión j , y que matemáticamente se definen como:

$$(n_{g_{Pa}})_N = n_{p_1} + n_{p_2} + \dots + n_{p_N}, \quad \dots (3.90)$$

donde n_p , son los moles de gas producidos en cada etapa de presión y es obtenida en el **Paso 7**, de la simulación del experimento de AVC descrito en el Apéndice C, y N será la n -ésima etapa de presión del experimento.

Paso 2: Obtener las moles de gas disueltas en el aceite por unidad de volumen, n_{gd} , a presión de saturación y temperatura del yacimiento, utilizando la siguiente ecuación:

$$(n_{gd})_j = \sum_{p_{sat}}^{14.7} n_p - (n_{g_{ext}})_j, \quad \dots (3.91)$$

donde el término de la sumatoria en la Ec. 3.91, se expresan como los moles totales de gas producido desde la presión de saturación, hasta la presión atmosférica.

Paso 3: Por último, calcular la relación de gas disuelto en el aceite por unidad de volumen utilizando la expresión siguiente:

$$R_s = 5.6146 \frac{n_{gd} * V_{mg}}{V_{c.e.}}, \quad \dots (3.92)$$

donde V_{mg} , es el volumen molar del gas (379.4 pc/mol), y $V_{c.e.}$ es el volumen de aceite a condiciones de presión y temperatura estándar.

3.8. Metodología para calcular el volumen original de hidrocarburos en yacimientos con variación composicional

Una de las primeras prácticas de ingeniería de yacimientos para el cálculo del volumen original que describe el documento PRMS, son los cálculos volumétricos, que en conjunto con el desarrollo de modelos estáticos multiceldas, arrojan cálculos de volumen original bastante acertados sin necesidad de tener datos de presión y producción, y que sirven como base para el cálculo de reservas y el desarrollo de proyectos de extracción.

La mayoría de los estudios desarrollados para caracterizar la variación composicional conducen a la inicialización de los simuladores de yacimiento, sin embargo este trabajo, propone un método para caracterizar el fluido del yacimiento en un sistema isotérmico y obtener: 1) el gradiente composicional, 2) las presiones de yacimiento y saturación, 3) dos variables de distribución continua de la fracción pesada y 4) las propiedades volumétricas del fluido, definiendo la ubicación espacial en profundidad de cada tipo de fluido presente en el yacimiento; para que posteriormente tomando como referencia la cima y base de la estructura, las propiedades petrofísicas promedio y una gráfica del volumen de roca *versus* profundidad, calcular el volumen original de hidrocarburos utilizando métodos volumétricos.

Tomando en cuenta lo antes mencionado, y aunado los criterios de clasificación de yacimientos, de acuerdo con el tipo de fluido contenido, se identifica a que profundidad cambia la composición y por consiguiente a que profundidad cambia el tipo de fluido; de esta manera y conociendo la estructura, se conoce el volumen de roca impregnada con los diferentes tipos de hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

La metodología utilizada para el cálculo del volumen original consiste inicialmente en determinar los parámetros a utilizar para el cálculo.

1. El volumen de roca bruto con respecto a la profundidad.
2. La relación neto/bruto, porosidad y saturación de agua mediante el promedio aritmético de las medidas de estos atributos por registros geofísicos de cada pozo.
3. El factor de volumen del fluido, el cual es obtenido mediante la simulación composicional en el vector de profundidades que comprende desde la cima hasta la base del yacimiento y que se obtiene mediante la simulación de los experimentos PVT a partir de una muestra de fluido a una profundidad de referencia.
4. Finalmente se aplica la Ec. 2.17, para obtener el volumen original de aceite de cualquier tipo de aceite contenido en la estructura y multiplicando, este valor por la R_{si} , se obtiene el volumen de gas disuelto inicialmente en el aceite, utilizando la Ec. 3.93 para dicho fin.

$$G_d = NR_{si}, \quad \dots (3.93)$$

Para un yacimiento saturado o de gas y condensado que presente una variación de la composición con respecto a la profundidad, el cálculo del volumen de gas en el yacimiento y el condensado asociado a éste se calcula utilizando la siguiente metodología.

3.8.1. Cálculo del volumen original de gas y condensado asociado

El volumen de gas y condensado asociado en el yacimiento, puede ser obtenido del procedimiento desarrollado por Craft y Hawkins (1991) el cual parte de valores previamente obtenidos como son: presión y temperatura de yacimiento, parámetros volumétricos provenientes de la prueba de separadores, y adicionalmente propiedades petrofísicas previamente usados en el cálculo del OIIP.

El procedimiento requiere del cálculo de la gravedad específica promedio del fluido del pozo y es obtenida mediante la siguiente expresión:

$$\gamma_w = \frac{R_1\gamma_1 + R_2\gamma_2 + R_3\gamma_3 + 4602\gamma_o}{R_1 + R_2 + R_3 + \frac{133.316\gamma_o}{M_{wo}}}, \quad \dots (3.94)$$

donde R_1 , R_2 y R_3 son las RGA del primer y segundo separador, y del tanque de almacenamiento respectivamente, γ_1 , γ_2 y γ_3 , son las gravedades específicas del gas en los dos separadores anteriormente mencionados y en el tanque de almacenamiento respectivamente, γ_o , es la gravedad específica del aceite y M_{wo} es el peso molecular del aceite ambos en el tanque de almacenamiento y es calculado con la Ec. 3.95, cabe mencionar que la Ec. 3.94, se modifica para incorporar los datos de separadores que se tengan en campo.

$$M_{wo} = \frac{5954}{\text{°API} - 8.811} = \frac{42.43\gamma_o}{1.008 - \gamma_o}, \quad \dots (3.95)$$

Utilizando el factor de compresibilidad del gas a condiciones iniciales Z^v , se calcula el volumen de gas inicial contenido en el yacimiento en pies cúbicos estándar (G), utilizando la siguiente ecuación:

$$G = \frac{379.4 p V_{phc}}{Z^v R T}, \quad \dots (3.96)$$

donde V_{phc} , es el volumen neto poroso impregnado de hidrocarburos en pies cúbicos, y se obtiene con la siguiente expresión:

$$V_{phc} = 35.315 * \text{Volumen de roca} * NTG * \phi * (1 - S_w), \quad \dots (3.97)$$

donde el volumen de roca está en m³, y los parámetros petrofísicos son adimensionales.

Ya que la fracción volumen es igual a la fracción mol en la fase gaseosa, la fracción producida de gas total en la superficie, f_g , se define como:

$$f_g = \frac{n_v}{n_v + n_L} = \frac{\frac{R_1}{379.4} + \frac{R_2}{379.4} + \frac{R_3}{379.4}}{\frac{R_1}{379.4} + \frac{R_2}{379.4} + \frac{R_3}{379.4} + \frac{350\gamma_o}{M_{wo}}}, \quad \dots (3.98)$$

De manera que el *GIIP* y el condensado asociado a éste, el cual se denota como *OIIP* se calculan utilizando las Ecs. 3.99 y 3.100, y tienen unidades de pies cúbicos y barriles, respectivamente.

$$GIIP = G * f_g, \quad \dots (3.99)$$

$$OIIP = \frac{GIIP}{R_1 + R_2 + R_3}, \quad \dots (3.100)$$

3.9. Metodología para calcular el volumen recuperable de hidrocarburos

El método volumétrico necesita de un factor de recuperación para obtener un volumen recuperable de hidrocarburos. El FR se obtiene mediante estimaciones independientes, sin embargo, el cálculo de este parámetro es uno de los aspectos más difíciles de obtener pues hay un alto grado de incertidumbre y variabilidad inherente a éste, ya que uno de sus principales problemas es caracterizar las heterogeneidades del yacimiento. En la actualidad aún no se ha desarrollado método alguno para describir correctamente dicha variable, lo cual conlleva a que constantemente se recurra principalmente al uso de analogías con yacimientos adyacentes.

Las analogías asumen que los yacimientos adyacentes son comparables al yacimiento de interés en la mayoría de sus propiedades geológicas, petrofísicas y

condiciones del sistema roca-fluido para que los parámetros análogos puedan ser considerados como representativos del yacimiento en cuestión, además de tener cierto conocimiento del área y experiencia en ingeniería de yacimientos para la aplicación de estos. Las analogías son utilizadas para asignarle un factor de recuperación a un yacimiento en localizaciones aun no perforadas o con poca información disponible.

La U.S. SEC (2010) establece que para que un yacimiento sea tomado como análogo, debe tener el mismo ambiente de depósito, una estructura geológica similar y esté ubicada en la misma formación, además de que las condiciones del yacimiento en estudio no deben ser más favorables que las del análogo.

Se utilizan las analogías como un método provisional, hasta que se tengan suficientes datos de presión y producción para un análisis confiable del comportamiento y recuperación final, para que se obtengan primeras aproximaciones del volumen de hidrocarburos recuperable, utilizando la siguiente expresión.

$$EUR = \text{Volumen original de hidrocarburos} * FR, \quad \dots (3.101)$$

Para que un volumen de hidrocarburos recuperable sea incluido en la clase de reservas, el proyecto debe ser claramente definido para establecer su oportunidad comercial, teniendo una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas se obtendrán y debe existir la intención firme para proceder con el desarrollo del proyecto en un tiempo razonable.

La **Figura 21**, muestra el flujo de trabajo propuesto en este trabajo de tesis para obtener el volumen original de hidrocarburos en yacimientos que presentan variación composicional.

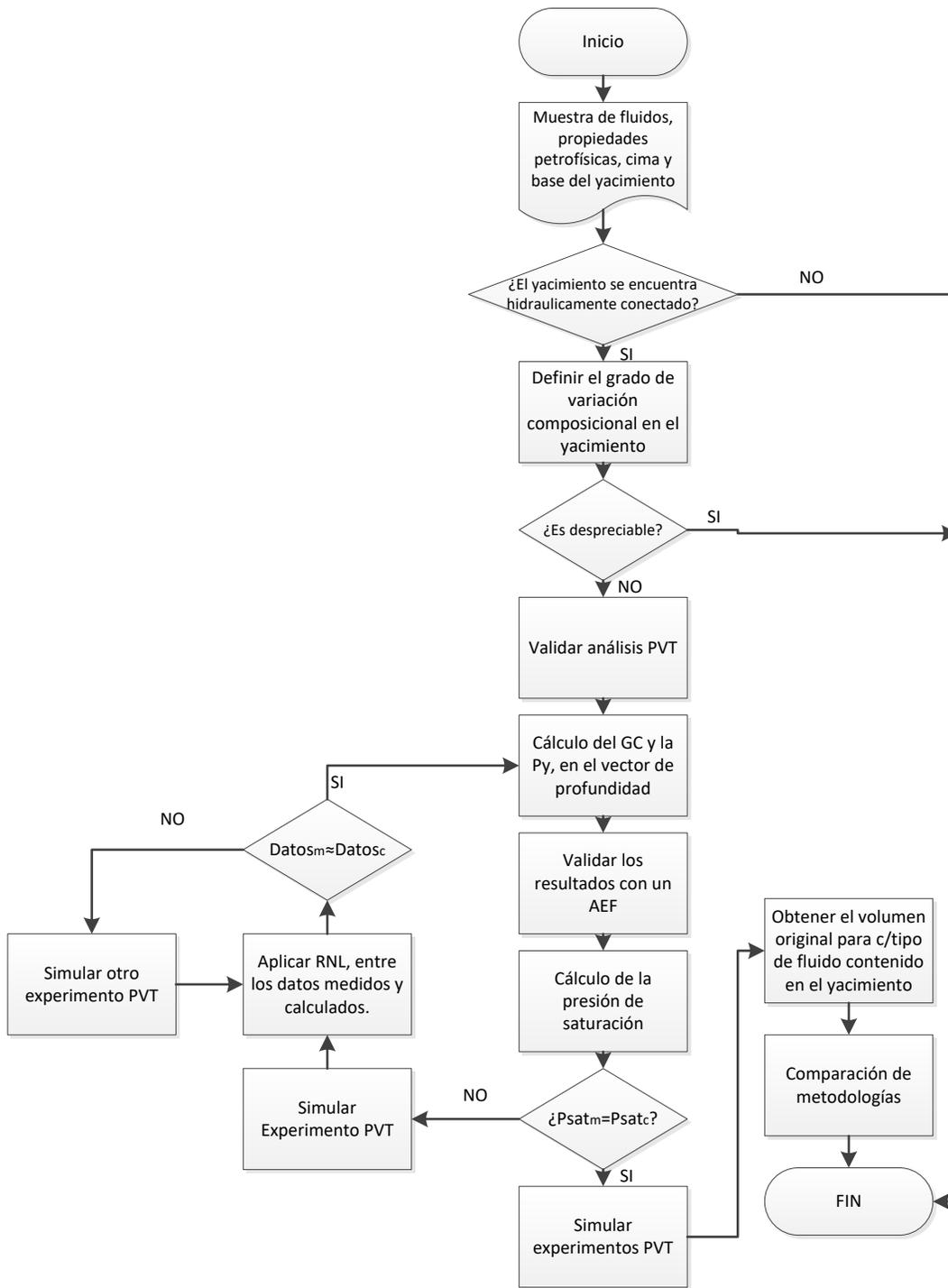


Figura 21. Diagrama de flujo para el cálculo del volumen original de hidrocarburos.

CAPÍTULO IV

4. VALIDACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS

El flujo de trabajo descrito en este capítulo tiene como objetivo principal, mostrar el proceso para la estimación del volumen original y el volumen recuperable de hidrocarburos en yacimientos que presentan variación de la composición con respecto a la profundidad. La metodología puede ser utilizada en etapas iniciales de explotación, para comparar estimaciones con otros métodos y actualizar los modelos existentes, o bien para inicializar los modelos de simulación.

Por lo general, en etapas iniciales de desarrollo, no se cuenta con información suficiente, y se hace uso de datos provenientes de campos o yacimientos análogos, e información limitada, que da como resultado que los volúmenes originales y de reservas sean sobreestimados o subestimados. Se espera que la aplicación de la metodología desarrollada para el cálculo del volumen original en yacimientos con gradiente composicional junto con su herramienta computacional sea un parteaguas para conocer parámetros y propiedades del fluido, más cercanos a la realidad en un vector de profundidad, permitiendo mejorar la estimación del volumen original y reservas de hidrocarburos en yacimientos de este tipo.

La metodología propuesta aplicada en el software desarrollado fue probada usando información de dos yacimientos reales, en los cuales, se presume un gradiente composicional en la estructura geológica hidráulicamente conectada, después de confirmar la variación composicional y obtener diferentes parámetros del yacimiento y del fluido, se realiza un cálculo del volumen original de hidrocarburos y se compara con el volumen original calculado con el método que no utiliza gradiente composicional y el reportado oficialmente para el yacimiento.

4.1. Caso 1: Campo “AFT”

El campo “AFT”, es un campo terrestre, localizado en el Estado de Tabasco; a 25 Km. del suroeste de la ciudad de Villahermosa. Geológicamente, se ubica en el área denominada Chiapas-Tabasco y contiene un yacimiento de gas y condensado. Las rocas que constituyen al yacimiento son carbonatos del Cretácico Superior que forman una estructura de tipo anticlinal, afallado, con orientación NW-SE como se observa en la **Figura 22**. La estructura se divide en los bloques A y B, los cuales se encuentran comunicados hidráulicamente por un acuífero regional y separados por una falla sellante, siendo el bloque A, el de importancia para este trabajo de investigación, debido a que este cuenta con información relevante.

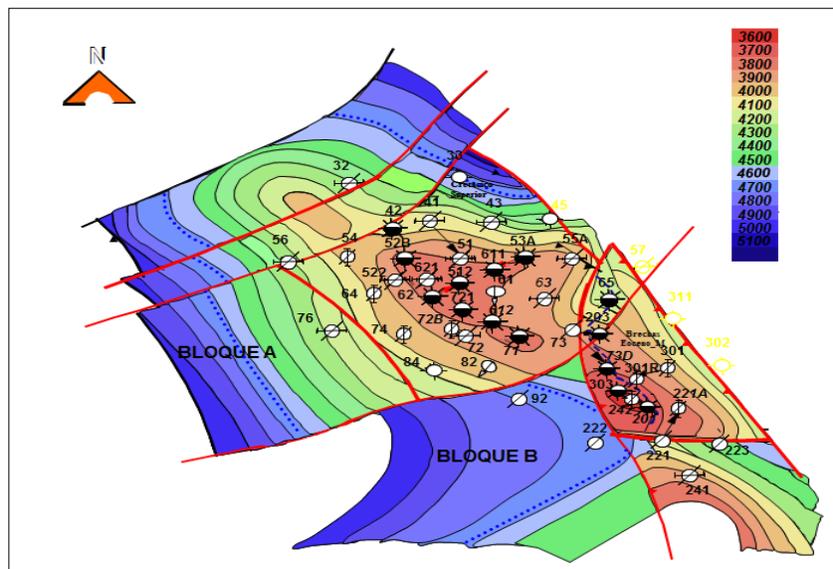


Figura 22. Configuración estructural en profundidad del yacimiento Cretácico Superior.

La **Figura 23**, muestra una sección transversal del yacimiento, y los bloques A y B, junto con los pozos perforados para desarrollar el yacimiento, los cuales, permitieron la toma de diferentes muestras de fluido y registros de pozo, en donde la información obtenida de estos, fue procesada e integrada para auxiliar al cálculo del volumen original de hidrocarburos. Los valores promedio calculados de la evaluación petrofísica comprenden una saturación de agua inicial promedio, calculada usando el modelo de Simandoux y que es de 13%; adicionalmente las muestras de roca y la calibración de los

registros permitió identificar una porosidad secundaria, con un valor promedio de 8% y un NTG de 80%, siendo la permeabilidad promedio de 41 mD.

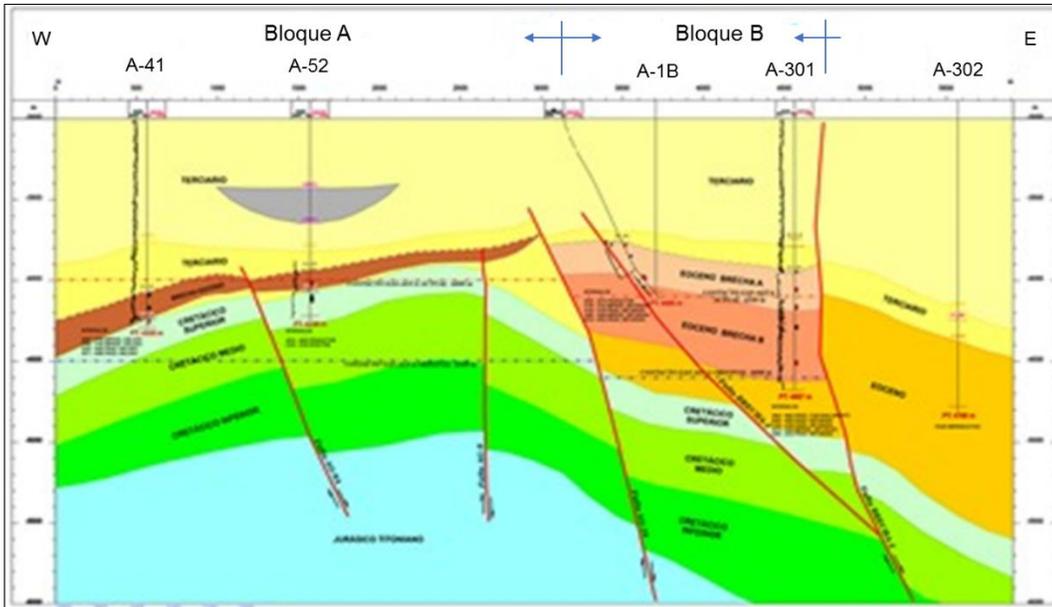


Figura 23. Sección transversal del yacimiento Cretácico Superior.

La historia de explotación del bloque A, comenzó en 1977 con la entrada a producción de 14 pozos, alcanzando una producción máxima de 479.4 MMpcd y 53.4 Mbd en enero de 1982; los altos ritmos de explotación propiciaron que algunos pozos se invadieran debido a la presencia de un acuífero, disminuyendo la producción a 40 MMpcd en 1984, lo cual obligo la perforación de diez pozos intermedios entre 1985 y 1986, aumentando la producción a 150 MMpcd. Posteriormente el yacimiento presentó una fuerte declinación, y a fines de 1988 se tenía una producción de 30 MMpcd. La **Figura 24** y **Figura 25**, muestran el comportamiento del gasto de condensado y gas respectivamente, en función del tiempo de explotación, y la **Figura 26**, muestra el comportamiento del RGA con respecto al tiempo de explotación.

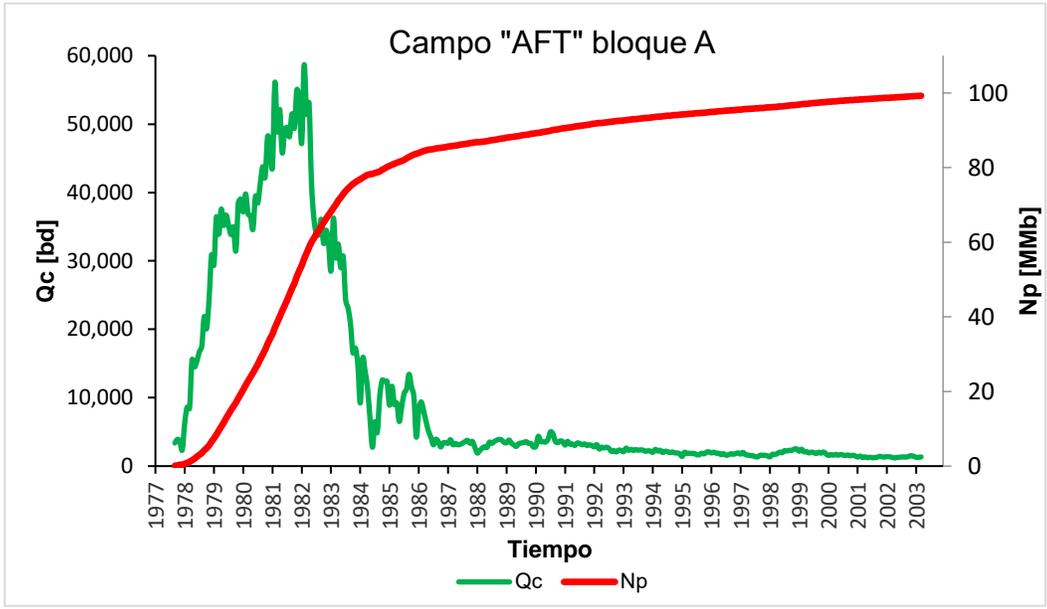


Figura 24. Gasto y producción acumulada de condensado en el tiempo de explotación del campo.

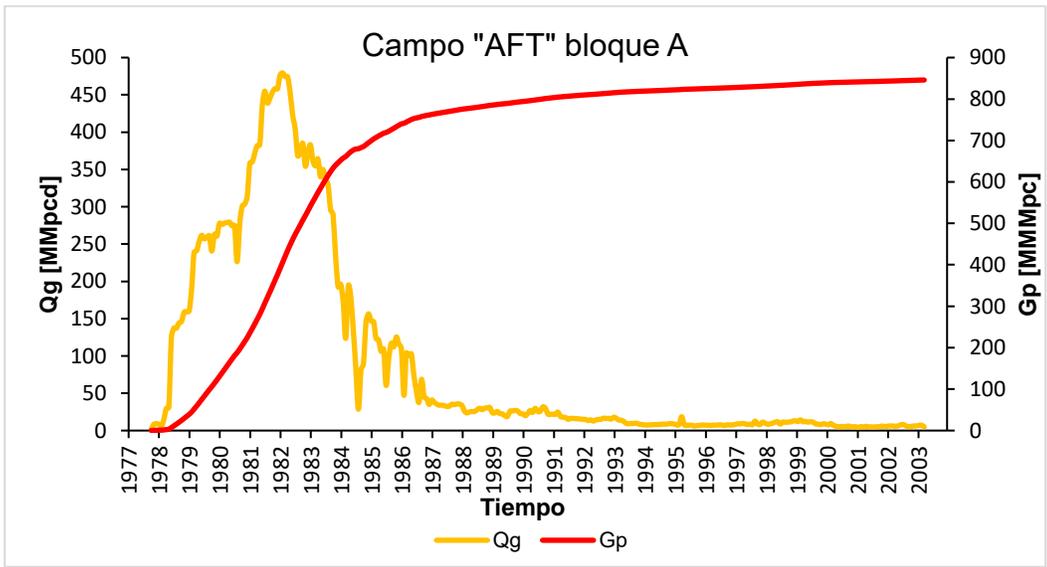


Figura 25. Gasto y producción acumulada de gas en el tiempo de explotación del campo.

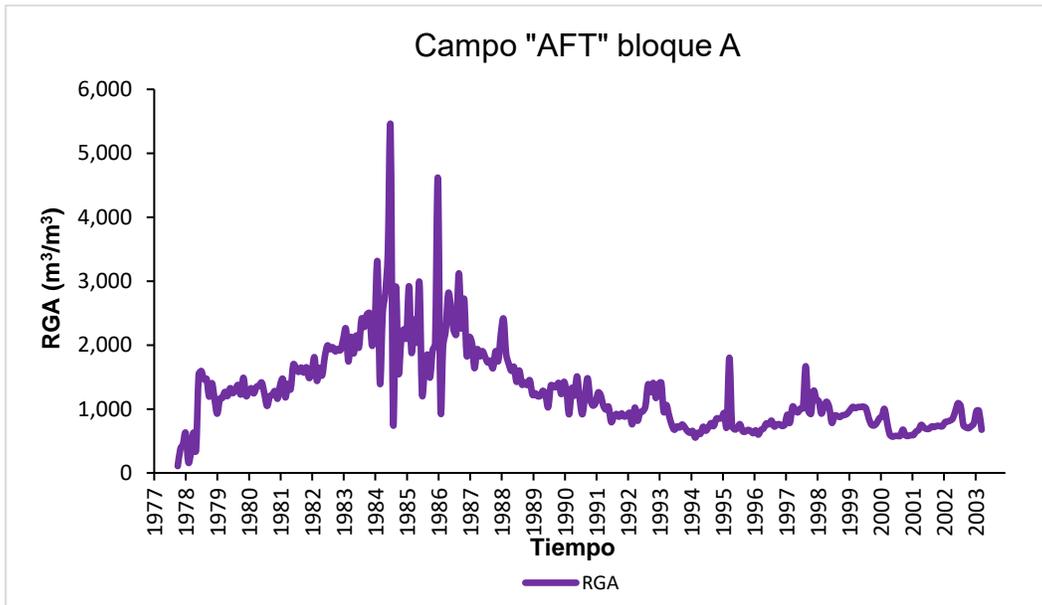


Figura 26. RGA con respecto al tiempo de explotación del campo.

La presión de yacimiento representa un comportamiento asociado con los ritmos de extracción de fluidos, mostrando una declinación de presión hasta 1984, posteriormente a pesar del incremento en la producción, la presión de yacimiento aumenta hasta alcanzar un valor de 350 kg/cm², lo anterior es representado en la **Figura 27**.

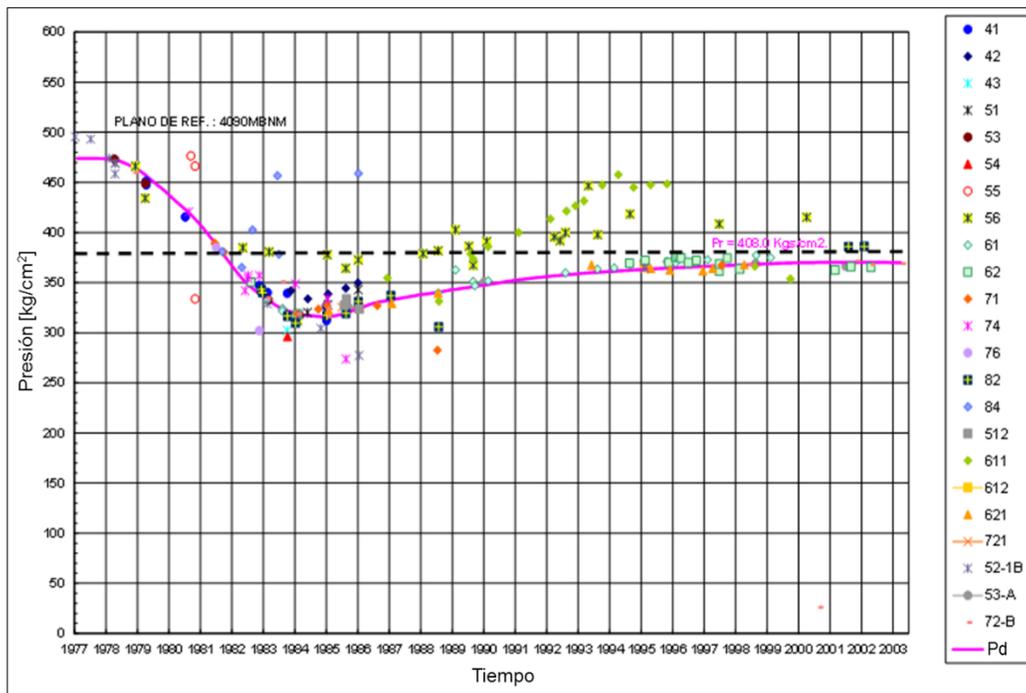


Figura 27. Comportamiento de presión en función del tiempo de explotación.

La **Tabla 4**, presenta un resumen de la información general del Cretácico Superior bloque A.

Tabla 4. Información general del Campo "AFT".

Campo "AFT"	
Cretácico Superior Bloque A	
Inicio de explotación	Sep. 1977
Formación productora	Cretácico Superior
Tipo de yacimiento	Gas y Condensado
Tipo de empuje	Expansión roca-fluido, Acuífero
Área, km ²	19
Espesor neto, m	239
Prof. media, mbnm	4,229
Porosidad, %	8
Permeabilidad, md	41
Temperatura, °C	130
ρ_o , g/cm ³	0.787
S_w , %	13
Salinidad, ppm	100,000
Cima, mbnm	3,681
CAG, mbnm	4,624
RGA inicial, m ³ /m ³	1,400
RGA actual, m ³ /m ³	850
G, MMMp ³ @ c.s.	1518.6
N, MMb @ c.s.	177.7
Gp, MMMp ³ @ c.s.	870.16
Np, MMb @ c.s.	103.83
Fr _g , %	57.30
Fr _o , %	58.43

Para el yacimiento Cretácico Superior, se tomaron tres muestras en diferentes pozos para llevar a cabo experimentos PVT. El pozo A-41 registró una presión de rocío en un rango de 450 a 454 kg/cm², y el pozo A-52 tuvo una presión de rocío de 409 kg/cm², el tercer pozo muestreado arrojó datos inconsistentes probablemente por fallas en el procedimiento de muestreo. En la **Figura 28** se presenta el aumento de la presión de saturación con respecto a la profundidad y se aprecia claramente la tendencia de la presión de rocío (p_d) entre los pozos A-41 y A-52, y que hacía suponer que posiblemente

existía una interfase gas-aceite, ya que pozos terminados a mayor profundidad, tal como el pozo A-1B, presentaban una alta recuperación de líquidos, y posiblemente una zona de aceite, sin embargo, estudios posteriores detectaron un contacto agua-gas (CAG) original, a una profundidad de 4624 m, y confirmaron un yacimiento de gas y condensado con una mayor proporción de componentes pesados cerca del CAG, indicativos de que el yacimiento muestra una importante variación de la composición con respecto a la profundidad.

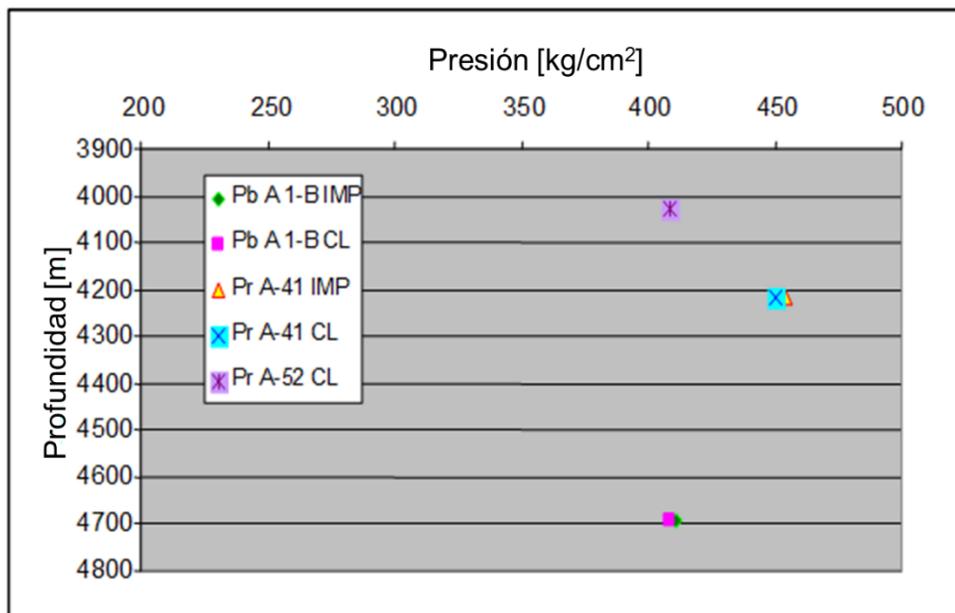


Figura 28. Variación de la presión de saturación con respecto a la profundidad.

Con respecto al bloque B solo se tiene un análisis PVT y este corresponde a un yacimiento de gas y condensado, con presión de rocío de 408 kg/cm² y que es del mismo orden que las reportadas en el yacimiento del bloque A, sin embargo, el contenido de líquido retrógrado máximo para el bloque B es de 9.7%, a diferencia de los fluidos del bloque A, que tienen valores que van de 17.4 a 22.4 %, estos resultados sugieren que los fluidos son diferentes y que los del bloque A tienen una mayor riqueza de condensados.

La **Tabla 5** muestra la composición original de los pozos muestreados, siendo el cromatográfico tomado en el pozo A-41 tomado por CoreLab a la profundidad de referencia de 4229 metros, el que será utilizado para el desarrollo del caso de estudio, ya que cuenta con información completa y representativa del yacimiento. La presión del

yacimiento a la profundidad de referencia es de 516 kg/cm², y la temperatura del yacimiento de 130 °C.

Tabla 5. Resumen de análisis PVT, tomados en el bloque A del yacimiento Cretácico Superior.

Bloque	A	A	A	A	A
Pozo	A-1B	A-1B	A-52	A-41	A-41
Laboratorio	IMP	CORE LAB	IMP	IMP	CORE LAB
Fecha de Muestreo	dic-76	dic-76	abr-78	abr-79	abr-79
Tipo de Muestreo	Superficie	Superficie	Fondo	Fondo	Fondo
Tipo de Fluido	Aceite	Aceite	Gas y Cond.	Gas y Cond.	Gas y Cond.
Componente	[% Mol]	[% Mol]	[% Mol]	[% Mol]	[% Mol]
H ₂ S		0.53			1.79
CO ₂		2.26			6.37
N ₂		0.32			0.35
C ₁		59.49			69.50
C ₂		9.94			7.36
C ₃		4.83			3.11
IC ₄		0.87			0.68
nC ₄		2.05			1.27
IC ₅		0.70			0.54
nC ₅		1.15			0.71
C ₆		1.39			1.00
C ₇₊		16.47			7.32
Total		100.00			100.00
M _{C7+}					186
Y _{C7+}					0.827
P _b /P _r , kg/cm ²	411	408	409	454	450
P _i , kg/cm ²	525	492	450	550	527
Z @ P _i , adim			1.126	1.239	1.304
B _o /B _g @ P _i , m ³ /m ³	4.18	2.77	0.0036	0.0032	
B _o /B _g @ P _d , m ³ /m ³	4.43	2.88	0.0037	0.0034	
RGA, m ³ /m ³			1498		
r _i , gr/cm ³	0.434	0.532		0.3993	
r _o , °API			48.2		
Max cond. ret, %Vp			17.43	22.43	22
P. max. Cond. ret, kg/cm ²			200	200	246
P. de muestreo, kg/cm ²			457	451	452
T. de muestreo, °C	132	132	127	130	130

*La presión inicial se refiere a la presión inicial de la prueba de laboratorio.

En la **Figura 29** se muestra el volumen de roca de la estructura en función de la profundidad, el cual comprende desde la cima hasta el CAG; dichas profundidades se utilizan como insumo para alimentar una herramienta desarrollada en MATLAB 2017b y que lleva por nombre SAFC (Simulador para el Análisis de Fluidos Composicionales), y

que tiene como propósito desarrollar una caracterización integral del fluido del yacimiento en todo el vector de profundidad, obteniendo sus propiedades volumétricas según lo planteado en el **CAPÍTULO III**, y finalmente realizar un cálculo volumétrico discretizado en profundidad con base al tipo de fluido identificado a lo largo de la estructura geológica.

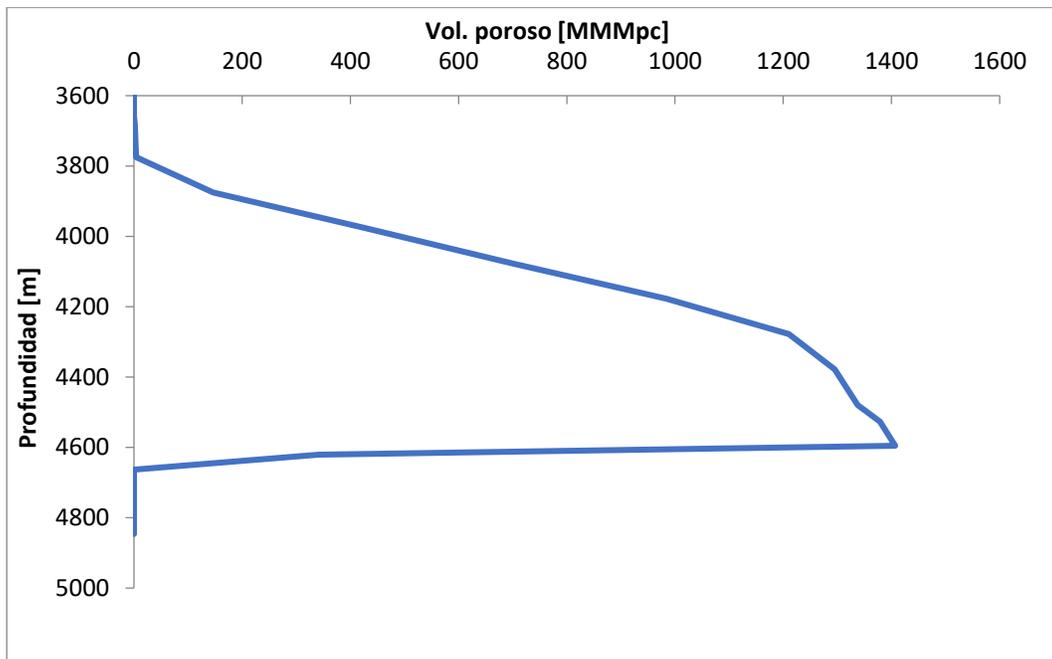


Figura 29. Gráfico del volumen de roca vs profundidad.

Los datos de la cromatografía a la profundidad de referencia son introducidos en la herramienta SAFC, considerando un sistema isotérmico, que calcula a la profundidad deseada, los siguientes parámetros: 1) composición de la mezcla, 2) presión del yacimiento, 3) funciones de distribución continua de la fracción pesada, 4) presión de saturación del fluido, 5) densidad del fluido a condiciones de yacimiento, 6) °API del fluido en el tanque de almacenamiento, 7) factores de volumen del fluido según el tipo de hidrocarburo presente, y 8) relación de volatilidad (R_v). La **Tabla 6**, muestra los resultados de dichas estimaciones, además de indicar el tipo de fluido contenido a esa profundidad según la clasificación mostrada en la **Tabla 1**, y adicionalmente, verifica si la mezcla a la profundidad calculada se encuentra en una sola fase (Estable), o se separa en dos o más fases (Inestable).

Tabla 6. Resultados obtenidos con la herramienta SAFC para los diferentes valores del vector de profundidad del yacimiento.

	Profundidad [m]											
	3681	3772	3864	3955	4047	4138	4229	4321	4412	4504	4595	4621
H ₂ S	1.73	1.75	1.62	1.79	1.82	1.85	1.89	1.80	1.85	1.87	1.90	1.80
CO ₂	6.13	6.18	6.22	6.30	6.36	6.40	6.45	6.39	6.41	6.42	6.44	6.45
N ₂	0.38	0.37	0.41	0.35	0.34	0.33	0.32	0.34	0.33	0.32	0.31	0.33
C ₁	75.06	74.38	74.06	72.66	71.57	70.36	69.08	68.37	67.10	65.99	64.99	64.95
C ₂	7.28	7.34	7.10	7.42	7.47	7.52	7.56	7.34	7.40	7.41	7.41	7.24
C ₃	2.85	2.90	2.83	3.01	3.08	3.15	3.22	3.14	3.21	3.24	3.28	3.19
i-C ₄	0.58	0.60	0.61	0.63	0.65	0.67	0.68	0.69	0.71	0.72	0.73	0.73
n-C ₄	1.08	1.11	1.11	1.18	1.22	1.26	1.30	1.30	1.33	1.36	1.38	1.36
i-C ₅	0.43	0.44	0.44	0.48	0.51	0.53	0.56	0.56	0.58	0.60	0.62	0.60
n-C ₅	0.56	0.58	0.59	0.64	0.67	0.70	0.73	0.73	0.76	0.78	0.80	0.79
C ₆	0.74	0.77	0.80	0.86	0.91	0.97	1.02	1.04	1.09	1.14	1.17	1.16
C ₇₊	3.18	3.58	4.19	4.68	5.41	6.26	7.19	8.28	9.22	10.14	11.02	11.35
M _{C7+}	161.07	167.83	169.34	172.45	177.40	182.75	187.34	189.49	190.71	189.26	185.73	184.35
Y _{C7+}	0.775	0.789	0.809	0.823	0.830	0.853	0.855	0.857	0.861	0.868	0.895	0.904
T _y [°C]	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
P _y [kg/cm ²]	507	510	513	517	520	524	527	531	535	540	544	545
P _{sat} [kg/cm ²]	363	370	382	389	394	399	399	398	391	382	373	370
	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
°API	44.64	44.64	44.44	44.58	44.54	44.49	44.43	44.18	44.13	44.06	44.00	43.87
ρ _o @cy [g/cm ³]	0.34	0.35	0.36	0.37	0.39	0.40	0.42	0.44	0.45	0.47	0.48	0.48
B _{gi} [m ³ /m ³]	0.00338	0.00338	0.00339	0.00340	0.00342	0.00344	0.00347	0.00351	0.00355	0.00359	0.00363	0.00364
RGA [m ³ /m ³]	2710	2448	2151	1833	1617	1404	1231	1092	1040	1049	1108	1131
R _v [m ³ /MMm ³]	369	408	465	546	618	712	812	916	961	953	903	884
Tipo de Fluido	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC

Los resultados obtenidos en la herramienta SAFC para el Cretácico Superior, fueron comparados con los arrojados por el software PVTi (propiedad de Schlumberger). La **Tabla 7**, muestra los resultados de ambas herramientas y el error absoluto inherente en propiedades de interés, como son, el porcentaje mol del metano y de la fracción pesada, la presión de yacimiento, la presión de saturación y la densidad de la mezcla, en dicha tabla se observa que las diferencias son pequeñas en la cima del yacimiento, sin embargo a medida que los resultados se acercan al CGA, el porcentaje de error se vuelve más grande sin llegar a ser considerable comparado con el resultado del software comercial.

Tabla 7. Comparación de los resultados calculados con la herramienta y los obtenidos con el software comercial.

Prof. m	C ₁		Error %	C ₇₊		Error %	Presión yac.		Error %	Presión sat.		Error %	Densidad		Error %	PMP		Error %
	% Mol			% Mol			kg/cm ²			kg/cm ²			g/cm ³			g/g-mol		
	SAFC	PVTi	SAFC	PVTi	SAFC	PVTi	SAFC	PVTi	SAFC	PVTi	SAFC	PVTi	Calculado	PVTi				
3681	75.06	75.18	0.2	3.18	3.29	3.3	507	507	0.0	362.8	359.4	0.9	0.34	0.34	1.0	26.32	27.24	3.4
3772	74.38	74.55	0.2	3.58	3.67	2.5	510	510	0.0	369.8	368.3	0.4	0.35	0.35	0.8	27.24	27.98	2.6
3864	74.06	73.83	0.3	4.19	4.13	1.4	513	513	0.0	381.6	377.2	1.2	0.36	0.36	0.5	28.20	28.86	2.3
3955	72.66	72.98	0.4	4.68	4.70	0.4	517	517	0.0	388.8	385.8	0.8	0.37	0.37	0.4	29.37	29.93	1.9
4047	71.57	71.99	0.6	5.41	5.41	0.1	520	520	0.0	393.9	393.8	0.0	0.39	0.39	0.2	30.92	31.24	1.0
4138	70.36	70.83	0.7	6.26	6.28	0.3	524	524	0.0	398.8	400.3	0.4	0.40	0.40	0.3	32.76	32.84	0.2
4229	69.08	69.50	0.6	7.19	7.32	1.8	527	527	0.0	399.4	404.4	1.3	0.42	0.42	0.7	34.78	34.74	0.1
4321	68.37	68.08	0.4	8.28	8.49	2.4	531	531	0.0	397.5	405.6	2.0	0.44	0.44	1.4	36.75	36.83	0.2
4412	67.10	66.68	0.6	9.22	9.69	4.9	535	536	0.0	391.2	404.1	3.2	0.45	0.46	2.0	38.62	38.98	0.9
4504	65.99	65.36	1.0	10.14	10.87	6.7	540	540	0.0	382.1	400.7	4.6	0.47	0.48	2.6	40.17	41.05	2.1
4595	64.99	64.14	1.3	11.02	11.97	7.9	544	544	0.1	373.5	396.1	5.7	0.48	0.50	3.1	41.40	42.99	3.7
4621	64.95	63.82	1.8	11.35	12.27	7.5	545	546	0.1	370.1	394.7	6.2	0.48	0.50	3.1	41.69	43.51	4.2

Según los criterios propuestos por León *et al.* (2013) mencionados en la **Tabla 1**, los resultados obtenidos con la herramienta SAFC, corresponden a un yacimiento de gas y condensado en toda la estructura, que aumenta su concentración en hidrocarburos pesados y la reduce en los hidrocarburos ligeros mientras aumenta la profundidad.

De la **Figura 30** a la **Figura 33** se muestran visualmente los resultados de algunos parámetros en función de la profundidad obtenidos en la **Tabla 6**.

En la **Figura 30**, se observa la disminución del contenido de metano y un aumento en el contenido de la fracción pesada a mayor profundidad tal y como se esperaba, sin embargo no se nota ninguna discontinuidad o cambio brusco en el porcentaje mol de los

marcadores de una profundidad a otra, lo cual podría indicar la presencia de un fluido supercrítico o con propiedades no definidas del fluido y un CGA bajosaturado, comparando dicho comportamiento con el exhibido por la **Figura 6**, para un fluido supercrítico.

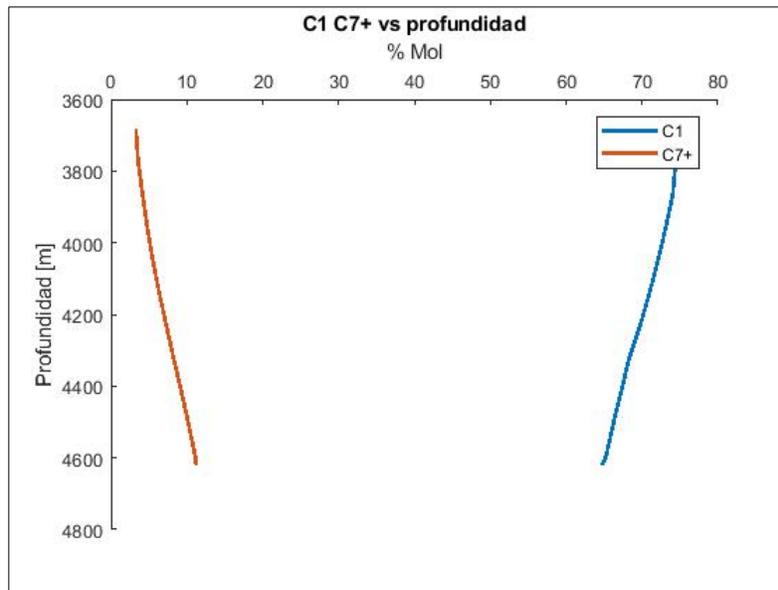


Figura 30. Cambio de la composición de metano y la fracción pesada, con respecto a la profundidad, en el Cretácico Superior.

En la **Figura 31**, se muestra la presión de yacimiento y la presión de saturación calculada con la herramienta SAFC para cada valor del vector de profundidad, y en la misma gráfica, la presión de saturación calculada con el software PVTi. En este caso, tanto la presión de yacimiento como la presión de rocío incrementan mientras aumenta la profundidad, sin embargo, a cierta profundidad la presión de saturación disminuye, esto es propio del comportamiento para una presión de burbuja, a pesar de ello, no se aprecia un cambio brusco en la pendiente de la presión del yacimiento, lo cual indicaría un cambio de fase, pero sin presentar una zona de aceite en la columna de fluidos, y por lo tanto exhibe un CGA bajosaturado; este fenómeno se debe a que la T_c disminuye mientras aumenta la profundidad, y si la $T_c = T_y$ antes de que la $p_b = p_y = p_d$, entonces el yacimiento contiene una columna de gas con propiedades específicas de la fase, en la parte alta de la estructura, y al aumentar la profundidad, la composición cambia gradualmente, hasta que en la parte baja de la estructura se presentan propiedades que no son particulares de un aceite ni de un gas, es decir, un fluido supercrítico, dicho comportamiento es

comparado con el mostrado por la **Figura 4**, para un yacimiento cercano a sus condiciones críticas. Los resultados para la presión de yacimiento de ambos software son prácticamente los mismos, por tal motivo no fueron incluidos en la **Figura 31**.

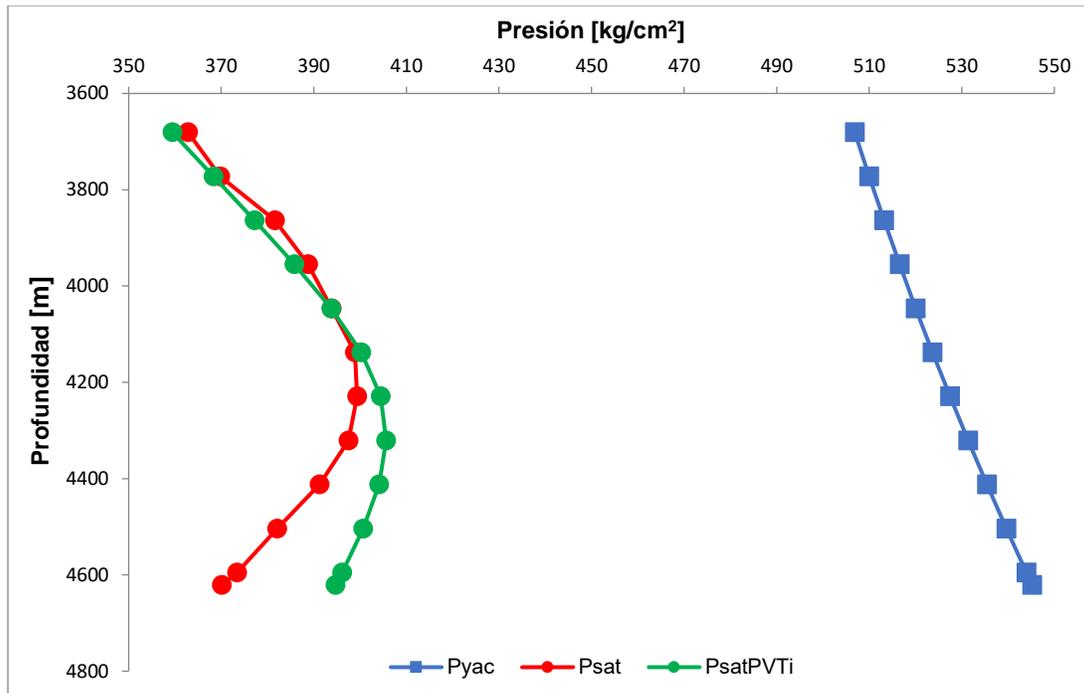


Figura 31. Variación de la presión de yacimiento y saturación con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.

El fluido contenido en el Cretácico Superior se encuentra en fase gaseosa en el yacimiento, pero muestra un comportamiento de fluido supercrítico, y un cambio gradual de la composición y propiedades conforme aumenta la profundidad.

En la **Figura 32**, se muestra el cambio de la RGA, con respecto a la profundidad para el Cretácico Superior; y que es igual al presentado en la **Figura 5**, tomada del trabajo de Whitson *et al.* (1994). Ninguna de las dos figuras antes mencionadas, muestra una discontinuidad en los valores de la RGA cerca del CGA, el cual es un comportamiento típico de un fluido cercano a las condiciones críticas, indicando otra vez la presencia de un fluido supercrítico en el yacimiento.

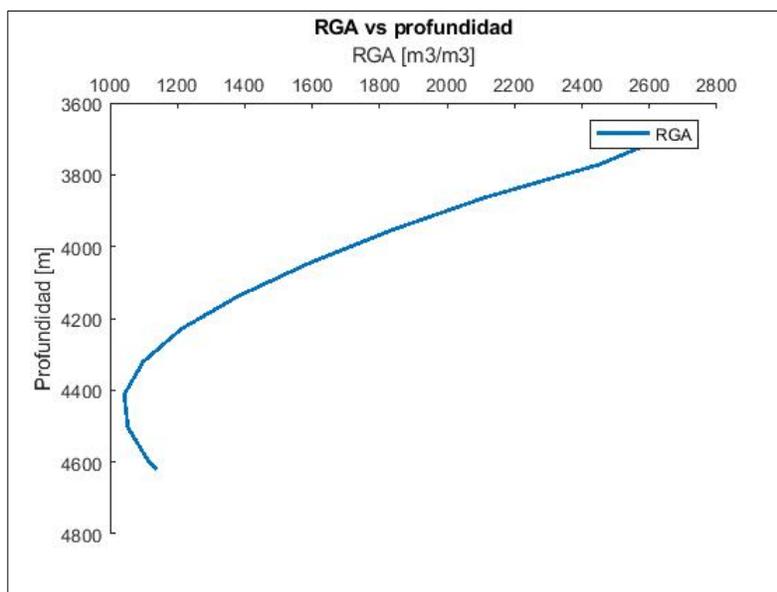


Figura 32. Variación de la relación gas-aceite con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.

Tal y como lo establece Walsh (1994), la relación de líquido volatilizado en el gas, R_v , se obtiene del inverso de la RGA calculada, dicho parámetro es introducido como una función que permite conocer la cantidad de líquido volatilizado en el gas, o bien la cantidad de líquido en el gas que se condensa a la p_d , que no podrá ser recuperado y además causará un factor de daño por la depositación de condensados en el yacimiento.

En la **Tabla 6** se observa como la relación de volatilidad, aumenta a mayor profundidad, debido a la presencia de una mayor concentración molar de componentes condensables en el yacimiento. En la **Figura 33**, se muestra el incremento de la R_v dentro de la estructura del Cretácico Superior. Lo anterior puede ser un parteaguas para conocer la distribución vertical del condensado volatilizado en el yacimiento, y de esta manera proponer mejores técnicas de explotación, la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada, y el diseño de instalaciones superficiales para maximizar la recuperación de este líquido, para de esta forma aumentar la rentabilidad del proyecto.

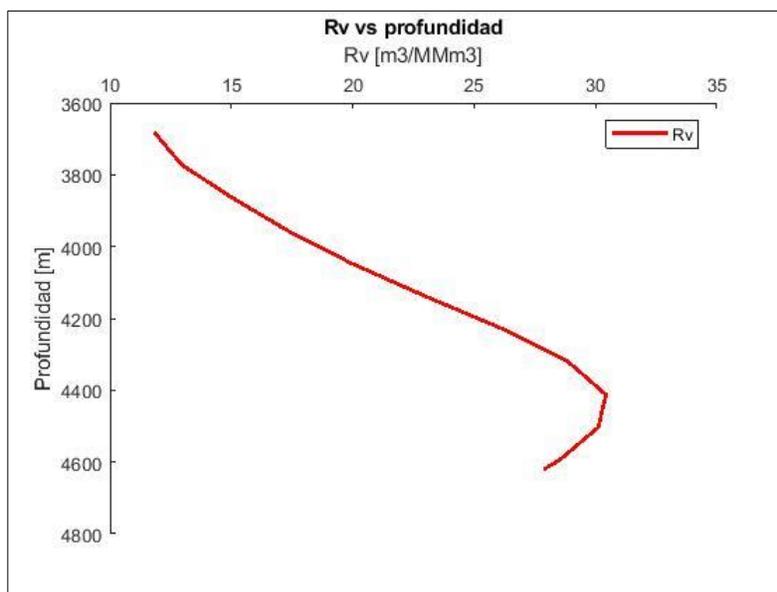


Figura 33. Variación de la relación de volatilidad con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.

Una vez caracterizado el gradiente composicional y las propiedades volumétricas del fluido en la estructura geológica, se realizan los cálculos del volumen original de hidrocarburos, siguiendo el método descrito en el **CAPÍTULO III**, para el cálculo del volumen original de gas libre y condensado volatilizado en este.

En la **Figura 34**, se muestran los resultados del volumen original de hidrocarburos en la ventana de comandos (Command Window) de MATLAB, para el Cretácico Superior. SAFC, es capaz de identificar los tipos de fluidos contenidos dentro del yacimiento y utilizar, el método correspondiente para calcular el volumen original de hidrocarburos utilizando las propiedades volumétricas inherentes a estos. El recuadro superior en color rojo muestra los resultados del volumen original de hidrocarburos **utilizando** la teoría de gradiente composicional; por otro lado, el recuadro inferior en color azul, muestra el volumen original de hidrocarburos **sin utilizar**, la teoría de gradiente composicional usando los mismos métodos para su cálculo pero manteniendo propiedades promedio y constantes en toda la estructura, es importante señalar que las unidades para los volúmenes de gas están en miles de millones de pies cúbicos estándar (MMMpc), y las unidades para los volúmenes de aceite y condensado están en millones de barriles (MMb) a condiciones estándar.

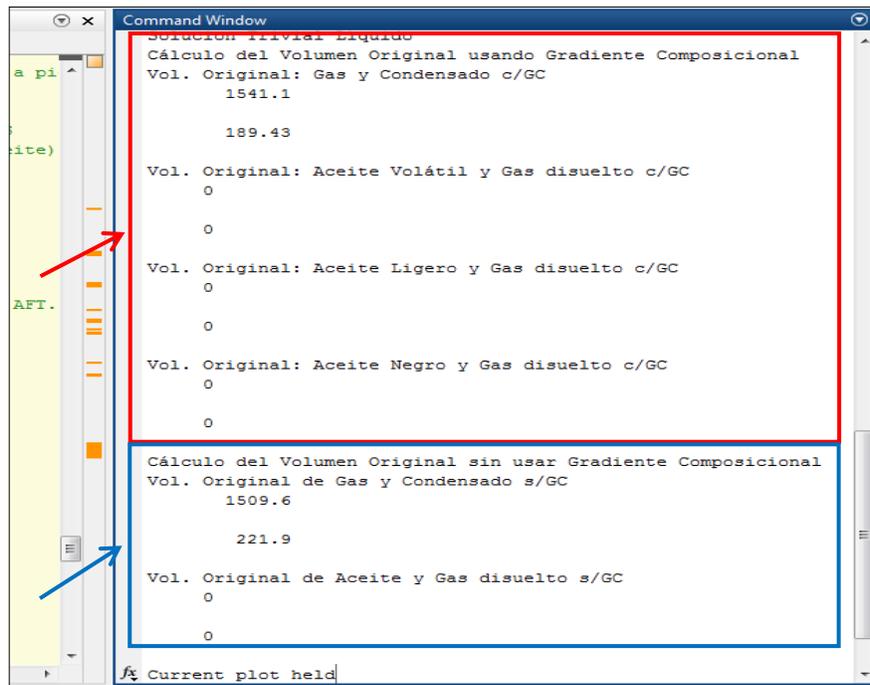


Figura 34. Cálculo del volumen original de hidrocarburos utilizando la metodología propuesta, para el Caso 1.

En la **Tabla 8**, se observa el comparativo de los parámetros utilizados para el cálculo del volumen original utilizando la teoría de gradiente composicional y el uso de propiedades volumétricas del fluido constantes. La diferencia entre los resultados obtenidos se explica de la siguiente forma: las propiedades volumétricas de los fluidos en un yacimiento con variación composicional cambian con respecto a la profundidad, es decir, a mayor profundidad hay mayor presencia de hidrocarburos pesados y condensables, pero si se consideran las propiedades constantes para toda la estructura, los resultados podrían variar dependiendo de la profundidad a la cual fue tomado el PVT; si la muestra de fluido fue tomada a una profundidad cercana a la cima del yacimiento, el volumen de gas se sobreestimaría y el volumen de condensado se subestimaría, por otro lado, si la muestra fue tomada cerca del CAG, se sobreestimaría el volumen de condensado y el volumen de gas se subestimaría. El SAFC permite considerar todas las variaciones en el vector de profundidad y dar resultados más aproximados a la realidad. En la **Figura 35** y **Figura 36**, se muestra la distribución espacial de los hidrocarburos en fase líquida y gaseosa respectivamente, con respecto a la profundidad observando las zonas de mayor diferencia entre los métodos usados, debido al uso de valores promedio y los calculados en profundidad con SAFC usando la teoría de Gradiente Composicional.

Tabla 8. Comparativa del cálculo del volumen original de hidrocarburos, en un yacimiento de gas y condensado para el Caso 1.

Profundidad	Cálculo con Gradiente Composicional								Cálculo sin Gradiente Composicional							
	Presión	Factor Z	RGA	Y_o	M_o	f_g	G	Condensado	Presión	Factor Z	RGA	Y_o	M_o	f_g	G	Condensado
m	kg/cm ²	adim	m ³ /m ³	adim	g-mol	adim	MMMpc	MMb	kg/cm ²	adim	m ³ /m ³	adim	g-mol	adim	MMMpc	MMb
3681	507	1.19	2710	0.7974	151.28	0.9556	16.85	2.29	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	17.33	2.55
3772	510	1.20	2448	0.7970	150.88	0.9515	96.08	6.99	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	89.29	13.13
3864	513	1.21	2151	0.7985	152.13	0.9445	199.62	18.52	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	187.34	27.54
3955	517	1.22	1833	0.7993	152.77	0.9368	287.49	27.93	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	272.94	40.12
4047	520	1.24	1617	0.8003	153.57	0.9281	255.12	28.57	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	245.71	36.12
4138	524	1.25	1404	0.8015	154.56	0.9184	212.13	29.44	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	207.94	30.57
4229	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	141.07	20.74	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	143.95	21.16
4321	531	1.30	1092	0.8041	156.78	0.9006	95.64	15.51	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	97.48	14.33
4412	535	1.32	1040	0.8057	158.16	0.8964	85.87	14.67	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	88.96	13.08
4504	540	1.35	1049	0.8066	158.98	0.8977	73.24	12.38	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	76.62	11.26
4595	544	1.37	1108	0.8070	159.38	0.9028	53.33	8.54	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	56.09	8.25
4621	545	1.38	1131	0.8066	158.96	0.9047	24.63	3.85	527	1.27	1231	0.8029	155.75	0.9086	25.91	3.81
							1541.06	189.43							1509.56	221.90

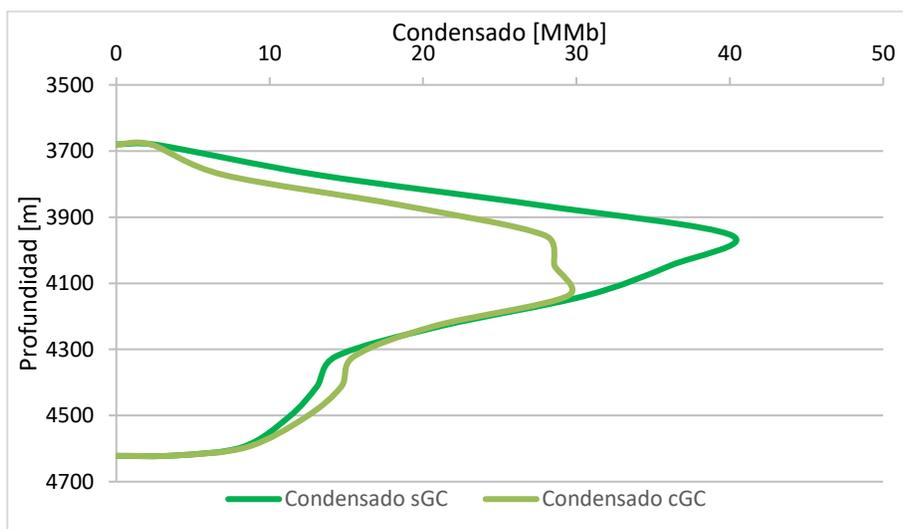


Figura 35. Distribución de los hidrocarburos en fase líquida con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.

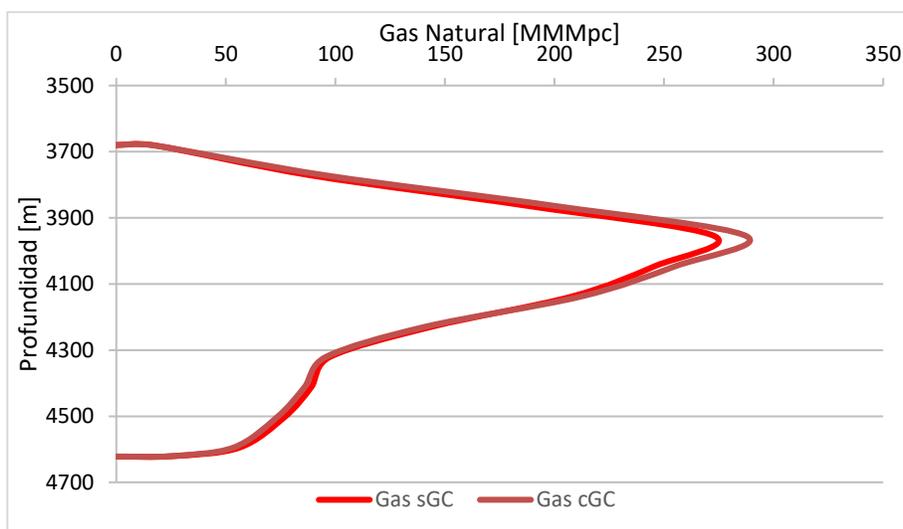


Figura 36. Distribución de los hidrocarburos en fase gas con respecto a la profundidad en el Cretácico Superior.

La **Tabla 9** muestra la comparación entre el volumen original de condensado y gas natural calculado, utilizando la metodología descrita en el **CAPÍTULO III** (SAFC considerando GC), la que considera constantes las propiedades volumétricas del fluido (SAFC sin considerar GC) y los valores oficiales reportados (Valores Oficiales).

Tabla 9. Comparativo de volumen original de hidrocarburos calculado con diferentes métodos y metodologías.

Método utilizado	Volumen Original		Producción acumulada		Factor de Recuperación	
	Condensado MMb	Gas natural MMMpc	Condensado MMb	Gas natural MMMpc	Condensado %	Gas natural %
Valores Oficiales	177.7	1518.6	103.8	870.2	58.4	57.3
SAFC sin considerar GC	221.9	1509.6	103.8	870.2	46.8	57.6
SAFC considerando GC	189.4	1541.1	103.8	870.2	54.8	56.5

En la **Figura 37** y **Figura 38**, se muestra gráficamente el comparativo de los valores reportados en la **Tabla 9** para el condensado y gas natural respectivamente. El método que reporta los Valores Oficiales utiliza un B_g constante y subestima el volumen original de gas en 22.47 MMMpc, y el de condensado en 11.73 MMb. El método utilizado por SAFC sin considerar GC, subestima 31.50 MMMpc el volumen original de gas y sobreestima 32.47 MMb el volumen original de condensado, ambos en comparación con la metodología propuesta en este trabajo de investigación, lo cual demuestra que para yacimientos de composición variable los resultados entre métodos varían de forma considerable, y que la herramienta SAFC obtiene resultados más cercanos a la realidad con datos limitados.

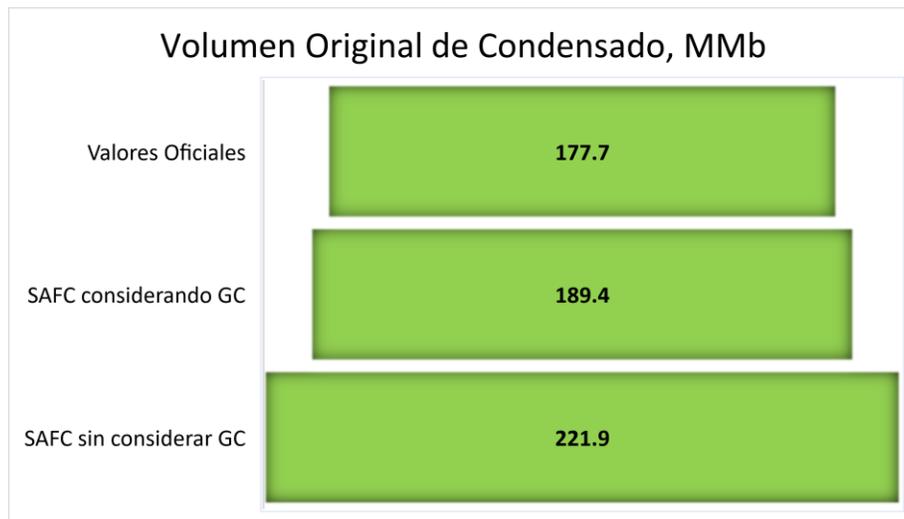


Figura 37. Comparativo de volumen original de condensado para el Caso 1.

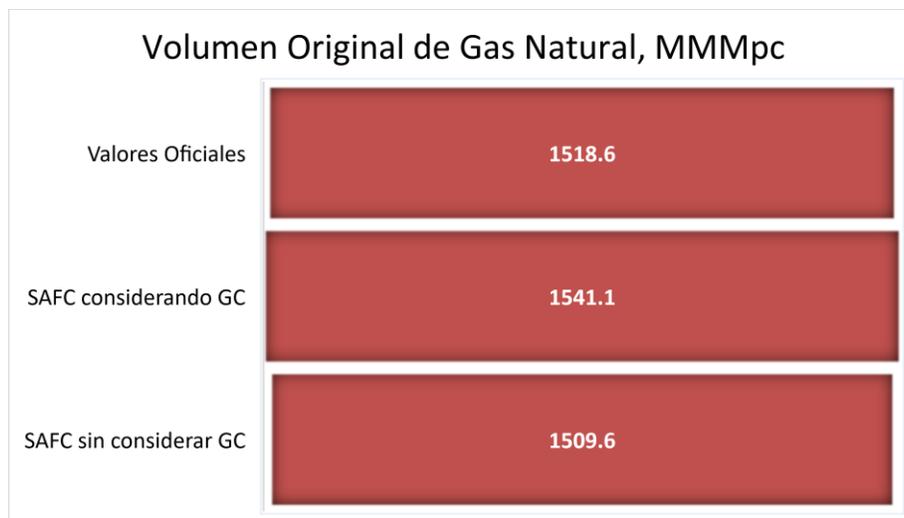


Figura 38. Comparativo de volumen original de gas natural para el Caso 1.

Una vez que el volumen original de hidrocarburos original es multiplicado por el FR según el documento PRMS y la U.S. SEC., se obtiene el volumen de hidrocarburos recuperable que será considerado como reserva, después de ser evaluado económicamente, según lo previsto en el plan de extracción.

El cálculo del volumen de hidrocarburos recuperable que será reportado como reservas de hidrocarburos según su categoría, fue considerado a partir de las áreas configuradas estructuralmente para el Cretácico Superior, contemplando como límite más bajo de hidrocarburos conocido (LKH por sus siglas en ingles), la profundidad a la cual fue hallado el CAG. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Resultados obtenidos de volumen original y volumen recuperable de hidrocarburos en el yacimiento Cretácico Superior.

Categoría	Volumen Original		Producción acumulada		Factor de recuperación		Volumen Recuperable		Volumen Remanente	
	Condensado MMb	Gas natural MMMpc	Condensado MMb	Gas natural MMMpc	Condensado %	Gas natural %	Condensado MMb	Gas natural MMMpc	Condensado MMb	Gas natural MMMpc
Total	189.4	1541.1	103.8	870.2	58.7	57.3				
1P	189.4	1541.1	103.8	870.2	58.7	57.3	111.3	883.0	7.4	12.9
2P	189.4	1541.1	103.8	870.2	58.7	57.3	111.3	883.0	7.4	12.9
3P	189.4	1541.1	103.8	870.2	58.7	57.3	111.3	883.0	7.4	12.9

En la **Figura 39** y **Figura 40**, se muestra el comparativo del volumen recuperable de hidrocarburos entre los Valores Oficiales y SAFC considerando GC, utilizando el FR actual oficial reportado, obteniendo un volumen de hidrocarburos remanente a recuperar de 7.4 MMb de condensado y 12.9 MMMpc de gas natural, y que representa un 6.2% y 1.4% más de volumen recuperable, lo cual incrementa considerablemente la rentabilidad del proyecto. De esta forma, la metodología y la herramienta desarrollada ayudan a reportar de manera más precisa, el volumen de hidrocarburos recuperable en yacimientos que se encuentran en cualquier etapa de explotación del yacimiento, y que presenta un gradiente composicional en menor o mayor proporción, ya sea para su comparación con otros métodos, o bien para actualizar los modelos preexistentes.

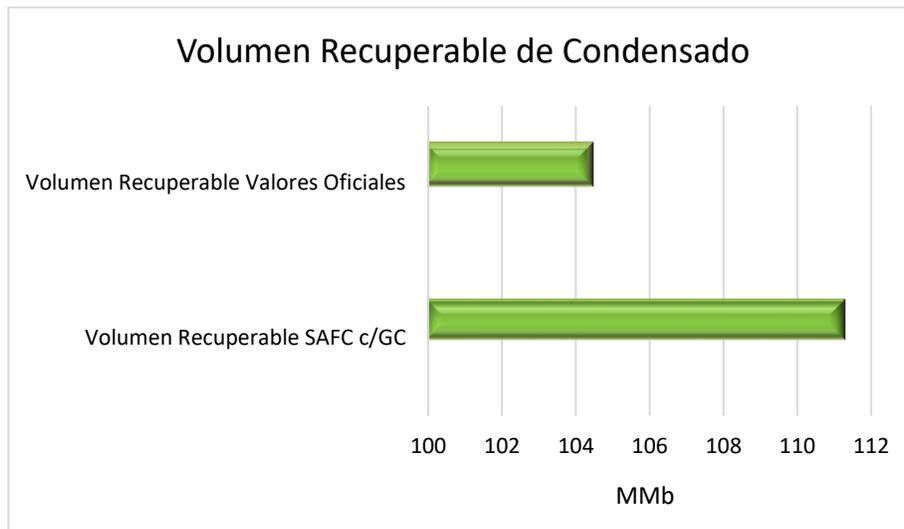


Figura 39. Comparativo del volumen recuperable de condensado en el Cretácico Superior.

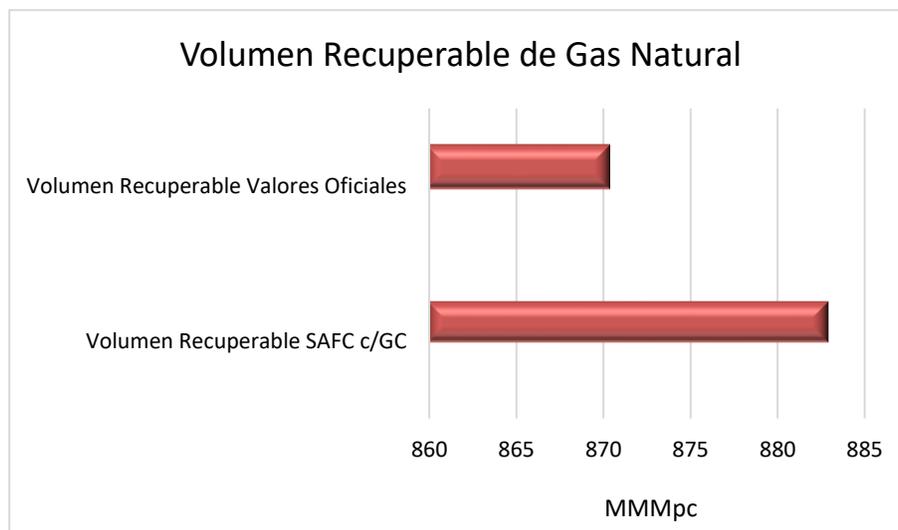


Figura 40. Comparativo del volumen recuperable de gas natural en el Cretácico Superior.

4.2. Caso 2: Campo “ZTF”

El campo “ZTF”, es un campo terrestre que produce aceite ligero proveniente de los carbonatos fracturados del Cretácico Medio, dentro del área Chiapas-Tabasco en el estado de Chiapas. El área de interés es de 10.6 km², y tiene una profundidad promedio de 2,000 mbnm. La estructura geológica está conformada por fallas inversas en sus flancos oriente y poniente, y se unen en la parte norte de la misma por una falla normal y otra inversa, que la seccionan en diferentes bloques. La **Figura 41**, muestra la configuración estructural del yacimiento a nivel del Cretácico Medio.

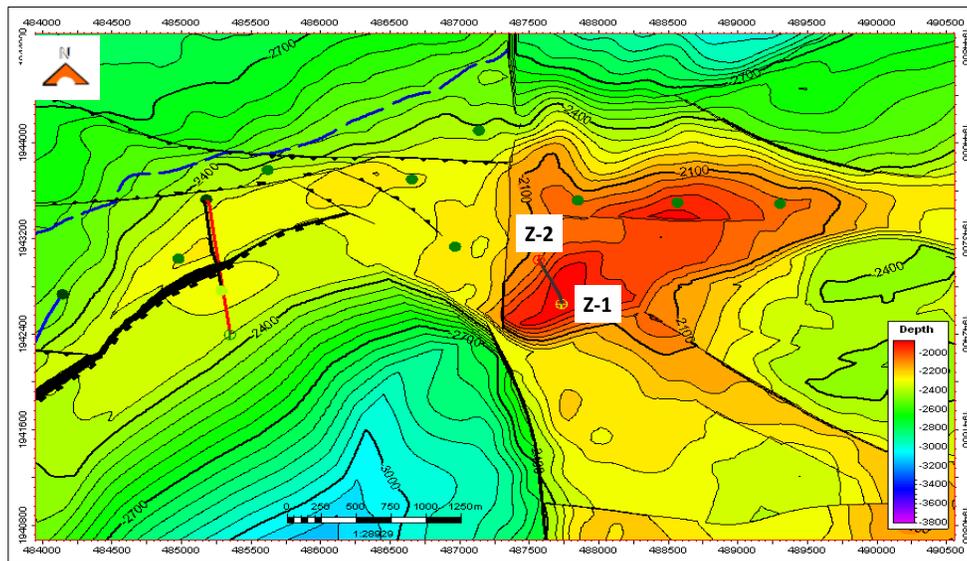


Figura 41. Configuración estructural del yacimiento Cretácico Medio.

En los pozos de desarrollo se tomaron registros geofísicos, en donde a partir de la información recopilada, se calcularon valores promedio de las propiedades petrofísicas, las cuales sirvieron de insumo para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, las cuales son: saturación de agua inicial promedio, calculada a partir del modelo de Archie, presentando variaciones entre 30 y 38%. La litología del yacimiento consiste en wackestone-packstone, compacto, con baja porosidad presentando un rango entre 6% y 8% con fracturas rellenas de calcita, y un NTG entre 68% y 83%.

El campo “ZTF”, comenzó su explotación en noviembre de 1991, poco después de la perforación del pozo Z1, el cual tuvo una producción inicial de 1.102 Mbd, RGA de 129.7 m³/m³, y una densidad del aceite de 35.6 °API. La **Figura 42** y **Figura 43**, muestran el comportamiento del gasto de aceite y gas en función del tiempo de explotación, y la **Figura 44**, muestra el comportamiento del RGA con respecto al tiempo de explotación.

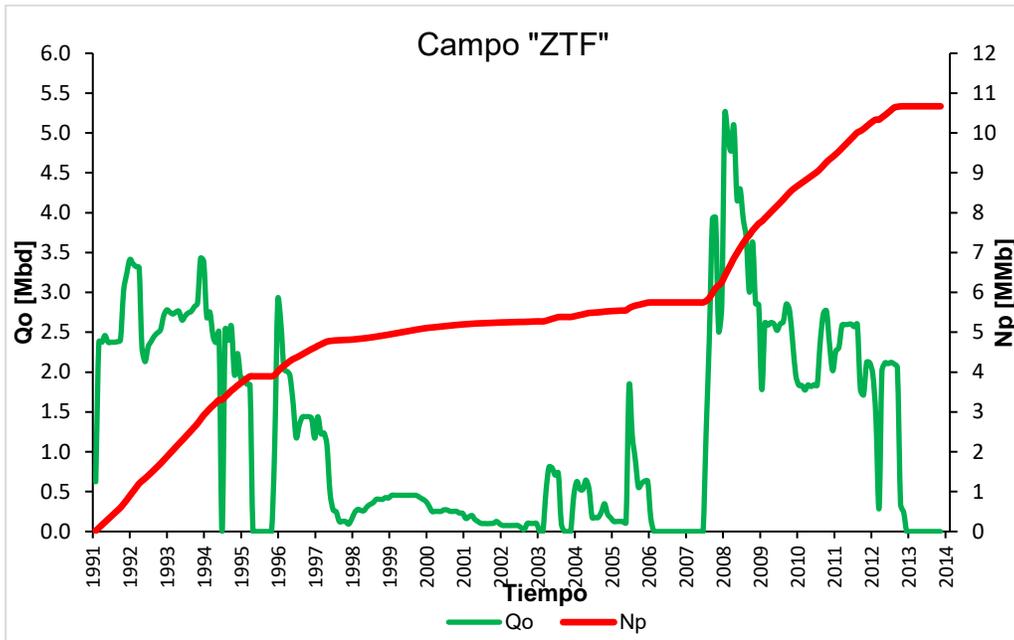


Figura 42. Gasto y producción acumulada de aceite con respecto al tiempo de explotación.

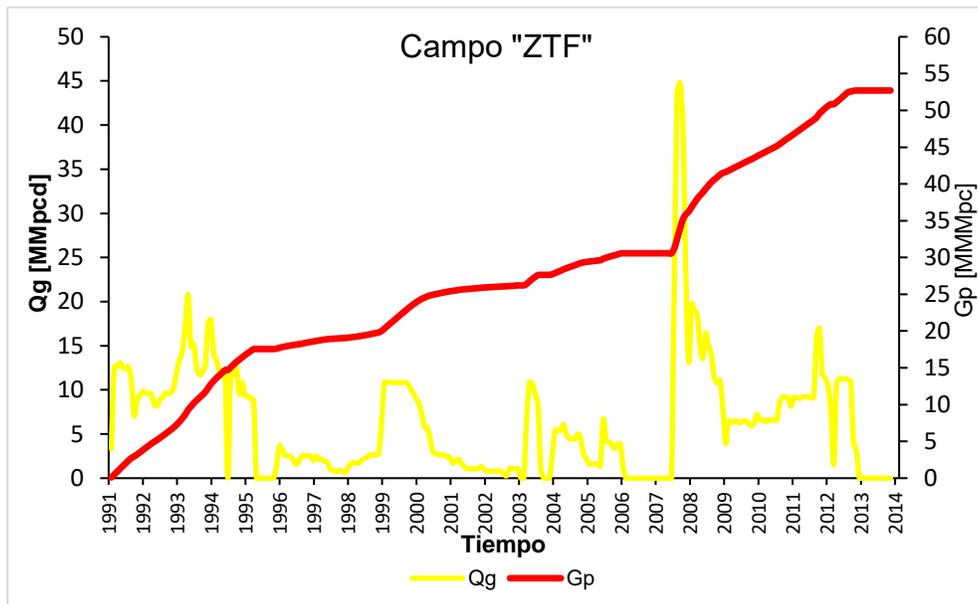


Figura 43. Gasto y producción acumulada de gas con respecto al tiempo de explotación.

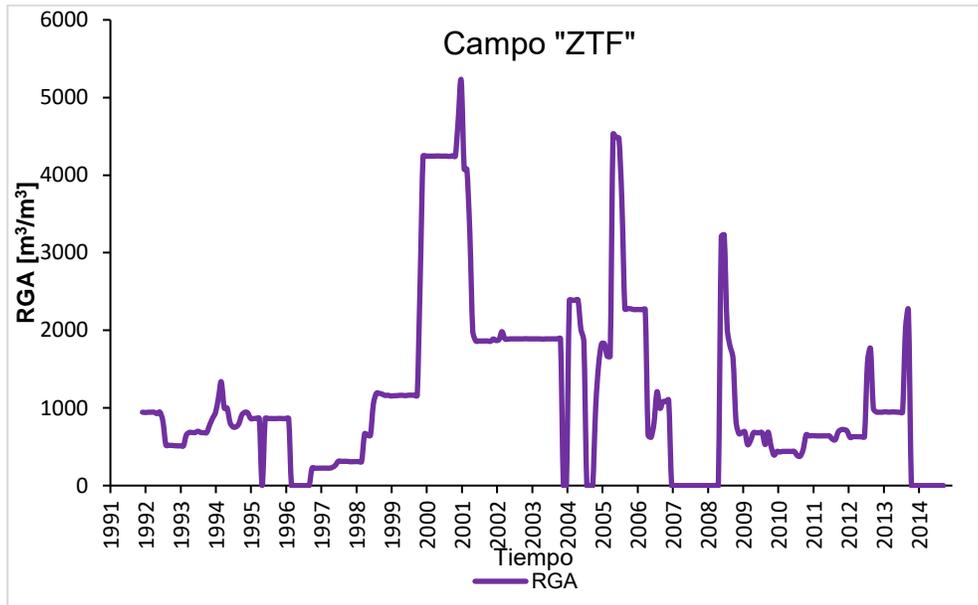


Figura 44. RGA con respecto al tiempo de explotación.

En la **Figura 45**, se muestra el comportamiento de la presión del yacimiento contra el tiempo de explotación, y se observa que la presión del yacimiento se mantuvo constante, indicando la presencia de un acuífero activo, y posteriormente disminuyó debido a la explotación de la capa de gas. En la **Tabla 11**, se muestra un resumen de la información del campo “AFT”.

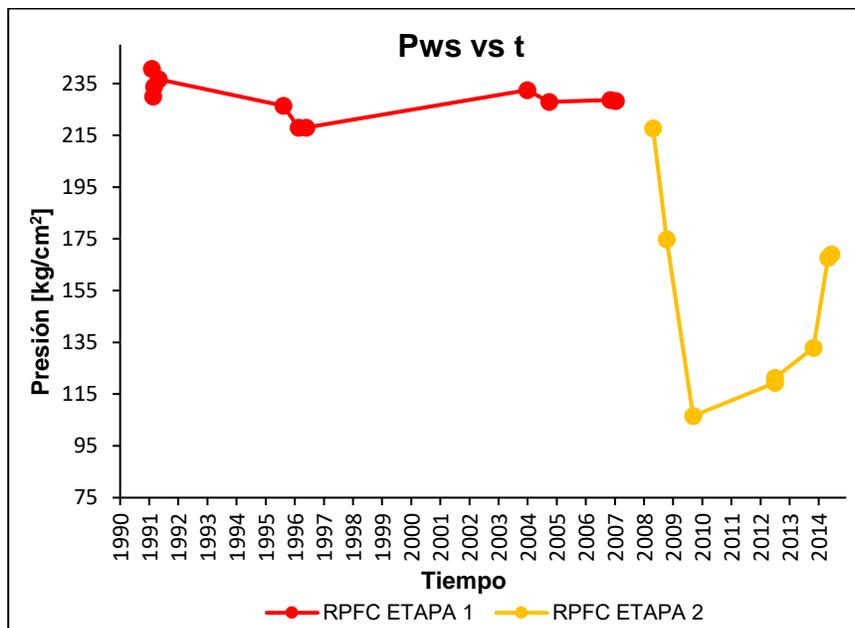


Figura 45. Tendencia del comportamiento de presión estática del yacimiento a la profundidad de referencia.

Tabla 11. Información general del Campo "ZTF".

Campo "ZTF"	
Cretácico Medio	
Inicio de explotación	Nov. 1991
Formación productora	Cretácico Medio
Tipo de yacimiento	Aceite bajosaturado
Área, Km ²	2.5
Espesor neto, m	310
Prof. media, mbnm	1955
Porosidad, %	6 a 8
Permeabilidad, md	Baja
ρ_o , g/cc	0.712
S_w , %	30-38
Salinidad, ppm	150,000
Cima, mbnm	1750
CAA, mbnm	2110
B_{oi} , m ³ /m ³	1.358
R_{si} , m ³ /m ³	139.8
P_i , kg/cm ²	236
Temperatura, °C	53
G, MMMp ³ @ c.s.	180.5
N, MMb @ c.s.	43.1
Gp, MMMp ³ @ c.s.	52.7
Np, MMb @ c.s.	10.7
Fr _g , %	29.2
Fr _o , %	24.7

En la **Tabla 12**, se muestran las propiedades y características del fluido que fueron recolectadas a nivel del Cretácico Medio, las cuales corresponden a las de un aceite ligero bajosaturado, y cabe resaltar, la poca diferencia que hay entre la presión de yacimiento y la de saturación, que es apenas de 6 kg/cm² en el pozo Z2, indicativo de la presencia de una capa de gas inicial en el yacimiento a menor profundidad.

Tabla 12. Resumen de análisis PVT, tomados en el yacimiento Cretácico Medio.

Pozo	Z1	Z2	Z2
Laboratorio	PEP	SLB	SLB
Fecha de Muestreo	mar-91	may-08	may-08
Tipo de Muestreo	Fondo	Fondo	Fondo/PVT Express
Tipo de Fluido	Ac. Negro	Ac. Negro	Ac. Negro
Componente	[% Mol]	[% Mol]	[% Mol]
H ₂ S		0.000	0.000
CO ₂		2.078	2.080
N ₂		2.902	2.900
C ₁		35.586	35.590
C ₂		7.713	7.710
C ₃		5.165	5.170
lc ₄		1.104	1.100
nC ₄		2.899	2.900
lc ₅		1.427	1.430
nC ₅		1.865	1.870
C ₆		2.921	2.920
C ₇₊		36.340	36.330
Total		100.000	100.000
M _{C7+}		201.9	
γ _{C7+}		0.865	
P _i , kg/cm ²	231	212	212
P _b , kg/cm ²	225.7	207.9	208.1
T. de muestreo, °C	55	53	53
B _o @ P _i , m ³ /m ³	1.341	1.350	1.391
B _o @ P _b , m ³ /m ³	1.358	1.360	1.456
R _{si} , m ³ /m ³	151.6	146	157
ρ _i , gr/cm ³	0.8468	0.847	0.850
ρ _o , °API	35.6	35.7	35.0
μ _{ob} , cp	0.564	0.589	0.590

*La presión inicial se refiere a la presión inicial de la prueba de laboratorio.

La muestra de fluido representativa del yacimiento es la del pozo Z2, la profundidad de referencia es de 1955 metros, la presión del yacimiento a esa profundidad es de 212 kg/cm², la temperatura del yacimiento es de 53.2 °C.

Para comprobar la presencia de una capa de gas en el yacimiento, se realizó un perfil de presión contra profundidad en el pozo Z2, calculado mediante gradientes en donde podía existir un cambio de pendiente y de esa forma localizar el CGA. El contacto entre fluidos se localizó a una profundidad de 1847 mbnm, tal y cómo se observa en la **Figura 46**, sin embargo, esta profundidad fue ajustada a 1,910 mbnm debido a pruebas de

producción. La distancia de la cima de los disparos a la posición del contacto gas aceite es de 65 metros, lo que daría pie a una conificación o canalización del gas debido a la cercanía de la capa de gas a la cima del intervalo disparado, pues se trata de un yacimiento naturalmente fracturado.

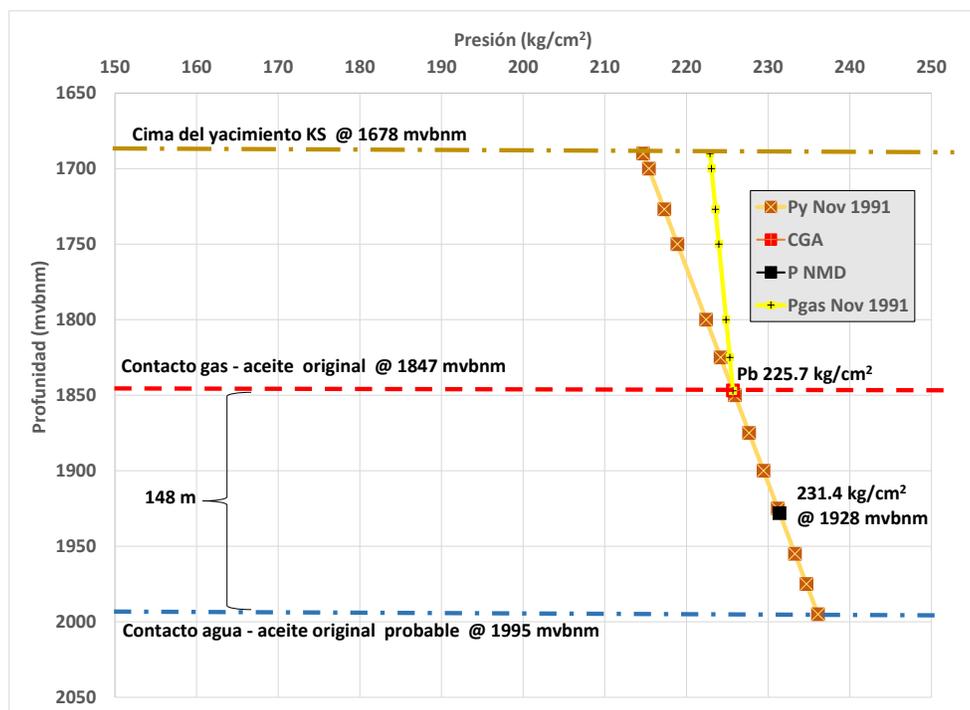


Figura 46. Perfil de presión en función de la profundidad para el pozo Z2.

En la **Figura 47** se muestra el volumen neto poroso impregnado con hidrocarburos de la estructura que comprende de la cima al CAA y que se encuentran a una profundidad de 1750 metros y 2110 metros respectivamente, y que se utilizan como insumo para alimentar la herramienta SAFC.

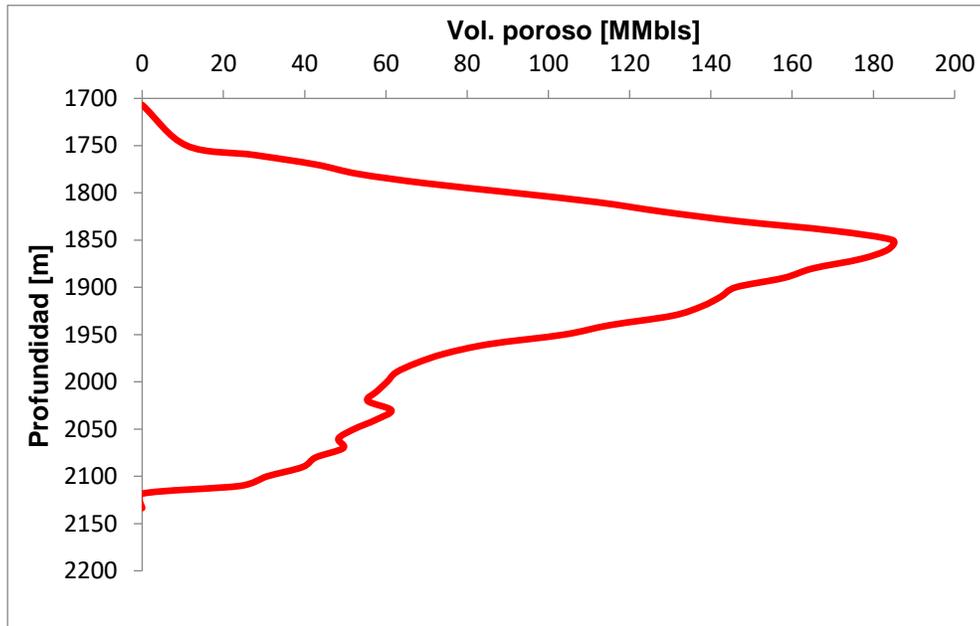


Figura 47. Gráfico del volumen de roca vs profundidad.

Para el Caso 2, los resultados obtenidos por la herramienta SAFC fueron comparados con los arrojados por diferentes software comerciales, tales como, PVTsim NOVA, perteneciente a Calsep, PVTp, perteneciente a Petroleum Experts y PVTi. En la **Tabla 13** y **Figura 48**, se muestran los resultados obtenidos para las presiones de yacimiento y saturación en el vector de profundidad y comparados entre sí, para ver las diferencias entre ellos.

Tabla 13. Comparativo de los resultados obtenidos por diferentes simuladores, de la presión de yacimiento y de saturación con respecto a la profundidad.

Prof. m	Presión de yacimiento [kg/cm ²]				Presión de saturación [kg/cm ²]			
	SAFC	PVTsim	PVTp	PVTi	SAFC	PVTsim	PVTp	PVTi
1750	197.4	193.9	197.0	201.7	189.0	120.1	161.1	185.7
1786	199.9	197.0	199.6	204.2	187.7	118.9	160.2	184.5
1822	202.5	200.2	202.3	206.7	185.7	117.8	159.3	183.2
1858	205.1	203.4	204.9	209.2	183.8	116.6	158.4	182.0
1894	207.6	206.5	207.6	211.7	182.0	115.5	157.5	180.8
1930	210.2	209.8	---	214.2	180.1	114.4	---	179.6
1955	212.0	212.0	212.0	212.0	178.1	113.7	156.1	177.7
1966	212.8	213.0	212.8	216.7	177.6	113.3	155.8	178.5
2002	215.4	216.2	215.5	219.2	176.3	112.3	155.0	177.3
2038	218.0	219.5	218.1	221.7	176.3	111.3	154.2	176.2
2074	220.6	222.8	220.8	224.3	172.6	110.3	153.4	175.1
2110	223.2	226.1	223.4	226.8	171.1	109.3	152.6	174.0

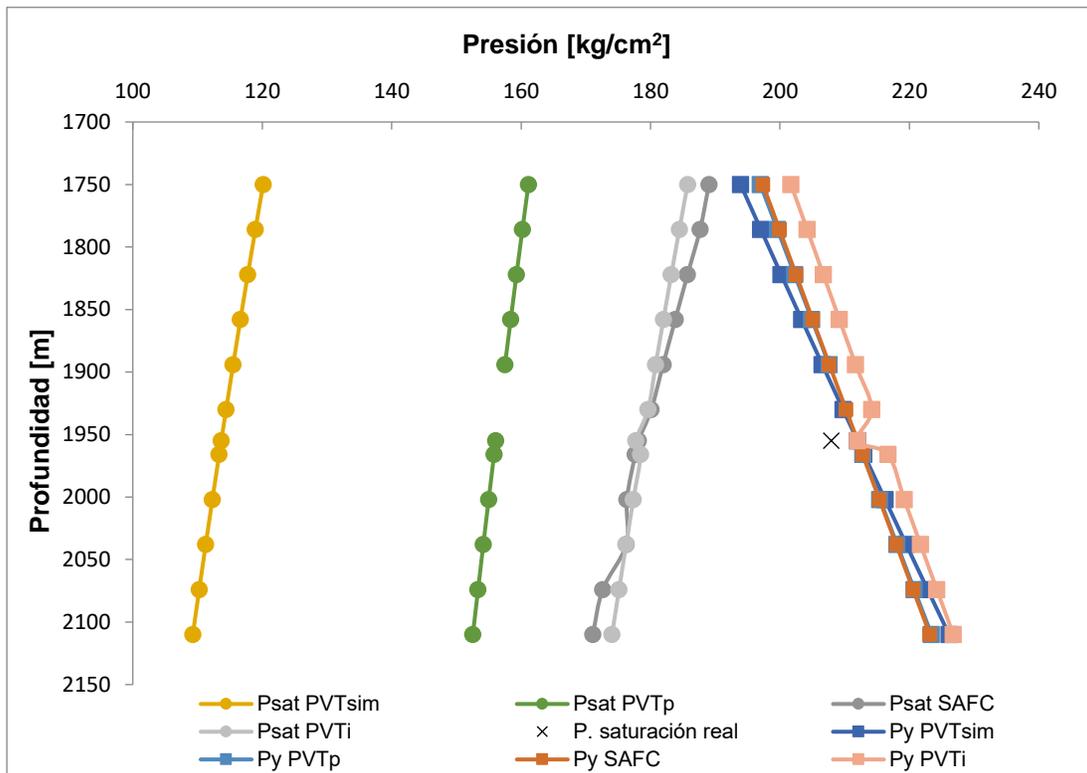


Figura 48. Gráfico de la presión de yacimiento y de saturación con respecto a la profundidad, de diferentes simuladores.

En los resultados mostrados en la **Figura 48**, se aprecia que la presión de yacimiento calculada por todos los simuladores es prácticamente la misma y no representa variaciones significativas, sin embargo con respecto a la presión de saturación se observa que aunque la pendiente de la presión de saturación en todos los simuladores es la misma, hay casi 65 kg/cm^2 , de diferencia entre el vector de presión calculado por PVTsim y el calculado por PVTi y SAFC (resultados bastante similares de estos dos); se aprecia que aunque todos los simuladores fueron alimentados con las mismas propiedades, las salidas de los programas son diferentes, y aún más importante tiene que ver con la presión de saturación, la cual tiene un valor medido de 207.94 kg/cm^2 , el cual es muy cercano a la presión de yacimiento a esa profundidad, y que es indicativo de que un CGA está cerca, sin embargo, de acuerdo con la **Figura 48** se podría pensar que el yacimiento se encuentra en fase líquida, ya que PVTi y SAFC tienen 29 kg/cm^2 menos que el valor de presión de saturación medido a la profundidad de referencia.

Una parte importante en el desarrollo de la EDE tiene que ver directamente con el ajuste de los parámetros cuando las soluciones a esta ecuación presentan inconsistencias o irregularidades y no reproducen de manera correcta el comportamiento volumétrico o de fase de la mezcla multicomponente, es por eso que se debe realizar un ajuste de parámetros mediante el proceso explicado en el apartado 3.2 del **CAPÍTULO III**.

Para el ajuste de los parámetros, se utilizó como base el experimento de ECC y se ajustó manualmente el CIB entre el metano y la fracción pesada (CIB_{C1-C7+}) hasta que la presión de saturación calculada fue igual a la presión de saturación medida a la profundidad de referencia. Por otro lado, los parámetros Ω_a y Ω_b , para el metano y el pseudocomponente que agrupa al heptano y más pesados, fueron ajustados en un módulo independiente dentro de la herramienta SAFC, minimizando la diferencia entre los valores simulados y medidos experimentalmente. En la **Figura 49**, se observan los valores simulados y medidos del experimento de ECC, después de haber ajustado manualmente el CIB_{C1-C7+} y antes de haber ajustado los parámetros Ω_a y Ω_b .

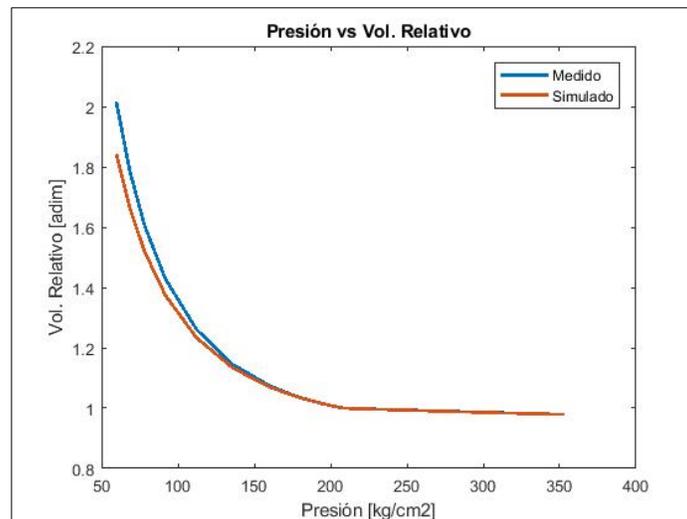


Figura 49. Simulación del experimento de Expansión a Composición Constante antes de aplicar la regresión no lineal.

El CIB_{C1-C7+} y los parámetros ajustados usando el módulo de regresión no lineal (Ω_{aC1} , Ω_{bC1} , Ω_{aC7+} y Ω_{bC7+}), se muestran en la **Tabla 14**. La **Figura 50**, muestra los resultados del experimento simulado después de utilizar el método de regresión no lineal y los datos medidos experimentalmente.

Tabla 14. Parámetros ajustados para la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Parámetro	Yacimiento ZTF
$\Omega_{a_{C1}}$	0.5196
$\Omega_{b_{C1}}$	0.0713
$\Omega_{a_{C7+}}$	0.3439
$\Omega_{b_{C7+}}$	0.0590
CIB_{C1-C7+}	0.0918

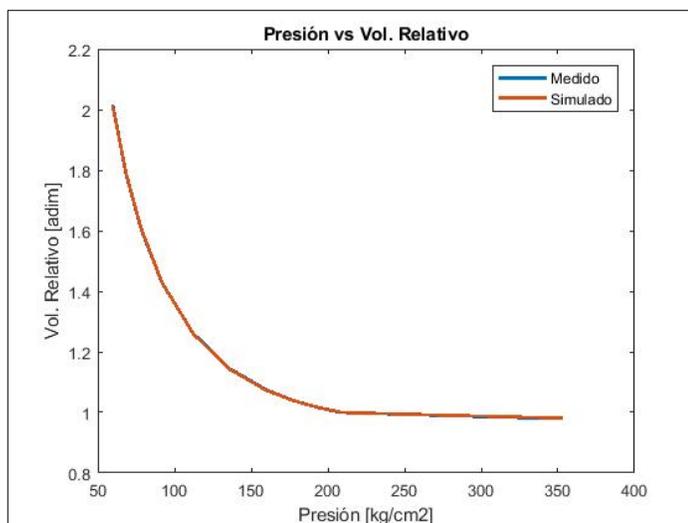


Figura 50. Simulación del experimento de Expansión a Composición Constante después de aplicar la regresión no lineal.

Las propiedades de interés calculadas, a lo largo del vector de profundidad, mediante la metodología descrita en el **CAPÍTULO III** son resumidas en la **Tabla 15**, e incluye: 1) composición de la mezcla, 2) presión del yacimiento, 3) una función de distribución continua de la fracción pesada, 4) presión de saturación del fluido, 5) densidad del fluido a condiciones de yacimiento, 6) °API del fluido en el tanque de almacenamiento, 7) factor de volumen del fluido según el tipo de hidrocarburo presente, y 8) relación gas-aceite total de dos etapas de separación, además se indica el tipo de fluido contenido en el yacimiento, de acuerdo a los parámetros documentados en la **Tabla 1**, y verifica si la mezcla a la profundidad calculada se encuentra en una sola fase, o se separa en dos o más fases.

Tabla 15. Resultados obtenidos con la herramienta SAFC para los diferentes valores del vector de profundidades del yacimiento.

	Profundidad [m]											
	1750	1786	1822	1858	1894	1930	1955	1966	2002	2038	2074	2110
H ₂ S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO ₂	2.69	2.62	2.62	2.62	2.62	2.63	2.08	2.07	2.08	2.08	2.09	2.03
N ₂	11.73	12.42	12.35	12.29	12.23	12.20	2.90	2.90	2.85	2.81	2.77	2.91
C ₁	72.13	71.24	71.21	71.19	71.17	71.10	36.09	36.00	35.79	35.57	35.35	34.95
C ₂	7.80	7.74	7.76	7.79	7.81	7.83	7.71	7.69	7.68	7.65	7.63	7.45
C ₃	2.97	3.06	3.09	3.11	3.13	3.16	5.16	5.15	5.14	5.12	5.10	5.03
i-C ₄	0.45	0.49	0.49	0.50	0.50	0.50	1.10	1.10	1.09	1.09	1.08	1.09
n-C ₄	1.01	1.07	1.08	1.10	1.11	1.12	2.90	2.90	2.88	2.86	2.85	2.85
i-C ₅	0.33	0.36	0.36	0.37	0.37	0.37	1.43	1.43	1.42	1.41	1.40	1.41
n-C ₅	0.40	0.44	0.45	0.45	0.46	0.46	1.86	1.86	1.85	1.84	1.82	1.85
C ₆	0.41	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	2.92	2.92	2.88	2.85	2.82	2.93
C ₇₊	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	35.84	35.97	36.35	36.73	37.09	37.50
M _{C7+}	0.54	0.54	0.55	0.56	0.56	0.60	173.55	179.81	186.35	193.12	200.14	202.32
T _y [°C]	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
P _y [kg/cm ²]	207	207	208	209	210	210	212	213	216	219	222	226
P _{sat} [kg/cm ²]	204	205	206	208	209	210	209	209	206	204	202	201
°API	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable
ρ _o @cy [g/cm ³]	0.210	0.213	0.214	0.215	0.216	0.218	0.873	0.874	0.878	0.881	0.884	0.887
B _g /B _{oi} [m ³ /m ³]	0.00432	0.00431	0.00429	0.00427	0.00425	0.00424	1.350	1.339	1.332	1.327	1.321	1.313
RGA [m ³ /m ³]	97237	93155	89088	85464	81879	79366	141	139	137	135	134	130
R _v [m ³ /MMm ³]	10.28	10.73	11.22	11.70	12.21	12.60	---	---	---	---	---	---
Tipo de Fluido	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	GyC	AN	AN	AN	AN	AN	AN

Los resultados obtenidos después de utilizar la EDE usando los parámetros obtenidos al aplicarse una regresión no lineal (EDE_R), fueron comparados con los calculados antes de utilizar dicha metodología a la EDE (EDE_P), y estos son mostrados en la **Tabla 16**, junto con el porcentaje de error entre ellos, para las variables de interés.

Tabla 16. Comparación entre los resultados predictivos y los resultados con regresión no lineal.

Prof. m	C ₁		Error %	C ₇₊		Error %	Presión yac. kg/cm ²		Error %	Presión sat. kg/cm ²		Error %
	EDE _P	EDE _R		EDE _P	EDE _R		EDE _P	EDE _R		EDE _P	EDE _R	
	% Mol	% Mol	% Mol	% Mol	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²	kg/cm ²				
1750	36.39	72.13	49.5	35.51	0.07	50628.6	197.36	206.55	4.5	189.04	203.50	7.1
1786	36.25	71.24	49.1	35.62	0.08	44425.0	199.92	207.31	3.6	187.66	204.89	8.4
1822	36.04	71.21	49.4	35.82	0.08	44675.0	202.48	208.08	2.7	185.73	206.27	10.0
1858	35.83	71.19	49.7	36.01	0.09	39911.1	205.06	208.85	1.8	183.83	207.58	11.4
1894	35.62	71.17	50.0	36.20	0.09	40122.2	207.63	209.63	1.0	181.95	208.95	12.9
1930	35.41	71.10	50.2	36.38	0.09	40322.2	210.20	210.41	0.1	180.11	209.68	14.1
1955	35.15	36.09	2.6	36.55	35.84	2.0	212.00	212.00	0.0	178.12	209.23	14.9
1966	35.07	36.00	2.6	36.69	35.97	2.0	212.79	212.96	0.1	177.64	208.54	14.8
2002	34.95	35.79	2.3	36.69	36.35	0.9	215.38	216.12	0.3	176.34	206.17	14.5
2038	34.80	35.57	2.2	37.29	36.73	1.5	217.97	219.28	0.6	176.25	203.90	13.6
2074	34.50	35.35	2.4	37.08	37.09	0.0	220.58	222.46	0.8	172.62	201.71	14.4
2110	34.31	34.95	1.8	37.23	37.50	0.7	223.18	225.65	1.1	171.08	200.70	14.8

Los resultados obtenidos de las variables de interés usando la ecuación de estado con parámetros ajustados mediante una regresión no lineal (EDE_R) en la herramienta SAFC para cada valor del vector de profundidades, se muestran visualmente de la **Figura 51** a la **Figura 53**.

En la **Figura 51** se muestra la presión de yacimiento y la presión de saturación; esta figura sirve como referencia para ver la diferencia entre el uso de una EDE predictiva (**Figura 48**) y una EDE regresiva (**Figura 51**), pues en esta se observa de manera correcta, el comportamiento saturado del yacimiento, mostrando una columna de hidrocarburos con dos fases y un CGA saturado a una profundidad de 1935 metros; dicho comportamiento es comparado con el mostrado por la **Figura 4**, para un yacimiento de aceite negro.

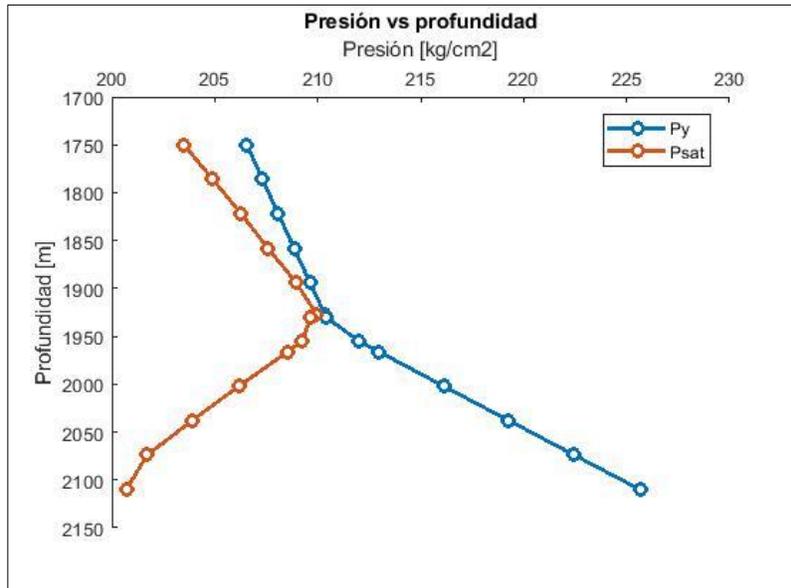


Figura 51. Variación de la presión de yacimiento y saturación con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.

En la **Figura 52**, se muestra de una profundidad menor a una mayor, la disminución en el contenido de metano (C_1) y el aumento en la fracción pesada, agrupada en el pseudocomponente C_{7+} , con una discontinuidad en el porcentaje mol de ambas fracciones a la profundidad donde se localiza el CGA saturado, y que es la profundidad en la cual hay un cambio de fase. El comportamiento exhibido en la **Figura 52** es similar y comparado con el de la **Figura 6** para un aceite negro.

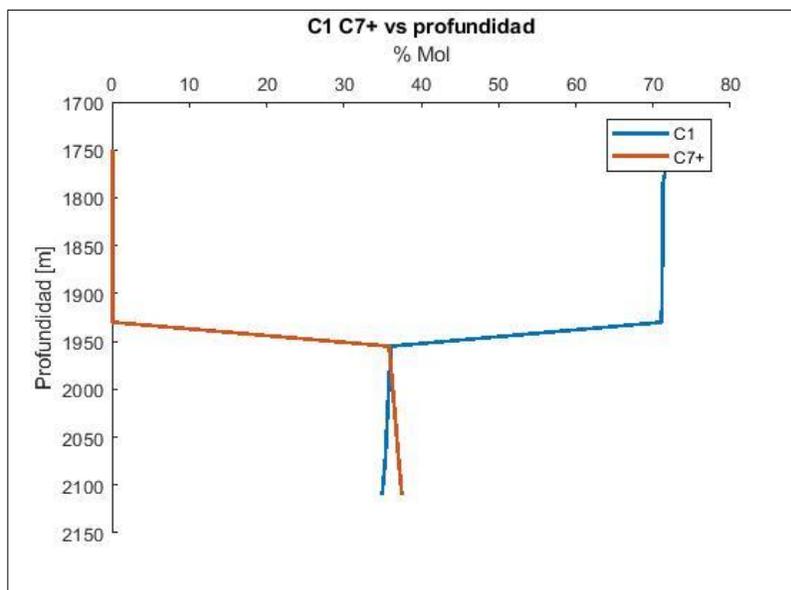


Figura 52. Cambio de la composición de metano y la fracción pesada con respecto a la profundidad, en el yacimiento Cretácico Medio.

En la **Figura 53**, se muestra el cambio de la RGA, en función de la profundidad para el yacimiento. De la misma forma que en la **Figura 52**, observa una discontinuidad en la forma de la RGA en el CGA, igual a la presentada en la **Figura 5**, tomada del trabajo de Whitson *et al.* (1994), típica del comportamiento de la RGA para un aceite negro, en donde se tienen valores altos de RGA a menor profundidad y valores bajos a mayor profundidad.

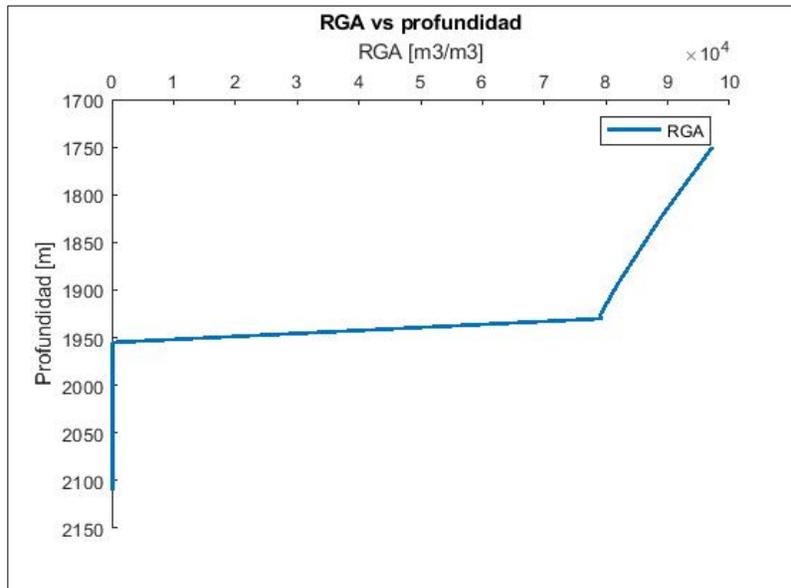


Figura 53. Variación de la relación gas-aceite con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.

Una vez caracterizado el gradiente composicional y las propiedades volumétricas del fluido en la estructura geológica, se realizan los cálculos para el volumen original de hidrocarburos. Siguiendo la metodología descrita en el **CAPÍTULO III**, se calculó el volumen original de aceite y gas disuelto asociado y de gas libre y líquido volatilizado asociado, para el yacimiento Cretácico Medio.

En la **Figura 54**, se muestran los resultados del volumen original de hidrocarburos en la ventana de comandos, de la herramienta desarrollada para este trabajo de investigación. El recuadro superior en color rojo muestra los resultados del volumen original de hidrocarburos **utilizando** la teoría de gradiente composicional; por otro lado, el recuadro inferior en color azul muestra el volumen original de hidrocarburos **sin utilizar**, la teoría de gradiente composicional. Las unidades para los volúmenes de gas están en MMMpc, y las unidades para los volúmenes de aceite y líquido están en MMb.

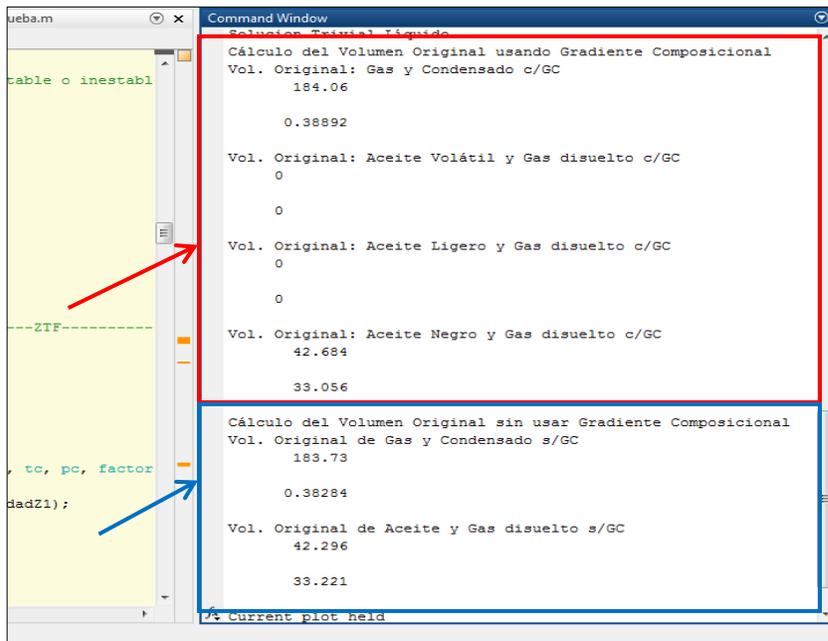


Figura 54. Cálculo del volumen original de hidrocarburos utilizando la metodología propuesta, para el yacimiento Cretácico Medio.

En la **Tabla 17** se observa que, el volumen original de hidrocarburos calculado utilizando la teoría de gradiente composicional y el método volumétrico discretizado junto con el descrito en la **sección 3.8.1**, no difiere en gran proporción de lo calculado mediante el método volumétrico convencional. Lo anterior se debe a que en fluidos de bajo encogimiento las propiedades volumétricas no varían de forma significativa con la profundidad, pues para este caso, como se aprecia en la **Tabla 18**, el factor volumétrico del fluido solo varía en centésimas y en la **Tabla 17**, los valores promedio son considerados como representativos del yacimiento. En la **Figura 55** y **Figura 56**, se muestra la distribución espacial de los hidrocarburos en fase líquida y gaseosa respectivamente, con respecto a la profundidad sin observar gran diferencia entre estas, debido a que los valores promedio y los calculados en profundidad con SAFC usando la teoría de Gradiente Composicional no varían mucho unos de otros.

Tabla 17. Comparativa del cálculo del volumen original de hidrocarburos, en la zona de gas del yacimiento Cretácico Medio.

Profundidad m	Cálculo con Gradiente Composicional								Cálculo sin Gradiente Composicional							
	Presión	Factor Z	RGA	Y _o	M _o	f _g	G	Condensado	Presión	Factor Z	RGA	Y _o	M _o	f _g	G	Condensado
	kg/cm ²	adim	m ³ /m ³	adim	g-mol	adim	MMMpc	MMb	kg/cm ²	adim	m ³ /m ³	adim	g-mol	adim	MMMpc	MMb
1750	207	0.7662	97237	0.8128	153.64	0.9990	6.85	0.0125	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	6.93	0.0125
1786	207	0.7665	93155	0.8052	148.29	0.9986	16.82	0.0322	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	16.96	0.0322
1822	208	0.7660	89088	0.8042	147.64	0.9986	29.05	0.0581	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	29.16	0.0581
1858	209	0.7655	85464	0.8034	147.04	0.9985	37.67	0.0785	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	37.66	0.0785
1894	210	0.7651	81879	0.8025	146.43	0.9984	33.45	0.0728	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	33.29	0.0728
1927	210	0.7647	78966	0.8014	145.72	0.9984	30.94	0.0698	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	30.68	0.0698
1930	210	0.7647	79366	0.8013	145.69	0.9984	29.27	0.0657	208.74	0.7655	86451	0.8044	147.78	0.9985	29.02	0.0657
							184.06	0.389							183.69	0.365

Tabla 18. Comparativa del cálculo del volumen original de hidrocarburos, en la zona de aceite del yacimiento Cretácico Medio.

Profundidad m	Cálculo con Gradiente Composicional				Cálculo sin Gradiente Composicional			
	Boi	N	Rsi	NRsi	Boi	N	Rsi	NRsi
	m ³ /m ³	MMb	m ³ /m ³	MMMpc	m ³ /m ³	MMb	m ³ /m ³	MMMpc
1955	1.350	17.27	141	13.64	1.350	17.27	140	13.6
1966	1.339	8.11	139	6.32	1.350	8.04	140	6.3
2002	1.332	5.76	137	4.43	1.350	5.68	140	4.5
2038	1.327	4.97	135	3.78	1.350	4.89	140	3.8
2074	1.321	3.66	134	2.75	1.350	3.58	140	2.8
2110	1.313	2.91	130	2.13	1.350	2.83	140	2.2
		42.68		33.05		42.30		33.22

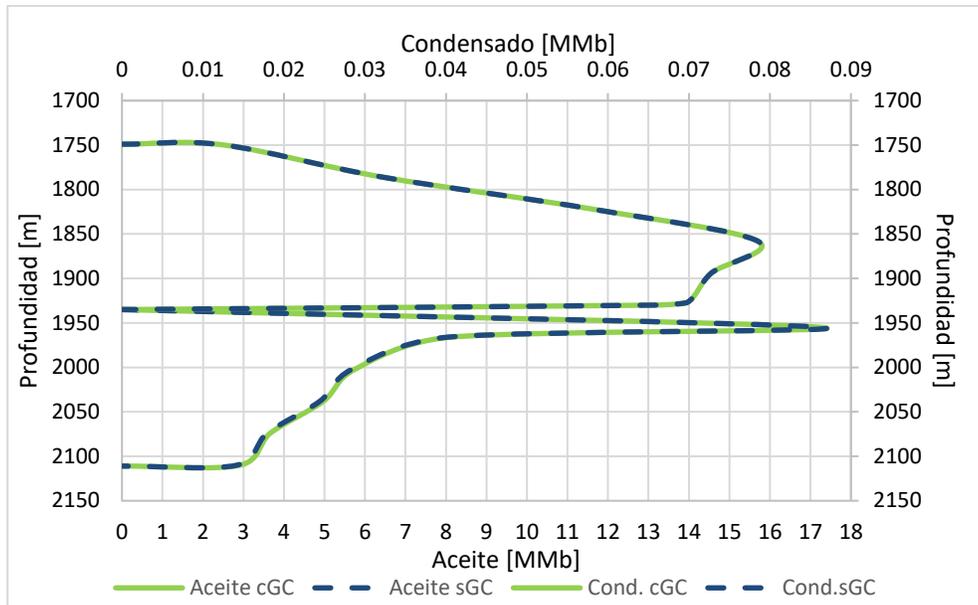


Figura 55. Distribución de los hidrocarburos en fase líquida con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.

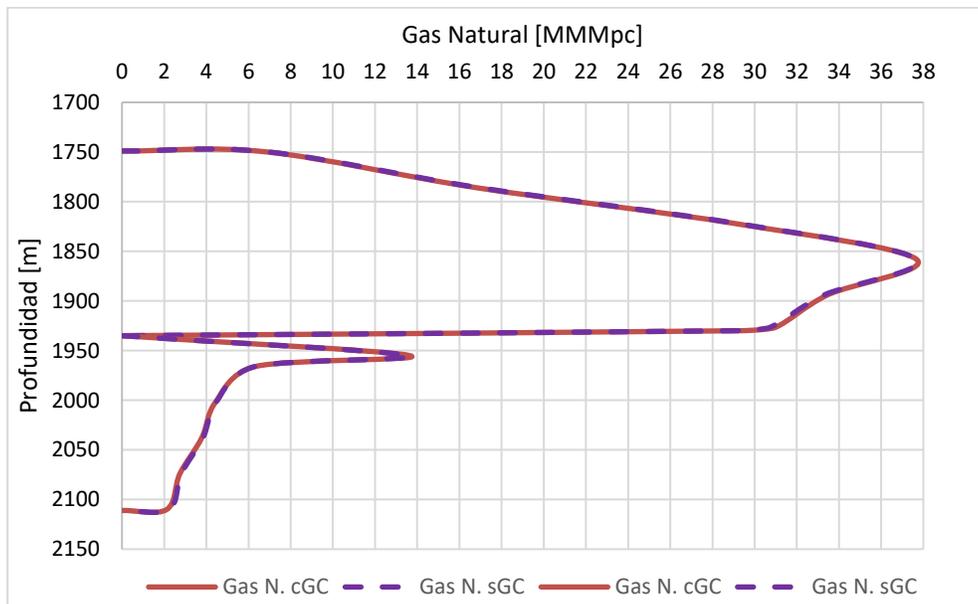


Figura 56. Distribución de los hidrocarburos en fase gas con respecto a la profundidad en el yacimiento Cretácico Medio.

En la **Tabla 19** se observa la comparación entre el volumen original de condensado y gas natural calculado, utilizando la metodología descrita en el **CAPÍTULO III** (SAFC considerando GC), la que considera constantes las propiedades volumétricas del fluido (SAFC sin considerar GC) y los valores oficiales reportados (Valores Oficiales).

Tabla 19. Comparativo de volumen original de hidrocarburos calculado con diferentes métodos y metodologías.

Método utilizado	Volumen Original		Producción acumulada		Factor de Recuperación	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite %	Gas natural %
Valores Oficiales	42.5	223.1	10.7	52.7	25.1	23.6
SAFC sin considerar GC	42.7	216.9	10.7	52.7	25.0	24.3
SAFC considerando GC	43.1	217.1	10.7	52.7	24.8	24.3

El método que reporta los Valores Oficiales utiliza un B_o promedio para toda la estructura y sobreestima el volumen original de gas natural en 6.0 MMMpc, y subestima el de aceite en 0.6 MMb. El método utilizado por SAFC sin considerar GC, arroja resultados bastante parecidos, ambos en comparación con la metodología propuesta en este trabajo de investigación, esto es debido a que los valores constantes (valores oficiales) del PVT representativo del yacimiento, no distan mucho de los valores promedio calculados (SAFC sin considerar GC) y los calculados considerando el gradiente composicional (SAFC considerando GC) ya que su composición se considera constante y se concluye que el gradiente composicional, no impacta de manera significativa el resultado del volumen original en aceites de bajo encogimiento, sin embargo, el uso del SAFC, permite identificar el casquete de gas en este tipo de yacimientos, usando una técnica de regresión no lineal, y aunque los resultados finales son prácticamente los mismos, la metodología propuesta permite justificar técnicamente el volumen original de hidrocarburos, ya que cuantifica de manera adecuada el volumen correspondiente en cada tipo de fluido contenido en la estructura, pues uno en algunos casos, como este, el valor oficial reportado de R_{si} , es de 2.49 Mpc/b ($443.94 \text{ m}^3/\text{m}^3$), el cual no es propio del fluido en cuestión, y que es mucho mayor al medido experimentalmente y al calculado por SAFC a la profundidad de referencia, sin embargo los valores oficiales de R_{si} , distan de los reales para justificar la producción de gas en superficie.

En la **Figura 57** y **Figura 58**, se muestra gráficamente el comparativo de los valores reportados en la **Tabla 9** para el aceite y gas natural respectivamente sin presentar variaciones significativas en el cálculo del volumen original de hidrocarburos.

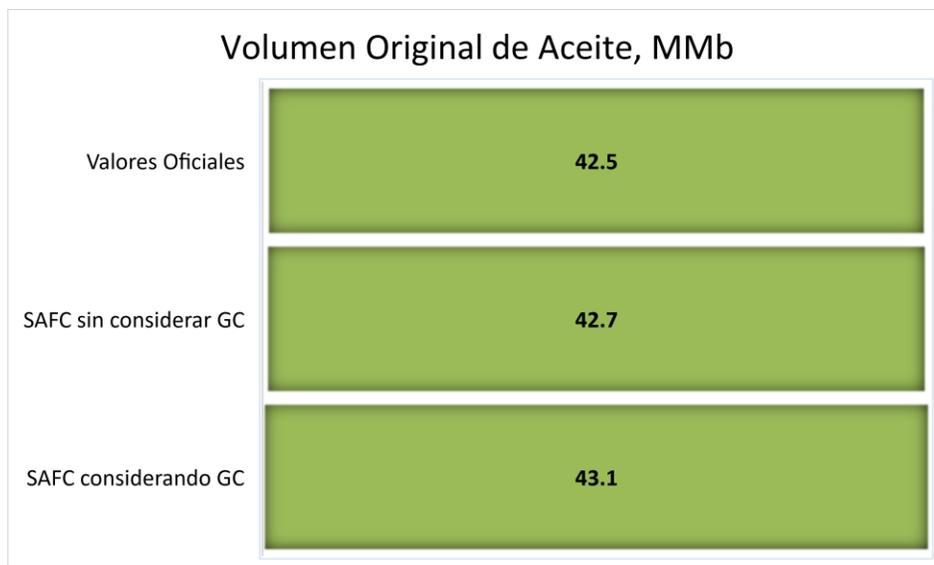


Figura 57. Comparativo de volumen original de aceite para el Caso 2.

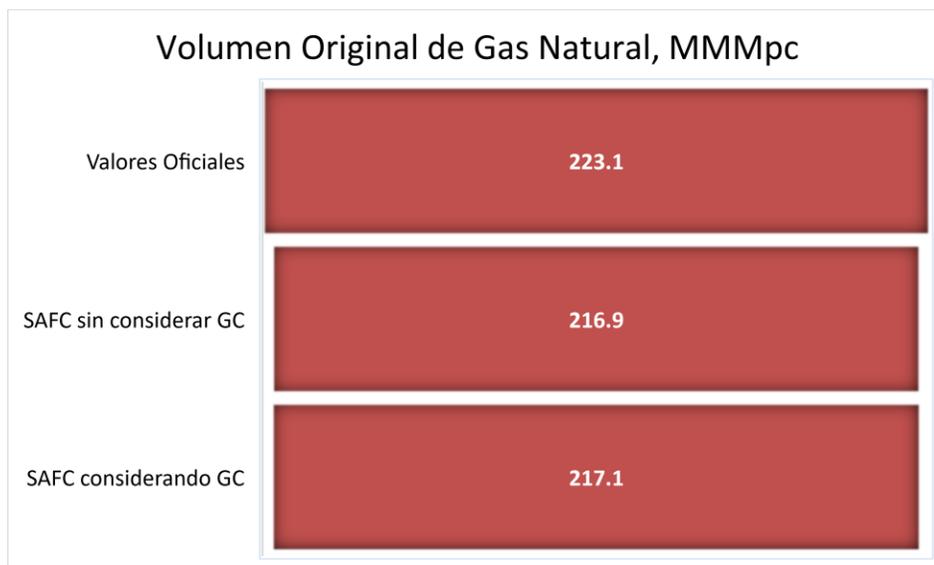


Figura 58. Comparativo de volumen original de gas natural para el Caso 2.

El cálculo del volumen de hidrocarburos recuperable que será reportado como reserva de hidrocarburos según su categoría, fue tomado de las áreas configuradas estructuralmente para el Cretácico Medio, contemplando como límite convencional vertical, la profundidad del CAA.

El volumen de hidrocarburos recuperable de aceite (aceite, más líquido volatilizado en el gas libre), y gas natural (gas disuelto en el aceite, más gas libre) para el yacimiento, se muestran en la

Tabla 20.**Tabla 20:** Resultados obtenidos de volumen original y volumen recuperable de hidrocarburos en el yacimiento Cretácico Medio.

Categoría	Volumen Original		Producción acumulada		Factor de recuperación		Volumen Recuperable		Volumen Remanente	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite %	Gas natural %	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc
Total	43.1	217.1	10.7	52.7	51.5	52.9				
1P	43.1	217.1	10.7	52.7	51.5	52.9	22.2	114.9	11.5	62.2
2P	43.1	217.1	10.7	52.7	51.5	52.9	22.2	114.9	11.5	62.2
3P	43.1	217.1	10.7	52.7	51.5	52.9	22.2	114.9	11.5	62.2

En la **Figura 59** y **Figura 60**, se muestra el comparativo del volumen recuperable de hidrocarburos entre los Valores Oficiales y SAFC considerando GC, utilizando el FR final reportado oficialmente y obteniendo una diferencia de volumen de hidrocarburos remanente a recuperar de .27 MMb de aceite más que en los valores oficiales y 3.18 MMMpc menos de gas natural. En yacimientos con aceite de bajo encogimiento el uso del gradiente composicional, no hace una gran diferencia en cuanto al cálculo del volumen recuperable de hidrocarburos, sin embargo, la importancia y el objetivo de este segundo caso, era demostrar que SAFC es una herramienta robusta y equiparable a los software comerciales en cuanto a la correcta caracterización del fluido en profundidad (objetivo que se logró al introducir la regresión no lineal a la herramienta y a la metodología), y por otro lado eliminar el error en los valores oficiales reportados del Rsi, que no son propios del fluido en el yacimiento y de esta manera justificar técnicamente y con certeza razonable, la estimación del volumen original en yacimientos que presenta poca variación composicional.

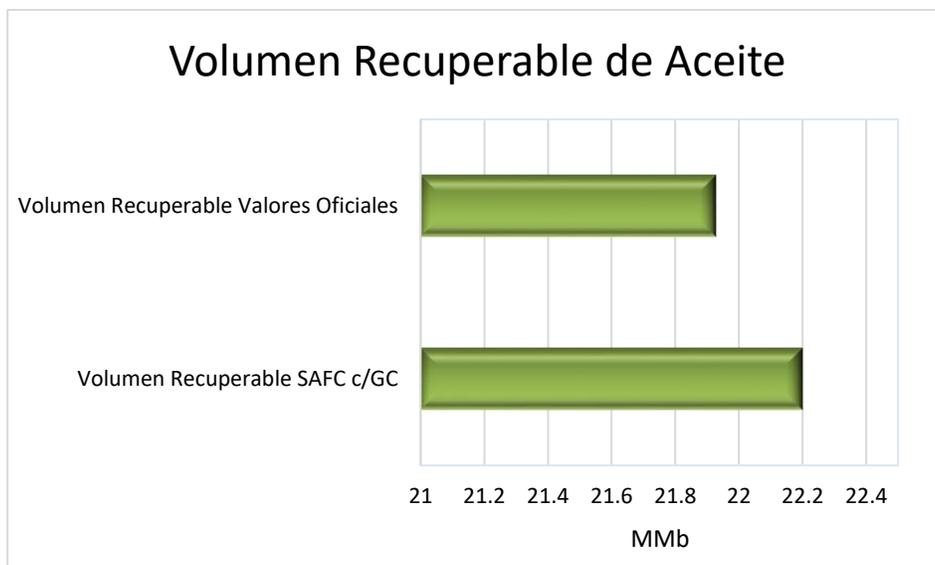


Figura 59. Comparativo del volumen recuperable de Líquidos en el yacimiento Cretácico Medio.

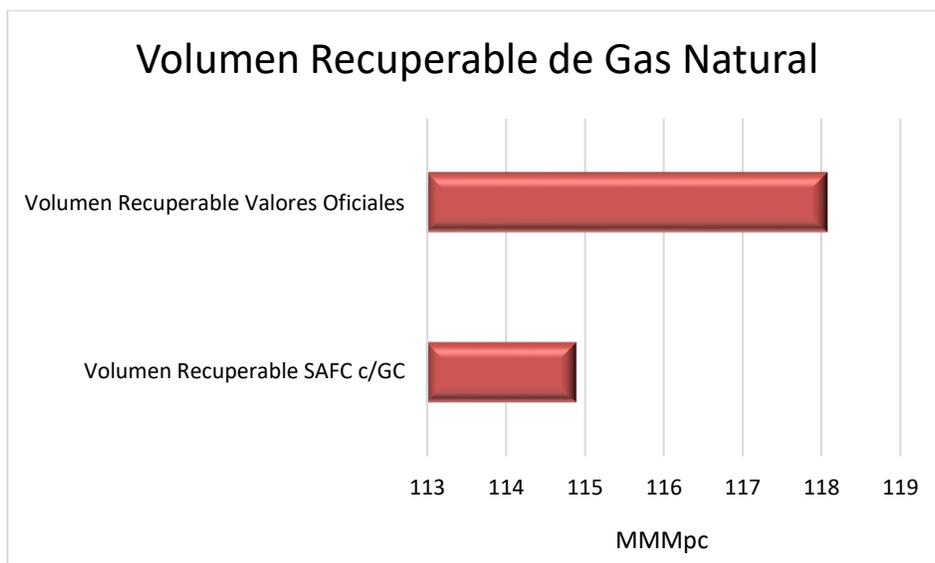


Figura 60. Comparativo del volumen recuperable de gas natural en el yacimiento Cretácico Medio.

Con los resultados obtenidos se espera, que la metodología propuesta pueda ser un hito, no sólo en la caracterización de yacimientos que presentan una variación de la composición y en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, sino también que sea considerada como una herramienta de decisión para seleccionar las mejores técnicas de extracción y la implementación de infraestructura, configuración de medidores y separadores, disminución de costos operativos y/o inversión y eventual aumento del FR de los yacimientos.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones de este trabajo son las siguientes.

- Se analizó y evaluó una metodología para realizar una caracterización completa del fluido en profundidad, y un cálculo del volumen original en yacimientos con variación composicional, identificando los cambios del fluido dentro de la estructura.
- Los coeficientes de interacción binario diferentes de cero y la variación de las correlaciones para calcular las propiedades de los pseudocomponentes que serán introducidas a la EDE, mejoran los cálculos del gradiente composicional.
- El uso de una regresión no lineal que ajuste los parámetros calculados con los medidos experimentalmente es prácticamente inevitable, si se desea una correcta caracterización de los fluidos y parámetros del yacimiento, ya que impacta directamente el cálculo de volumen original y reservas de hidrocarburos.
- En el estudio de yacimientos con variación composicional, se utiliza la teoría de termodinámica continua, para desarrollar una ecuación que calcula la gravedad específica de la fracción pesada a diferentes profundidades, tomando como base la gravedad específica de la fracción pesada a la profundidad de referencia, en un sistema isotérmico.
- La sinergia entre los geocientíficos y los ingenieros petroleros es de suma importancia para el cálculo del volumen original y eventualmente de las reservas, especialmente en etapas tempranas del desarrollo del yacimiento, ya que se pueden mejorar resultados integrando las diferentes disciplinas.
- El factor de recuperación es uno de los parámetros con mayor incertidumbre debido a que se relaciona directamente con la heterogeneidad del yacimiento. Un valor cercano a la realidad puede ser tomado de los yacimientos análogos.
- El entendimiento, estudio y caracterización de los yacimientos con variación composicional, conduce al cálculo de reservas de hidrocarburos con certidumbre razonable, a la mejora de instalaciones superficiales, y sistemas de medición, la introducción de sistemas artificiales de producción, y la implementación de técnicas

de recuperación secundaria y mejorada, para aumentar el factor de recuperación de este tipo de yacimientos, y por ende el valor económico del proyecto.

Trabajo futuro y recomendaciones.

- Inclusión del efecto térmico en la EDE, producido por un gradiente geotérmico, incluyendo dicho efecto en los cálculos realizados, con lo cual se espera considerar todos los factores que influyen en el gradiente composicional.
- Mejorar el ajuste y caracterización de la fracción pesada, para el desarrollo de la EDE es de suma importancia, así como la implementación de mejores correlaciones encontradas en la literatura para obtener resultados más precisos.
- La ecuación que calcula la gravedad específica es impactada fuertemente por las propiedades calculadas de la fracción pesada, e impactando directamente a las fugacidades, siendo un área de oportunidad para mejorar su precisión.
- Mejorar el modelado de la estructura, ayudará a obtener cálculo del volumen original más cercanos a la realidad.
- Automatización del programa, aunado a la inclusión de una interfaz que pueda ser usada como un programa ejecutable y equiparable a los software comerciales.
- Desarrollar mejores métodos para el cálculo del volumen original de hidrocarburos en yacimientos que presentan variación composicional.

REFERENCIAS

Agarwal, R. K., Li, Y. K., y Nghiem, L. (1990). "A Regression Technique with Dynamic Parameter Selection for Phase Behaviour Matching", paper SPE Res. Eng 5:115-119.

Aguilar, R. A., y McCain, W.D., Jr., (2002). "An Efficient Tuning Strategy to Calibrate Cubic EOS for Compositional Simulation", paper SPE 77382, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio.

Al-Marhoun, M. A., (2001), "Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions", EE.UU., SPE 68234-MS.

Al-Meshari, A. A., y McCain, W.D., Jr., (2006). "An Accurate Set of Correlations for Calculating Critical Properties and Acentric Factors for Single Carbon Number Groups", EE.UU., SPE 106338-MS.

Bashbush, J. L., (1981): "A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications", SPE 10127, AIME.

Cavett, R. H., (1962). "Physical Data for Distillation Calculations –Vapor-Liquid Equilibrium" Proc. 27th Annual Meeting, American Petroleum Institute, Dallas.

CNH, (2012), "Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México", México.

Coats, K. H., y Smart, G. T., (1986). "Application of a Regression Based Equation of State PVT Program to Laboratory Data", SPE Res. Eng. 1:277-299.

Cook, A. B., Spencer, G. B. y Bobrowski, F. P., (1951): "Special Considerations in Predicting Reservoir Performance of Highly Volatile Type Oil Reservoirs", Trans, AIME, 192, 37.

Cook, R. E., Jacoby, R. H. y Ramesh A. B., (1974), "A Beta Type Reservoir Simulator for Approximating Compositional Effects During Gas Injection", SPE, 471-481.

Da Silva, M. B., (1991). Desenvolvimento de um Simulador PVT para Caracterizar Misturas de hidrocarbonetos, Tesis de Maestría, Departamento de Ingeniería de Petróleo, UNICAMP, Campinas, S.P., Brasil.

Danesh, A. (2007). "PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids" Gulf Publishing Co., Houston, Texas.

Dennis, J. E. Jr., Gay, D. M., y Welsch, R. E., (1981). "An Adaptive Nonlinear Least-Squares Algorithm". ACM Trans. Math Software, 7:348-386.

Dougherty, Jr. and Drickamer, H. G., 1955. "Thermal Diffusion and Molecular Motion in Liquids". J.Phys. Chem., 59, 443.

Edmister, W. C., (1958), "Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part 4: Compressibility Factors and Equations of State" Pet. Refiner 37, 173-175.

Fanchi, J.R., (2006), "Principles of Applied Reservoir Simulation", Tercera edición, EE. UU., Elsevier Science.

Flores, T. C., Ramirez, R. C., (2016) "Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos", Tesis de Licenciatura, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Gammiero, A., (2013), "Evaluación de diferentes algoritmos de sustituciones sucesivas para el cálculo de equilibrio líquido-vapor con ecuaciones de estado". Revista de la Facultad de Ingeniería de la UCV, Vol. 28, No. 2, p.101-116.

Greenstad, J.L., (1967), "On the Relative Efficiencies of Gradient Methods", Mathematics of Computation, 21, p: 360-367.

Havlena, D. y Odeh, A.S., (1963), "The Material Balance as an Equation of a Straight Line", EUA, AIME.

Hoffmann, A. E., Crump, J. S., Hocott, C. R., (1953), "Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System", Trans, AIME 198, 1.

Hong, K. S., (1982). "Lumped-Component Characterization of Crude Oils for Compositional Simulation" Paper SPE/DOE 10691, presented at the 3rd Joint Symposium on EOR, Tulsa, OK, April 4–7.

Hossein. R. y Dawe. R., (2014). "A Parametric methodology in tuning the Peng-Robinson (PR) Equation of State for Gas Condensate Systems". Petroleum Science and Technology, 32:662-672.

Hossein, S. M., Daliri, A., (2012) "Improved of Whitson Algorithm for Chemical/Gravity Equilibrium Calculations to Compute Compositional Gradient in Petroleum Reservoirs", EJP, Egipto.

Jhaveri, B. S., y Youngren, G. K., (1986). "Three-Parameter Modification of the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions." Paper SPE 13118, presented at the SPE Annual Technical Conference, Houston, September 16–19.

Kesler, M. G. y Lee, B. I., (1976) "Improve Prediction of Enthalpy of Fractions" Hydrocarbon Processing 55, 153-158.

Leibovici, C. F. y Neoschil, J. A. (1992). "A new look at the Rachford-Rice equation, Fluid Phase Equilibria", Vol. 74, Issue 2, p. 303-308.

León G.A., García H. F., Pérez H. R., Samaniego V. F., Sánchez O. G., González L.M.A., (2011). "Modificación de las Técnicas de Balance Molar para su Aplicación a los Experimentos de Separación Diferencial", Sesión Poster, Congreso Mexicano del Petróleo, A.I.P.M. Puebla Pue. México.

León, G. A., Alamilla, C. N., García, H. F., (2013) "Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque", Ingeniería Petrolera, AIPM, Vol. 53, No. 7, 388-407.

León G. A., Samaniego V. F., Bashbush, J. L., (2017) "Método para Calcular las Propiedades Volumétricas en el Experimento de Agotamiento a Volumen Constante", Congreso Mexicano del Petróleo, AIPM, Puebla Pue. México.

Lira-Galeana, C., Firoozabadi, A., y Prausnitz, J. M. (1994). "Computation of compositional grading in hydrocarbon reservoirs. Application of continuous thermodynamics", *Fluid Phase Equilibria*, 102(2), 143-158.

Maldonado, A. R., (2014). "Determinación del Gradiente Composicional en Yacimientos de Gas y Condensado Mediante una Ecuación de Estado". Tesis de Licenciatura, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Maldonado, C. E., (2016) "Análisis del Comportamiento Termodinámico del Proceso Miscible a Múltiple Contacto". Tesis de Maestría, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Marquardt, D. W., (1963). "An Algorithm for Least-Square Estimation of Nonlinear Parameters", *Society for Industrial and Applied Mathematics*, p. 431-441.

McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, Second Edition, Tulsa Oklahoma: PennWells Books.

Mehra, R. K., Heidemann, R. A., Aziz, K., (1983). "An accelerated successive substitution algorithm". *The Canadian journal of chemical Engineering*, Vol.61, agosto 1983, p. 590-596.

Méndez, L. T. y Teyssier, S. J., (1979), *Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros*. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* 11(4): 21-33.

Metcalfe, R. S., Vogel, J. L., y Morris, R. W. (1988). "Compositional Gradients in the Anschutz Ranch East Field". *SPE*. doi:10.2118/14412-PA

Michelsen, L. M., (1979). "Calculation of Phase Envelopes and Critical Points for Multicomponent Mixtures" *Fluid Phase Equilibria* 4: 1-10.

Michelsen, L. M., (1982) "The Isothermal Flash Problem. Part I. Stability" *Fluid Phase Equilibria* 9, 1-19.

Michelsen, L. M., (1982) "The Isothermal Flash Problem. Part II. Phase-Split Calculation" *Fluid Phase Equilibria* 9, 21-40.

Michelsen, L. M., (1985). "Saturation Point Calculations" *Fluid Phase Equilibria*, 23, 181-192.

Montel y Gouel (1985). "Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column" Presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica anual de la SPE, en las Vegas, Nevada, EE.UU., SPE 14410.

Neveux, A. R., Sakthikumar, S., y Nolray, J. M. (1988). "Delineation and Evaluation of a North Sea Reservoir Containing Near-Critical Fluids". *SPE*. doi:10.2118/15856-PA

Nia, N. B., y Movagharnjad, K. (2007). "Prediction of heptane plus fraction molecular weight variation in hydrocarbon reservoirs", *Fluid Phase Equilibria*, 262(1), 174-179.

Nikpoor, M. H., (2014). "Modeling of Compositional Grading in Nonisothermal Petroleum Reservoirs" Tesis de Maestría, Canadá, Programa en Ingeniería Química y Petrolera, Universidad de Calgary.

Pádua, K. G. O., (1999). "Nonisothermal Gravitational Equilibrium Model". SPE Reservoir Eval. And Eng. 2. (2): 211.

Pedersen, K. S., y Lindeloff, N., (2003), "Simulations of Compositional Gradients in Hydrocarbon Reservoirs Under the Influence of Temperature Gradient", SPE paper 84364, Presentado en la Conferencia Técnica y Exhibición Anual en Denver Colorado, EE. UU., 5-8 Octubre.

Pedersen, K. S., y Hjermsstad, H. P., (2006), "Modeling of large hydrocarbon compositional gradient" SPE paper 101275, Presentado en la Conferencia y Exhibición Internacional de Abu Dhabi.

Pedersen, K. S., y Hjermsstad, H. P., (2015), "Modeling of Compositional Variation with Depth for Five North Sea Reservoirs", paper SPE 175085-MS Presentado en la Conferencia Técnica y Exhibición Anual de Houston Texas, EE. UU., 28-30 septiembre.

Petróleos Mexicanos, (2010), "Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos", México, Subdirección de Planeación y Evaluación.

Petróleos Mexicanos., (2013), "*Las Reservas de Hidrocarburos*", México.

Peneloux, A., Rauzy, E., y Freeze, R. (1982). "A Consistent Correction for Redlich-Kwong_Soave Volumes" *Fluid Phase Equilibria* 8, 7-23.

Peng, D., y Robinson, D., (1976a). "A New Two Constant Equation of State" *Industrial Engineering and Chemistry Fundamentals* 15, no. 1: 59–64.

Pérez H. J. L., Samaniego V. F., (1996). "Desarrollo de un Método para Estimar el Volumen Original de Aceite Volátil y los Parámetros del Acuífero Asociado" Tesis de Maestría, México, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Poling, B. E., Reid, R. C., Prausnitz, J. M., O'Connell, J. P., (2000): *The Properties of Gases and Liquids* McGraw Hill, Nueva York, EE. UU.

Rachford, H.H. y Rice, J.D., (1952). "Procedure for Use of Electrical Digital Computers in Calculating Flash Vaporization Hydrocarbon Equilibrium" *JPT* 19; *Trans., AIME*, 195.

Reid, R., J. M. Prausnitz, and T. Sherwood. (1987). *The Properties of Gases and Liquids*, 4th ed. New York: McGraw-Hill.

Reyes, G. D., (2012) "Termodinámica del comportamiento de fases PVT de fluidos de yacimientos petroleros", Tesis de Maestría, CDMX, México, Instituto de Investigaciones en Materiales, Posgrado en Ciencia e Ingeniería en Materiales, UNAM.

Riazi, M. R., y Daubert, T. E., (1980). "Simplify Property Predictions" *Hydro. Proc.*, 115-116.

Riazi, M. R., y Al-Sahhaf, T. A., (1996). "Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils" *Fluid Phase Equilibria* 117, 217-224.

Riemens, W. G., Schulte, A. M., y de Jong, L. N. J. (1988). "Birba Field PVT Variations Along the Hydrocarbon Column and Confirmatory Field Tests" SPE. doi:10.2118/13719-PA.

Rodriguez de la G. F., (2018), "Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos", México, Posgrado de Ingeniería, UNAM.

Sage, B.H. y Lecey, W.N., (1939), "Gravitational Concentration Gradients in Static Columns of Hydrocarbon Fluids", *Trans. AIME*, 132, 120-131.

Samaniego, V.F., Bashbush, J. L., León, G. A., y Corona B. A., Castillo, P. F., (2004),: "On the Validation of PVT Compositional Laboratory Experiments", SPE 91505, 2004.

Santos S. N., Cañas M. W. y Ortiz C. O., (2002). "Nuevo Algoritmo para el Cálculo del Gradiente Composicional No Isotérmico en Yacimientos de Petróleo. *El Reventón Energético*, 2 (2).

Schilthuis R. J., (1936), *Active Oil and Reservoir Energy*, *Trans, AIME*, 148, pág. 33-52.

Schulte, A. M. (1980). "Compositional Variations Within A Hydrocarbon Column Due To Gravity". SPE. doi:10.2118/9235-MS.

SPE, (2009), "Petroleum Resources Management System (PRMS)", EE UU.

SPE. (2011), "Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System", EE. UU.

Soreide, I., (1989). "Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids From a Cubic Equation of State". Tesis de Doctorado. Institute of Technology, Trondheim, Noruega.

Stryjek, R., y Vera, J. H., (1986). "PRSV: An Improvement Peng-Robinson Equation of State for Pure Compounds and Mixtures." *Canadian Journal of Chemical Engineering* 64: 323–333.

Tarek, A., (2006), *Reservoir Engineering Handbook*. Tercera edición, EUA, Gulf Professional Publishing.

Tarek, A., (2007), *Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling*. Tercera edición, Houston Tx., EUA, Gulf Publishing Company.

Securities and Exchange Commission, U.S. SEC, (2010), "Modernization of Oil and Gas Reporting, EE. UU.

Varotsis, N., Stewart G., Todd, A. C., (1986). "Phase Behavior of Systems Comprising North Sea Reservoir Fluids and Injection Gases." *Journal of Petroleum Technology*: 1221–1233.

Walsh, M. P., (1995), "A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations", *J Can. Pet. Tech.*, Vol. 34. No. 1 55-63.

Walsh, M. P., Ansah, J. y Raghavan, R. (1994), "The Generalized Material Balance as an Equation of Straight Line: Part 1 – Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoir", SPE 27684, presented in SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Texas, March 16-18.

Walsh, M. P., Ansah, J. y Raghavan, R. (1994), "The Generalized Material Balance as an Equation of Straight Line: Part 2 – Applications to Saturated and Non-Volumetric Reservoir", SPE 27728, presentado en la SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Texas, Marzo 16-18.

Whitson, C. H., (1983). "Characterizing Hydrocarbon-Plus Fractions." Society of Petroleum Engineers Journal 275: 683; AIME, 275.

Whitson, C. H. y Belery, P., (1994), "Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs", paper SPE 28000 presented at the University Of Tulsa/SPE Centennial Petroleum Engineering Symposium held in Tulsa.

Whitson, C.H. and Brulé, M.R. (2000), *Phase Behavior, Monograph Volume 20*, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE.

Whitson, C. H., Torp, S. B., "Evaluating Constant-Volume Depletion Data", SPE 10067.

Wilson, G. (1968) "A Modified Redlich-Kwong EOS, Application to General Physical Data Calculations." Paper 15C, presentado en la Convención Nacional Anual de AIChE, Cleveland, EE. UU.

Wu, J. y Prausnitz, J.M., (1998). "Phase Equilibria for Systems Containing Hydrocarbons, Water, and Salt: An Extended Peng-Robinson Equation of State". Ind. Eng. Chem. Res. 37: 1634-1643.

APÉNDICE A

ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG-ROBINSON (EDE PR)

El comportamiento volumétrico y de fase de los fluidos contenidos en un yacimiento petrolero, es determinado mediante una EDE, la cual, relaciona presión, temperatura, volumen y composición. Tarek (2007).

Una revisión en los avances y desarrollos de la EDE, coloca a las ecuaciones propuestas por Peng-Robinson y por Redlich-Kwong modificada por Soave, como las más utilizadas en aplicaciones de ingeniería petrolera, sin embargo, como lo mencionan Wu y Prausnitz (1998), la EDE propuesta por Peng y Robinson (1976) tiene un balance óptimo de los términos de atracción y repulsión, tal que la suma de ellos brinda una representación extraordinariamente cercana de las propiedades termodinámicas de un gran número de componentes puros y sus mezclas. Adicionalmente es la que ha reportado mejores predicciones de datos de equilibrio, densidades de líquidos y otras propiedades de los fluidos principalmente en la vecindad de la región crítica. La EDE se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a \alpha(T)}{V(V + b) - b(V - b)}, \quad \dots (A.1)$$

donde a es el parámetro de atracción y repulsión y b es el parámetro relacionado al volumen del recipiente que contiene al fluido, $\alpha(T)$ es el factor adimensional que convierte a la temperatura reducida (T_r) en uno, es decir $\alpha(T_r) = 1$, cuando $T/T_c = 1$; p , es la presión del sistema en lb/pg^2 , T es la temperatura del sistema en $^{\circ}\text{R}$, V es el volumen en pc/mol , y R es la constante universal de los gases, siendo esta $10.73159 \text{ lb/pg}^2\text{-pc/lb-mol-}^{\circ}\text{R}$, en unidades consistentes.

Para determinar las constantes, a y b , de cualquier sustancia pura en la EDE de PR, se tiene que:

$$a_i = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{p_{ci}}, \quad \dots (A.2)$$

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{p_{ci}}, \quad \dots (A.3)$$

donde:

$$\Omega_a = 0.45724$$

$$\Omega_b = 0.07780$$

El parámetro α , se calcula de la siguiente manera:

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2, \quad \dots (A.4)$$

donde:

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.2699\omega^2, \quad \dots (A.5)$$

Peng y Robinson modificaron la expresión m , para componentes pesados con factores acéntricos (ω) mayores a 0.49, de la siguiente manera:

$$m = 0.379642 + 1.48503\omega - 0.1644\omega^2 + 0.016667\omega^3, \quad \dots (A.6)$$

Arreglando la Ec. A.1, para el factor de compresibilidad Z , se tiene que:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad \dots (A.7)$$

donde A y B , están definidas para mezclas de hidrocarburos con las siguientes ecuaciones:

$$A = \frac{(\sum_i^n a_m) * p}{(RT)^2}, \quad \dots (A.8)$$

$$B = \frac{(\sum_i^n b_m) * p}{RT}, \quad \dots (A.9)$$

donde n , es el número de componentes y a_m y b_m , para un componente de la fase líquida (x_i), se definen como:

$$a_m = \sum_i \sum_j [x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})], \quad \dots (A.10)$$

$$b_m = \sum_i [x_i b_i], \quad \dots (A.11)$$

El parámetro k_{ij} , es determinado empíricamente y es llamado coeficiente de interacción binario (CIB), y es utilizado para caracterizar mezclas de hidrocarburos, Tarek (2007).

Estos CIB, son usados para modelar la interacción molecular a través de un ajuste empírico del término $(\alpha\alpha)_m$, dependiente de la diferencia en el tamaño molecular de los componentes del sistema binario, en el cual se tienen las siguientes propiedades:

- La interacción entre componentes hidrocarburos incrementa conforme la diferencia relativa entre los pesos moleculares aumenta:

$$k_{i,j+1} > k_{i,j}$$

- Los componentes hidrocarburos con el mismo peso molecular tienen CIB igual a cero:

$$k_{i,j} = 0$$

- La matriz de CIB es simétrica:

$$k_{i,j} = k_{j,i}$$

La **Tabla A-1**, muestra los pares binarios de los componentes i y j , $k_{i,j}$, utilizados en la EDE de PR.

Tabla A-1. Coeficiente de interacción binario para la Ecuación de Estado de Peng-Robinson.

	CO ₂	N ₂	H ₂ S	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀
CO ₂	0	0	0.135	0.105	0.13	0.125	0.12	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115
N ₂		0	0.13	0.025	0.01	0.09	0.095	0.095	0.1	0.1	0.11	0.115	0.12	0.12	0.125
H ₂ S			0	0.07	0.085	0.08	0.075	0.075	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.055
C ₁				0	0.005	0.01	0.035	0.025	0.05	0.03	0.03	0.035	0.04	0.04	0.045
C ₂					0	0.005	0.005	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
C ₃						0	0	0	0.015	0.015	0.01	0.005	0.005	0.005	0.005
i-C ₄							0	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
n-C ₄								0	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
i-C ₅									0	0	0	0	0	0	0
n-C ₅										0	0	0	0	0	0
C ₆											0	0	0	0	0
C ₇												0	0	0	0
C ₈													0	0	0
C ₉														0	0
C ₁₀															0

Al ser una ecuación de tercer grado, la Ec. A.7, tiene sólo una raíz real y dos imaginarias en la región de una fase, y tres raíces reales en la región de dos fases. En este último el caso, se tomará la raíz positiva con el valor más alto como la correspondiente a la fase vapor y la raíz positiva con el valor más bajo como la correspondiente a la fase líquida, la raíz con el valor medio no tiene significado físico alguno.

Desde que comenzó a usarse la EDE de PR, diversos autores han realizado modificaciones para mejorar las predicciones de propiedades volumétricas y de fase de la ecuación.

A.1. Comportamiento volumétrico y de fase del fluido

Mientras se recuperan hidrocarburos del yacimiento, la presión del yacimiento disminuye y la mezcla de hidrocarburos, aún presente en el yacimiento, cambia en composición, por lo tanto, su envolvente de fases cambia, y también sus propiedades volumétricas. Ya que los cambios dentro del yacimiento son muy lentos, es válido considerar que todas las fases, en cualquier punto del yacimiento, coexisten en equilibrio, y entonces el problema se reduce básicamente a determinar las condiciones de equilibrio para un sistema multicomponente.

A.1.1. Comportamiento volumétrico

La EDE presenta deficiencias en los cálculos del comportamiento volumétrico del fluido. Peneloux *et al.* (1982), fueron los primeros en darse cuenta de esta deficiencia e integraron un tercer parámetro a la EDE de SRK, el cual mejora la capacidad volumétrica de la EDE, sin afectar los cálculos de equilibrio líquido-vapor.

Jhaveri y Youngren (1988) retomaron los trabajos de Peneloux *et al.*, y los ajustaron para la EDE de PR, llegando a la conclusión de que las EDE de dos parámetros arrojan resultados bastante acertados sobre el equilibrio líquido/vapor, no así en las predicciones volumétricas de la mezcla, situación que se corrige mediante la introducción de un tercer parámetro a la EDE, el cual los autores nombraron como c_i , y al igual que en los trabajos de Peneloux *et al.*, este parámetro no altera las condiciones de equilibrio líquido/vapor, y depende del parámetro de repulsión de la EDE, b y del parámetro de traslación, s , el cual resulta negativo para hidrocarburos livianos y que es indicativo de que el volumen

calculado está subestimado y debe corregirse. Los volúmenes de fase corregidos de los hidrocarburos están dados por las siguientes expresiones:

$$V_{corr}^L = V^L - \sum_{i=1}^n x_i c_i, \quad \dots (A.12)$$

$$V_{corr}^v = V^v - \sum_{i=1}^n y_i c_i, \quad \dots (A.13)$$

$$c_i = s_i * b_i, \quad \dots (A.14)$$

donde V_{corr}^L y V_{corr}^v , son los volúmenes de la fase líquida y gas corregidas en [pc/mol], V^L y V^v , son los volúmenes de la fase líquida y gas sin corregir, en [pc/mol], b_i es el término de co-volumen en la EDE de PR, c_i es el tercer parámetro de la EDE o parámetro de traslación descrito como una relación adimensional, y el término s_i , es el parámetro de traslación, utilizado como variable de regresión y está definido para componentes livianos y no hidrocarburos, tal como lo muestra la **Tabla A-2**.

Tabla A-2. Parámetros de traslación de volumen para componentes menores a C₇.

Componente	s_i
N ₂	-0.1927
CO ₂	-0.0817
H ₂ S	-0.1288
C ₁	-0.1540
C ₂	-0.1002
C ₃	-0.0850
i-C ₄	-0.0794
n-C ₄	-0.0641
i-C ₅	-0.0435
n-C ₅	-0.0418
C ₆	-0.0148

Para caracterizar el parámetro de traslación para los pseudocomponentes que describen la fracción pesada, Aguilar y McCain (2002), correlacionaron s_i con el peso molecular mediante la siguiente función:

$$s_i = 1 - \frac{A_0}{M_i^{A_1}}, \quad \dots (A.15)$$

Ellos proponen los valores de A_0 y A_1 para los pseudocomponentes y dichos valores se relacionan con el peso molecular tal y como se muestra en la **Tabla A-3**.

Tabla A-3. Valores de A para pseudocomponentes, según el peso molecular.

Peso Molecular del pseudocomponente	A_0	A_1
$M < 90$	1.4	0.0685
$M \geq 90$	2.5	0.20

Una vez que se ha obtenido el volumen corregido, se actualizan los factores de compresibilidad del gas, y se calculan las densidades corregidas para ambas fases; adicionalmente se calcula la gravedad específica y los °API, recordando que este cálculo no afecta el comportamiento de fase del fluido.

A.1.2. Comportamiento de fase

La termodinámica ha sido usada durante mucho tiempo para investigar el equilibrio entre fluidos y reducir los criterios generales y leyes, a herramientas prácticas. Termodinámicamente hablando, cuando coexisten dos fases en equilibrio dentro de un sistema de un sólo componente, se tendrá que los subsistemas, en términos de la entropía, deben cumplir la siguiente condición.

$$dS_1(E_1, V_1, n_1) = dS_2(E_2, V_2, n_2), \quad \dots (A.16)$$

donde S , E , V , y n , es la entropía, energía, volumen y cantidad de sustancia del sistema respectivamente, y los subíndices indican la fase (1 o 2). La Ec. A.16, implica que al ser cifras que varían en forma independiente en las fases 1 y 2, el equilibrio se alcanza cuando:

$$T_1 = T_2, \quad p_1 = p_2, \quad \mu_1 = \mu_2, \quad \dots (A.17)$$

donde μ es el potencial químico de la fase, y está relacionado directamente con la energía libre de Gibbs, entonces se dice que: la energía libre de Gibbs de una mezcla homogénea de n componentes, a una presión y temperatura dada, es la medición de la transferencia con la que las partículas se mueven hacia otro subsistema sin que exista intercambio de materia entre estos.

Para una sustancia pura, el cambio del potencial químico está dado por la siguiente expresión.

$$d\mu_i = dg_i = -s_i dT + v_i dp, \quad \dots (A.18)$$

donde g , s y v es la energía molar de Gibbs, la entropía molar y el volumen molar respectivamente. Considerando un sistema a temperatura constante y resolviendo la ecuación la Ec. A.18, se obtiene:

$$\left(\frac{\partial \mu_i}{\partial p}\right)_T = v_i, \quad \dots (A.19)$$

Sustituyendo el lado derecho de la Ec. A.19, por la ecuación de gases ideales, $pv_i = RT$, se obtiene:

$$\left(\frac{\partial \mu_i}{\partial p}\right)_T = \frac{RT}{p}, \quad \dots (A.20)$$

Integrando la ecuación anterior se llega a:

$$\mu_i - \mu_i^0 = RT \ln\left(\frac{p}{p^0}\right), \quad \dots (A.21)$$

La Ec. A.21, expresa el cambio en el potencial químico para un gas ideal cuando la presión cambia de una presión de referencia, p^0 , a una presión p , a temperatura constante.

Lewis introdujo el término de fugacidad como una presión corregida en función de " f ", y es una medición de la energía molar de Gibbs, aplicada a un gas real, de manera que la Ec. A.21, se expresa de la siguiente forma:

$$\mu_i - \mu_i^0 = RT \ln\left(\frac{f_i}{f_i^0}\right), \quad \dots (A.22)$$

donde, μ_i^0 y f_i^0 es el potencial químico y la fugacidad de referencia del componente i , respectivamente.

Whitson (2000) menciona que el equilibrio termodinámico de las fases se calcula con una EDE, al satisfacer la condición de equilibrio entre potenciales químicos de las fases

para cada componente ($\mu_i^L - \mu_i^V$), y el potencial químico suele expresarse en términos de la fugacidad, de manera que ($f_i^L - f_i^V$).

Para un gas ideal la fugacidad es igual a la presión, y la fugacidad de cada componente es igual a su presión parcial. De forma matemática, la fugacidad de un componente puro está definida por la siguiente expresión:

$$f^0 = p * \exp \left[\int_0^p \left(\frac{Z-1}{p} \right) dp \right], \quad \dots (A.23)$$

La relación entre fugacidad y presión es definida mediante el coeficiente de fugacidad, ϕ_i , y es obtenido de la Ec. A.24, de la siguiente manera:

$$\frac{f^0}{p} = \phi = \exp \left[\int_0^p \left(\frac{Z-1}{p} \right) dp \right], \quad \dots (A.24)$$

Peng y Robinson (1976) aplicaron la relación termodinámica, dada por la Ec. A.24, en la Ec. A.7, resultando en la siguiente expresión para un componente puro:

$$\ln \frac{f^0}{p} = \ln \phi = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z + (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad \dots (A.25)$$

Para un sistema multicomponente, el coeficiente de fugacidad es función de la presión del sistema, la fracción mol, así como la fugacidad del componente y se define como:

$$\phi_i^V = \frac{f_i^V}{py_i}, \quad \dots (A.26)$$

$$\phi_i^L = \frac{f_i^L}{px_i}, \quad \dots (A.27)$$

donde f_i es la fugacidad de cada componente en la fase líquida (L) o vapor (V), p , es la presión del sistema, x_i , y y_i , es el porcentaje molar del componente i , en la fase líquida o vapor, respectivamente.

Reid *et al.* (1987), definieron el coeficiente de fugacidad del componente i , en una mezcla de hidrocarburos de la siguiente forma:

$$\ln \phi_i = \ln \frac{f_i}{y_i p} = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left(\frac{\partial p}{\partial n_i} - \frac{RT}{V} \right) dV - \ln Z, \quad \dots (A.28)$$

donde V es el volumen total, n_i es el número de moles del componente i y Z , es el factor de compresibilidad de la mezcla dado por:

$$Z = \frac{pV}{nRT}, \quad \dots (A.29)$$

La relación termodinámica, dada por la Ec. A.28, aplicada a la Ec. A.7, resulta en la siguiente expresión para una mezcla de hidrocarburos para la fase vapor:

$$\ln \phi_i^V = \ln \frac{f_i^V}{y_i p} = \frac{b_i(Z^V - 1)}{\sum B_i} - \ln(Z^V - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\Psi_i}{\sum A_i} - \frac{b_i}{\sum B_i} \right] \ln \left[\frac{Z^V + (1 + \sqrt{2})B}{Z^V + (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad \dots (A.30)$$

donde:

$$\Psi_i = \sum_j [y_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})], \quad \dots (A.31)$$

Para la fase líquida, la fugacidad se define de la siguiente forma:

$$\ln \phi_i^L = \ln \frac{f_i^L}{x_i p} = \frac{b_i(Z^L - 1)}{\sum B_i} - \ln(Z^L - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\Psi_i}{\sum A_i} - \frac{b_i}{\sum B_i} \right] \ln \left[\frac{Z^L + (1 + \sqrt{2})B}{Z^L + (1 - \sqrt{2})B} \right], \quad \dots (A.32)$$

donde:

$$\Psi_i = \sum_j [x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})], \quad \dots (A.33)$$

APÉNDICE B

CARACTERIZACIÓN DE LA FRACCIÓN PESADA

Las inconsistencias que puede provocar el manejo de la fracción pesada como componente puro son minimizadas sustancialmente mediante una correcta caracterización de dicha fracción, la cual consiste en la separación y posterior agrupamiento en un número de pseudocomponentes más manejable dentro de la EDE y de esta manera, utilizar las correlaciones disponibles para obtener sus propiedades.

Una de las maneras más eficientes para el desagrupamiento de la fracción pesada es la desarrollada por Whitson (1983), en la cual propone una función gamma de probabilidad, en donde los parámetros α , β y η , definen la distribución mediante una función acumulada de probabilidad, que logra dividir la fracción C_{n+} en grupos de carbones sencillos (GCS), en donde los límites son estimados a partir del peso molecular y de la fracción C_{7+} obtenidos del reporte PVT.

La función gamma de probabilidad de tres parámetros para describir la distribución molar se define de la siguiente manera:

$$P(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} * \exp\left(-\frac{M-\eta}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha} * \Gamma(\alpha)}, \quad \dots (B.1)$$

donde:

$$\beta = \frac{M_{C_{n+}} - \eta}{\alpha}, \quad \dots (B.2)$$

El parámetro η es obtenido a partir del peso molecular del componente menor a la fracción agrupada, es decir, si el pseudocomponente de la fracción agrupada es C_{7+} , entonces η es igual al peso molecular del hexano (M_{C6}). En la literatura se encuentran algunas propiedades físicas generalizadas para un GCS.

Por otro lado el autor recomienda utilizar α igual a uno, lo cual convierte la función de probabilidad, en una función exponencial, y la función gamma de probabilidad evaluada

en uno, se convierte entonces en $\Gamma(1) = 1$, lo que simplifica a las Ecs. B.1 y B.2, respectivamente, en las siguientes expresiones:

$$P(M) = \frac{\exp\left(-\frac{M-\Omega}{\beta}\right)}{\beta}, \quad \dots (B.3)$$

$$\beta = M_{C_{n+}} - \Omega, \quad \dots (B.4)$$

donde β , se ajusta a toda la extensión de carbonos sencillos, lo cual mantiene al peso molecular de la fracción pesada. Arreglando la ecuación se tiene que:

$$P(M) = \frac{\exp\left(\frac{\Omega}{\beta}\right)}{\beta} * \exp\left(-\frac{M}{\beta}\right), \quad \dots (B.5)$$

Por otro lado, la frecuencia acumulativa de ocurrencia, f_i , para el grupo de carbonos sencillos tiene sus fronteras en los pesos moleculares entre M_{i-1} y M_i , de tal forma que:

$$f_i = \int_{M_{i-1}}^{M_i} P(M)dM = P(M_i) - P(M_{i-1}), \quad \dots (B.6)$$

Sustituyendo la Ec. B.5 en la B.6 e integrando resulta:

$$f_i = -\exp\left(\frac{\Omega}{\beta}\right) * \left[\exp\left(-\frac{M_i}{\beta}\right) - \exp\left(-\frac{M_{i-1}}{\beta}\right) \right], \quad \dots (B.7)$$

Para el cálculo de la fracción molar de cada grupo de carbonos sencillos, se multiplica la frecuencia acumulada de ocurrencia por el pseudocomponente de la fracción pesada, C_{n+} .

$$z_i = f_i * z_{C_{n+}}, \quad \dots (B.8)$$

El autor recomienda que se calcule la composición hasta un grupo de 45 carbonos sencillos. Se calcula la composición hasta C_{44} , y la última fracción será ahora considerada como la fracción C_{45+} , o el residuo, expresada en la Ec. B.9.

$$z_{C_{45+}} = z_{C_{n+}} - \sum_{i=n+}^{nc-1} z_i, \quad \dots (B.9)$$

donde nc es el número de componentes en los que se dividió la fracción pesada (45), $n+$ es el número de la fracción agrupada que se está separando en el grupo de carbones sencillos (suele ser C_{7+}). Una vez separada la fracción molar en GCS, se obtienen sus propiedades físicas generalizadas, como son el peso molecular, la gravedad específica y la temperatura de ebullición.

El peso molecular de esta nueva fracción agrupada $M_{C_{45+}}$ se calcula de la siguiente forma:

$$M_{C_{45+}} = \frac{z_{C_{n+}} M_{C_{n+}} - \sum_{i=n+}^{nc-1} z_i M_i}{z_{C_{45+}}}, \quad \dots (B.10)$$

Para el cálculo de la gravedad específica, γ_i , de cada componente se recurre a la siguiente expresión:

$$\gamma_i = 6.0108 \left(\frac{M_i^{0.17947}}{K_w^{1.18241}} \right), \quad \dots (B.11)$$

donde K_w , es el factor de caracterización de Watson y es expresado como:

$$K_w = \left[\frac{\varepsilon * \gamma_{C_{n+}}}{z_{C_{n+}} * M_{C_{n+}}} \right]^{-0.84573}, \quad \dots (B.12)$$

Y la constante ε , se define como:

$$\varepsilon = \sum_{i=n}^{45} [4.5579 * M_i^{0.15178}]^{(-1/0.84573)} * z_i M_i, \quad \dots (B.13)$$

En caso de que no se cuente con las propiedades críticas, y factor acéntrico del grupo de carbones sencillos, Al-Meshari (2006) recomienda las correlaciones de Riazi-Daubert (1980) para las propiedades críticas (p_c, T_c, v_c) y Kesler-Lee (1976) tanto para las propiedades críticas (p_c, T_c), como para el factor acéntrico (ω), a continuación se enlistan las ecuaciones de dichos autores.

- Riazi-Daubert.

$$P_{ci} = (3.12281 \times 10^9) * T_{bi}^{-2.3125} * \gamma_i^{2.3201}, \quad \dots (B.14)$$

- Kesler-Lee.

$$\ln P_c = 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma} - \left[\left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma} + \frac{0.11857}{\gamma^2} \right) x 10^3 \right] T_b$$

$$+ \left[\left(1.4685 + \frac{3.648}{\gamma} + \frac{0.47227}{\gamma^2} \right) x 10^{-7} \right] T_b^2 - \left[\left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma^2} \right) * 10^{-10} \right] T_b^3,$$

... (A.15)

- Riazi-Daubert.

$$T_{ci} = 24.2787 * T_{bi}^{0.58848} * \gamma_i^{0.3596}, \quad \dots (B.16)$$

- Kesler-Lee.

$$T_{ci} = 341.7 + 811\gamma_i + (0.4244 + 0.1174 * \gamma_i)T_{bi} + \frac{(0.4669 - 3.2623\gamma) * 10^5}{T_{bi}}, \quad \dots (B.17)$$

Para el factor acéntrico, Kesler y Lee, desarrollaron una ecuación que utiliza el factor de caracterización de Watson y la temperatura de ebullición reducida (T_{br}), como parámetros de correlación y que está expresada en la Ec. B.18, y la Ec. B.19.

- $T_{br} > 0.8$

$$\omega_i = -7.904 + 0.1352K_w - 0.007456(K_w)^2 + 8.359T_{bri} + \frac{1.408 - 0.01063K_w}{T_{bri}}, \quad \dots (B.18)$$

- $T_{br} < 0.8$

$$\omega_i = \frac{-\ln\left(\frac{p_{ci}}{14.7}\right) - 5.92714 + \frac{6.09648}{T_{bri}} + 1.28862 \ln T_{bri} - 0.169347 * T_{bri}^6}{15.2518 - \frac{15.6875}{T_{bri}} - 13.4721 \ln(T_{bri}) + 0.43577 * T_{bri}^6}, \quad \dots (B.19)$$

donde T_{bri} , se define como:

$$T_{bri} = \frac{T_{bi}}{T_{ci}}, \quad \dots (B.20)$$

Para el cálculo del volumen crítico se usa la ecuación desarrollada por Riazi-Daubert, que utiliza la temperatura de ebullición y la gravedad específica, o se puede usar la

correlación de Hall-Yarborough (1971) que utiliza el peso molecular y la gravedad específica.

- Riazi-Daubert.

$$v_{ci} = (7.0434 \times 10^{-7}) T_{bi}^{2.3829} * \gamma_i^{-1.683}, \quad \dots (B.21)$$

- Hall-Yarborough.

$$v_{ci} = \frac{0.025 M_i^{1.15}}{\gamma_i^{0.7935}}, \quad \dots (B.22)$$

Para el cálculo de la temperatura de ebullición (T_b) de la fracción C_{45+} , Soreide (1989), desarrolló a partir del peso molecular y la gravedad específica de la fracción pesada de 68 muestras de yacimientos, una expresión para el cálculo de la temperatura de ebullición, la cual se expresa de la siguiente forma:

$$T_{bi} = 1928.3 - \left[\frac{(1.695 \times 10^5) * \gamma_i^{3.266}}{M_i^{0.03522}} \right] * \exp[(-4.922 \times 10^{-3}) M_i - 4.7685 \gamma_i + (3.462 \times 10^{-3}) M_i \gamma_i], \quad \dots (B.23)$$

donde las unidades de temperatura T_c y T_b tienen unidades de °R, la presión crítica, unidades de lb/pg², el factor acéntrico es adimensional y el volumen crítico se encuentra en unidades de pc/lb-mol; para obtener la expresión de volumen crítico en unidades de pc/lb se debe dividir entre el peso molecular M_i .

Para continuar con la caracterización de la fracción pesada, el grupo de carbonos sencillos debe ser reagrupado en grupos de carbonos múltiples (GCM) o pseudocomponentes, para fines de simulación de yacimientos, con esto se busca reducir el tiempo computacional invertido en los cálculos inherentes a la EDE; es obvio que al momento de agrupar estos componentes, se pierde precisión en los cálculos ya que no se consideran las propiedades críticas, factor acéntrico y los coeficientes de interacción binario de los componentes puros, sin embargo, diversos autores han desarrollado formas de reagrupar los componentes, de manera que los fluidos puedan ser representados de manera correcta, con la menor cantidad de pseudocomponentes posible.

El efecto de agrupamiento tiene una fuerte influencia en el cálculo del punto crítico del fluido, pues este llega a cambiar significativamente usando diferentes esquemas de agrupamiento, pues un fluido puede llegar a cambiar de una presión de rocío para un gas retrogrado a una presión de burbuja para un aceite.

Aguilar y McCain (2002), propusieron un esquema de agrupamiento con base en estudios empíricos que arrojaron buenos resultados en la agrupación de la fracción C_{n+} , y que separa en dos al GCM (GCM1 y GCM2). Para conocer qué porcentaje molar corresponde a cada GCM, realizaron un estudio en el cual, la fracción pesada fue distribuida en diferentes proporciones entre los dos grupos, para encontrar la distribución que arrojara la mínima desviación entre los cálculos y los datos medidos experimentalmente para fluidos de composición variable; observaron una tendencia en la fracción mol asignada al GCM2 dependiente del porcentaje molar de la fracción C_{n+} , y establecieron la siguiente correlación para determinar el porcentaje mol que debe ser asignado al GCM2 para tener un buen ajuste de los datos volumétricos.

$$z_{GCM2} = \frac{0.028686608}{1 + 335.91986 * e^{(-56.345274 * z_{C7+})}}, \quad \dots (B.24)$$

El porcentaje mol del GCM1 resulta ser entonces, la diferencia entre la fracción C_{n+} , y el porcentaje mol asignado a GCM2, expresado de la siguiente forma:

$$z_{GCM1} = z_{Cn+} - z_{GCM2}, \quad \dots (B.25)$$

Los autores señalan que, en algunas ocasiones, separar la fracción del GCM1 en dos grupos, GCM1a y GCM1b, mejora considerablemente los datos volumétricos y esa distribución se realiza de la siguiente manera:

En aceites volátiles:

$$GCM1 = \begin{cases} 40\% \text{ para GCM1a} \\ 60\% \text{ para GCM1b} \end{cases}$$

En un gas y condensado:

$$GCM1 = \begin{cases} 95\% \text{ para GCM1a} \\ 5\% \text{ para GCM1b} \end{cases}$$

El GCM2, permanece constante para ambos casos.

Para obtener el comportamiento de fase y volumétrico de la mezcla mediante una EDE, es necesario conocer las propiedades críticas y factor acéntrico de los GCM o pseudocomponentes en los cuales fue distribuida la fracción C_{n+} .

Hay diversas formas de obtener una muestra de las propiedades, y en todas se obtienen diferentes resultados, sin embargo, el cálculo correcto de estas es tan importante como los esquemas de agrupamiento; para obtener una mejor aproximación del comportamiento de fase de la mezcla, Hong (1982) utilizó una fracción peso normalizada para determinar las propiedades de la fracción agrupada a partir de las propiedades de cada componente puro. Para describir este comportamiento utilizando la EDE de PR, es necesario obtener las siguientes propiedades para cada esquema agrupado a utilizar.

$$P_{cL} = \sum_{i \in L}^L w_i^* P_{ci}, \quad \dots (B.26)$$

$$T_{cL} = \sum_{i \in L}^L w_i^* T_{ci}, \quad \dots (B.27)$$

$$\omega_{cL} = \sum_{i \in L}^L w_i^* \omega_{ci}, \quad \dots (B.28)$$

$$k_{ijL} = 1 - \sum_{i \in L}^L \sum_{j \in L}^L w_i^* w_j^* (1 - k_{ij}), \quad \dots (B.29)$$

donde w_i^* , es la fracción peso normalizada y se define como:

$$w_i^* = \frac{z_i * M_i}{\sum_{i \in L}^L z_i * M_i}, \quad \dots (B.30)$$

Otro parámetro que considerar y que impacta de manera considerable los cálculos de la EDE, son los CIB, los cuales son determinados empíricamente y utilizados para modelar la interacción molecular formada por un componente i y otro j . Los CIB, son dependientes del tamaño molecular de los componentes, además de tener ciertas propiedades. Algunos autores sugieren que no es necesario el uso de CIB para sistemas hidrocarburos, pues

para la mayoría de los pares hidrocarburo/hidrocarburo, $k_{ij} = 0$, excepto el de los pares hidrocarburos C_1/C_{7+} , y el de los pares de no hidrocarburos/hidrocarburos, N_2/C_i y CO_2/C_i , donde N_2 se refiere al nitrógeno, y CO_2 al dióxido de carbono.

Varotsis *et al.* (1986), diseñaron un sistema experimental para determinar el comportamiento de fase en sistemas hidrocarburos sometidos a inyección de gas. Estos experimentos simularon la transferencia de masa, entre un sistema de inyección de gas y el aceite del yacimiento. Para ver el comportamiento de fase bajo este esquema se utilizó una EDE capaz de manejar mezclas con alto contenido de no hidrocarburos; esto llevo a revisar las discrepancias del cálculo realizado por la EDE y los experimentos, resultando en casos en los cuales los CIB en la descripción de la EDE eran las variables de mayor impacto. Para obtener una representación adecuada del equilibrio de fases, desarrollaron correlaciones generalizadas para los CIB, a partir de datos experimentales, entre N_2 /hidrocarburos, CO_2 /hidrocarburos y C_1 /hidrocarburos, para ser usados en la EDE de PR, de manera que las correlaciones quedaron de la siguiente forma:

$$k_{ij} = \partial_2 T_{rj}^2 + \partial_1 T_{rj} + \partial_0, \quad \dots (B.31)$$

donde i se refiere al componente principal ya sea N_2 , CO_2 , o C_1 , y j se refiere al otro par componente hidrocarburo. Los coeficientes ∂_2 , ∂_1 y ∂_0 , están relacionados con el factor acéntrico del par hidrocarburo j de la siguiente manera:

Para el par C_1/C_i :

$$\partial_0 = -0.01664 - 0.37283 \log(\omega_j) + 1.31757 [\log(\omega_j)]^2, \quad \dots (B.32)$$

$$\partial_1 = 0.48147 + 3.35342 \log(\omega_j) - 1.0783 [\log(\omega_j)]^2, \quad \dots (B.33)$$

$$\partial_2 = -0.4114 - 3.5072 \log(\omega_j) - 0.78798 [\log(\omega_j)]^2, \quad \dots (B.34)$$

Para el par N_2/C_i :

$$\partial_0 = 0.1751787 - 0.7043 \log(\omega_j) - 862066 [\log(\omega_j)]^2, \quad \dots (B.35)$$

$$\partial_1 = -0.584474 + 1.328 \log(\omega_j) + 2.035767 [\log(\omega_j)]^2, \quad \dots (B.36)$$

$$\partial_2 = 2.257079 + 7.869765 \log(\omega_j) + 13.50466 [\log(\omega_j)]^2 + 8.3864 [\log(\omega_j)]^3, \quad \dots (B.37)$$

Se sugiere la siguiente corrección por efecto de presión, p en lb/pg².

$$k'_{ij} = k_{ij}(1.04 - 4.2 * 10^{-5}p), \quad \dots (B.38)$$

Para el par CO_2/C_i :

$$\partial_0 = 0.4025635 + 0.1748921 \log(\omega_j), \quad \dots (B.39)$$

$$\partial_1 = -0.94812 - 0.6009864 \log(\omega_j), \quad \dots (B.40)$$

$$\partial_2 = 0.741843368 + 0.441775 \log(\omega_j), \quad \dots (B.41)$$

Se sugiere la siguiente corrección por efecto de presión, p en lb/pg².

$$k'_{ij} = k_{ij}(1.044269 - 4.375 * 10^{-5}p), \quad \dots (B.42)$$

APÉNDICE C

SIMULACIÓN DE EXPERIMENTOS PVT

C.1. Simulación del experimento de Expansión a Composición Constante (ECC)

Este experimento se lleva a cabo para cualquier fluido contenido en un yacimiento, con el objetivo de simular la relación presión/volumen de un sistema de hidrocarburos, partiendo de la presión inicial y llegando a una presión base, desarrollando los siguientes pasos:

Paso 1: Usando la composición de la mezcla y llevándola a la presión de saturación, calcular el volumen total que ocupa un mol (1 mol) del sistema hidrocarburo mediante la Ec. C.1. Este volumen corresponde al volumen de referencia del fluido (volumen a la presión de saturación).

$$V_{sat} = \frac{(1)ZRT}{p_{sat}}, \quad \dots (C.1)$$

Paso 2: Utilizar la presión de yacimiento, en donde hay una sola fase, y calcular Z^v o Z^L , según sea el caso. Con este parámetro determinar el volumen del fluido con la Ec. C.2, y el volumen relativo al volumen de saturación, ambos a cada etapa de presión elegida, Ec. C.3, hasta llegar a la presión de saturación, en donde el V_{rel} , será igual a uno.

$$V = \frac{(1)ZRT}{p}, \quad \dots (C.2)$$

$$V_{rel} = \frac{V}{V_{sat}}, \quad \dots (C.3)$$

Paso 3: Llevar la presión por debajo de la presión de saturación hasta presión atmosférica, y desarrollar los cálculos flash, para obtener los valores correctos de K_i , n_v , n_L , y_i , x_i , Z^v y Z^L . Ya que en este experimento no se extraen hidrocarburos de la celda, los moles originales ($n_i = 1$) y la composición permanecen constantes. Los volúmenes de líquido y gas, así como el volumen total, para cada etapa de presión por debajo de la presión de saturación se calculan de la siguiente forma:

$$V^v = \frac{(1)n_v Z^v RT}{p}, \quad \dots (C.4)$$

$$V^L = \frac{(1)n_L Z^L RT}{p}, \quad \dots (C.5)$$

$$V_T = V^v + V^L, \quad \dots (C.6)$$

Paso 4: Calcular el volumen relativo total usando la siguiente expresión:

$$V_{rel.total} = \frac{V_T}{V_{sat}}, \quad \dots (C.7)$$

La **Figura C-1**, muestra el diagrama de flujo utilizado para la simulación del experimento de expansión a composición constante.

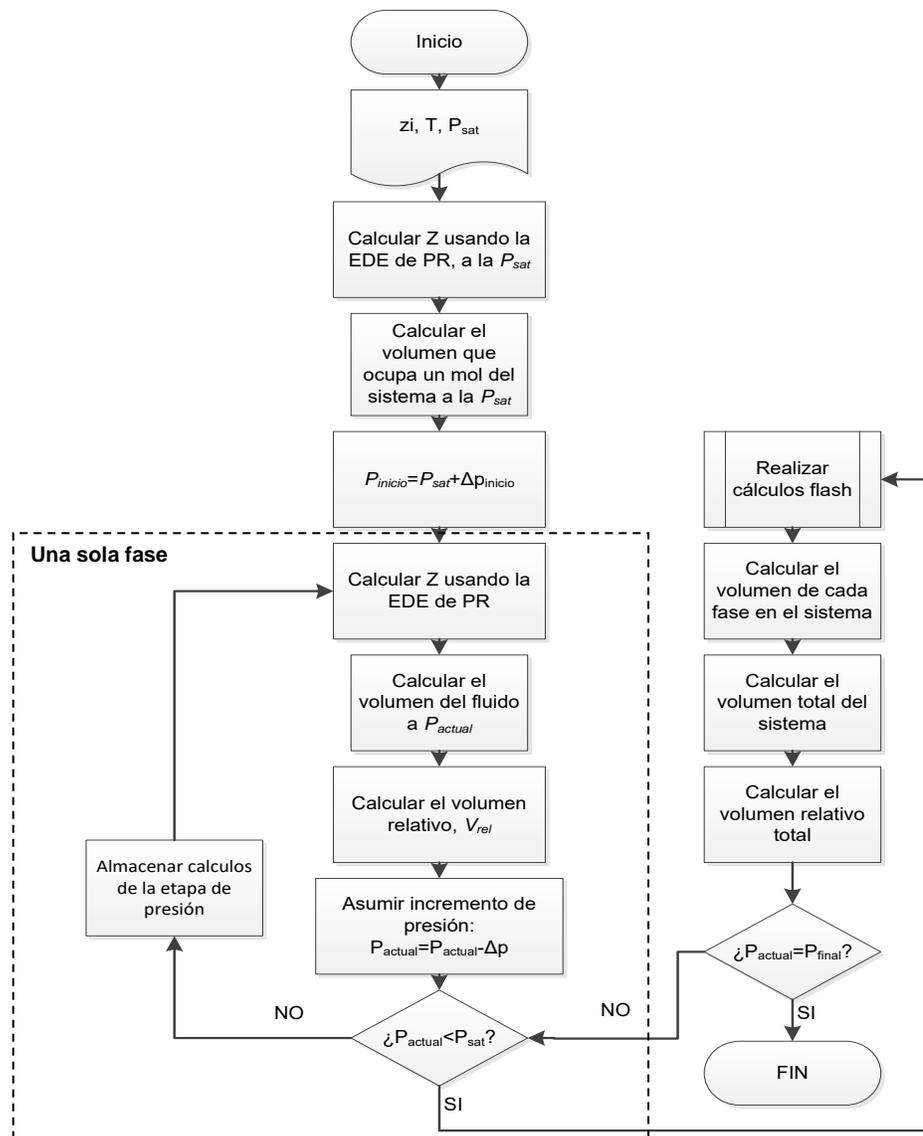


Figura C-1. Diagrama de flujo para simular el experimento de Expansión a Composición Constante.

C.2. Simulación del experimento de Separación Diferencial (SD)

Este experimento se lleva a cabo en muestras de aceite negro y aceite ligero, partiendo de la presión de burbuja y llegando a la presión atmosférica, con el objetivo de conocer las propiedades volumétricas de dichos aceites, para realizar cálculos de ingeniería de yacimientos, y para simularlo se llevan a cabo los siguientes pasos:

Paso 1: Partiendo de la presión de burbuja y la temperatura de yacimiento, calcular el volumen ocupado por un mol ($n_i = 1$) del sistema hidrocarburo, con composición original z_i , este volumen es calculado utilizando la Ec. C.1.

Paso 2: Reducir la presión a un valor predeterminado, por debajo de la presión de saturación, en el cual se presentan dos fases en el sistema, y desarrollar los cálculos flash para obtener los valores correctos de K_i , n_v , n_L , y_i , x_i , Z^v y Z^L ; en donde los moles de vapor y líquido a la presión predeterminada se calculan de la siguiente forma:

$$(n_v)_{actual} = n_i(n_v)_{calculado}, \quad \dots (C.8)$$

$$(n_L)_{actual} = n_i(n_L)_{calculado}, \quad \dots (C.9)$$

Paso 3: Calcular los volúmenes de las fases, tomando en cuenta los moles de vapor y líquido actuales, utilizando las siguientes ecuaciones para el vapor y el líquido respectivamente.

$$V^v = \frac{Z^v RT(n_v)_{actual}}{p}, \quad \dots (C.10)$$

$$V^L = \frac{Z^L RT(n_L)_{actual}}{p}, \quad \dots (C.11)$$

Paso 4: Determinar el volumen de gas en solución producido liberado a condiciones estándar, usando la Ec. C.12.

$$G_p = 379.4n_v, \quad \dots (C.12)$$

El gas total producido acumulado a cierto valor de presión, por debajo de la presión de saturación, es obtenido como la suma de todo el gas liberado desde la presión de saturación a dicho valor de presión, de manera que:

$$(G_p)_p = \sum_{psat}^p G_p, \quad \dots (C.13)$$

Paso 5: En el experimento de SD, se extrae todo el gas de la celda, por lo que la fracción mol y el número de moles del líquido remanentes en la celda ahora son la fracción mol total, y el número total de moles en la celda respectivamente; esto se expresa de manera matemática de la siguiente forma:

$$x_i = z_i$$

$$n_L = n_i$$

Paso 6: Reducir la presión y hacer uso de la nueva composición, repitiendo del **Paso 2** al **Paso 5**. Los cálculos se realizan secuencialmente hasta llegar a la presión y temperatura estándar, calculando el volumen residual del aceite usando la siguiente ecuación:

$$V_{c.e.} = \frac{Z^L RT_{c.e.} (n_L)_{actual}}{p_{c.e.}}, \quad \dots (C.14)$$

Calcular a la presión atmosférica, el total del volumen de gas producido acumulado, usando la Ec. C.15.

$$(G_p)_{Total} = \sum_{psat}^{14.7} G_p, \quad \dots (C.15)$$

Paso 7: Dividir los volúmenes calculados de aceite y gas producido por el $V_{c.e.}$, para obtener el B_{od} , y el R_{sd} , a todos los niveles de presión, utilizando las siguientes expresiones:

$$B_{od} = \frac{V^L}{V_{c.e.}}, \quad \dots (C.16)$$

$$R_{sd} = \frac{5.6146[(G_p)_{Total} - (G_p)_p]}{V_{c.e.}}, \quad \dots (C.17)$$

donde, el subíndice “d”, se refiere a los parámetros volumétricos de B_o y R_s , del experimento de separación diferencial. La **Figura C-2**, muestra el diagrama de flujo utilizado para la simulación del experimento de separación diferencial.

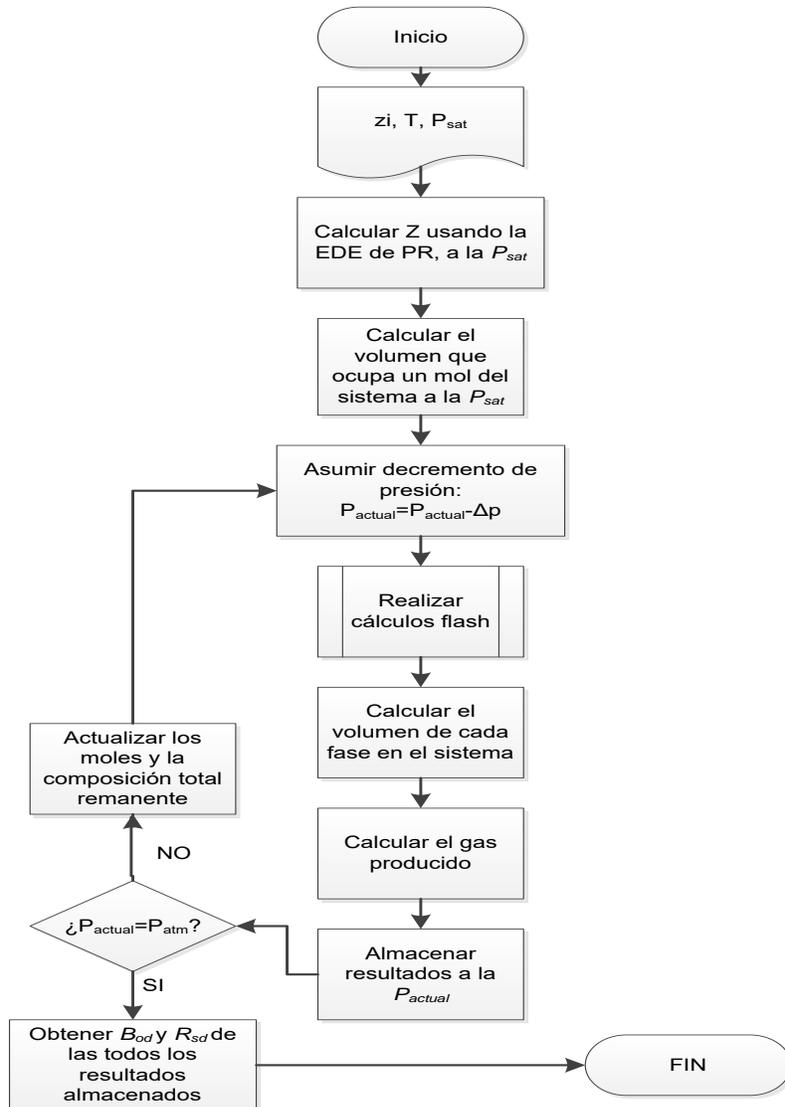


Figura C-2. Diagrama de flujo para simular el experimento de Separación Diferencial.

C.3. Simulación del experimento de Prueba de Separadores (PS)

Estas pruebas se llevan a cabo para todos los tipos de fluidos y sirven para determinar los cambios en el comportamiento volumétrico del sistema hidrocarburo que pasa por el o los separadores, y llega al tanque de almacenamiento. Uno de los objetivos de esta prueba reside es proporcionar valores volumétricos requeridos para diversos cálculos de

ingeniería de yacimientos en conjunto con las pruebas de SD. A continuación, se describen los pasos a seguir para simular el experimento:

Paso 1: Se lleva un mol del sistema hidrocarburo a presión de saturación y temperatura del yacimiento, y se calcula su volumen a esa presión, usando la Ec. C.1.

Paso 2: Una muestra del sistema hidrocarburo se lleva a condiciones de presión y temperatura de la etapa de separación correspondiente para realizar cálculos flash, y de esta manera obtener los valores de K_i , n_v , n_L , y_i , x_i , Z^v y Z^L , asignando los moles obtenidos de vapor y líquido $(n_v)_n$ y $(n_L)_n$.

Paso 3: En esta prueba se extrae del separador todo el gas producido, y se actualizan los moles y la composición del sistema hidrocarburo, de manera que, para cada nuevo set de presión y temperatura, la composición es la de líquido que deja el sistema anterior.

$$x_i = z_i$$

Los moles de vapor y líquido de los cálculos flash en el primer separador, $(n_v)_1$ y $(n_L)_1$, se calculan utilizando las siguientes expresiones:

$$(n_{v1})_a = (n)(n_v)_1 = (1)(n_v)_1 \quad \dots (C.18)$$

$$(n_{L1})_a = (n)(n_L)_1 = (1)(n_L)_1$$

donde $(n_{L1})_a$ y $(n_{v1})_a$, es el número actual de moles de líquido y vapor dejando el primer separador.

Para el segundo separador, también se calculan los moles de vapor y líquido provenientes de los cálculos flash de estos sistemas de la siguiente forma:

$$(n_{v2})_a = (n)(n_v)_1(n_v)_2 = (1)(n_v)_1(n_v)_2 \quad \dots (C.19)$$

$$(n_{L2})_a = (n)(n_L)_1(n_L)_2 = (1)(n_L)_1(n_L)_2$$

donde $(n_{L2})_a$ y $(n_{v2})_a$, es el número actual de moles de líquido y vapor dejando el segundo separador.

Repetir el paso 3, tantas veces sea necesario hasta llegar a las condiciones de presión y temperatura del tanque de almacenamiento, en donde el número total de moles de gas liberado en todas las etapas es calculado con la Ec. C.20.

$$(n_{vt})_a = \sum_{i=1}^N (n_{va})_i = (n_v)_1 + (n_L)_1 (n_v)_2 + (n_L)_1 (n_L)_2 (n_v)_3 + \dots + (n_L)_1 \dots (n_L)_{n-1} (n_v)_n, \dots (C.20)$$

Paso 4: Calcular el volumen de gas disuelto producido a condiciones estándar (pc/mol) para cada etapa, y el volumen de aceite ocupado por los moles de líquido, utilizando las Ecs. C.21 y C.22, respectivamente.

$$V^v = 379.4(n_{vn})_a, \dots (C.21)$$

$$V^L = \frac{Z^L RT(n_L)_a}{p}, \dots (C.22)$$

Paso 5: Calcular la gravedad específica de las fases en cualquier etapa utilizando las Ecs. C.23 y C.24.

$$\gamma_{aceite} = \frac{453.5937 n_L M_{a\text{aceite}}}{28316.8 V^L}, \dots (C.23)$$

$$\gamma_{gas} = \frac{M_{a\text{gas}}}{28.964}, \dots (C.24)$$

Paso 6: Alcanzadas las condiciones del tanque de almacenamiento, calcular el factor de volumen del aceite y la relación de solubilidad de gas en el aceite, utilizando las siguientes expresiones:

$$B_{of} = \frac{M_a * \rho_{oTA}}{n_{LTA} * M_{aTA} * \rho_o}, \dots (C.25)$$

$$R_{sf} = \frac{5.6146 * 379.4 * n_{vta} * \rho_{oTA}}{n_{LTA} * M_{aTA}}, \dots (C.26)$$

donde, el subíndice “f”, se refiere a los parámetros volumétricos de B_o y R_s , de la prueba de separación, también conocida como prueba flash. La **Figura C-3**, muestra el diagrama de flujo utilizado para la simulación del experimento de separación diferencial.

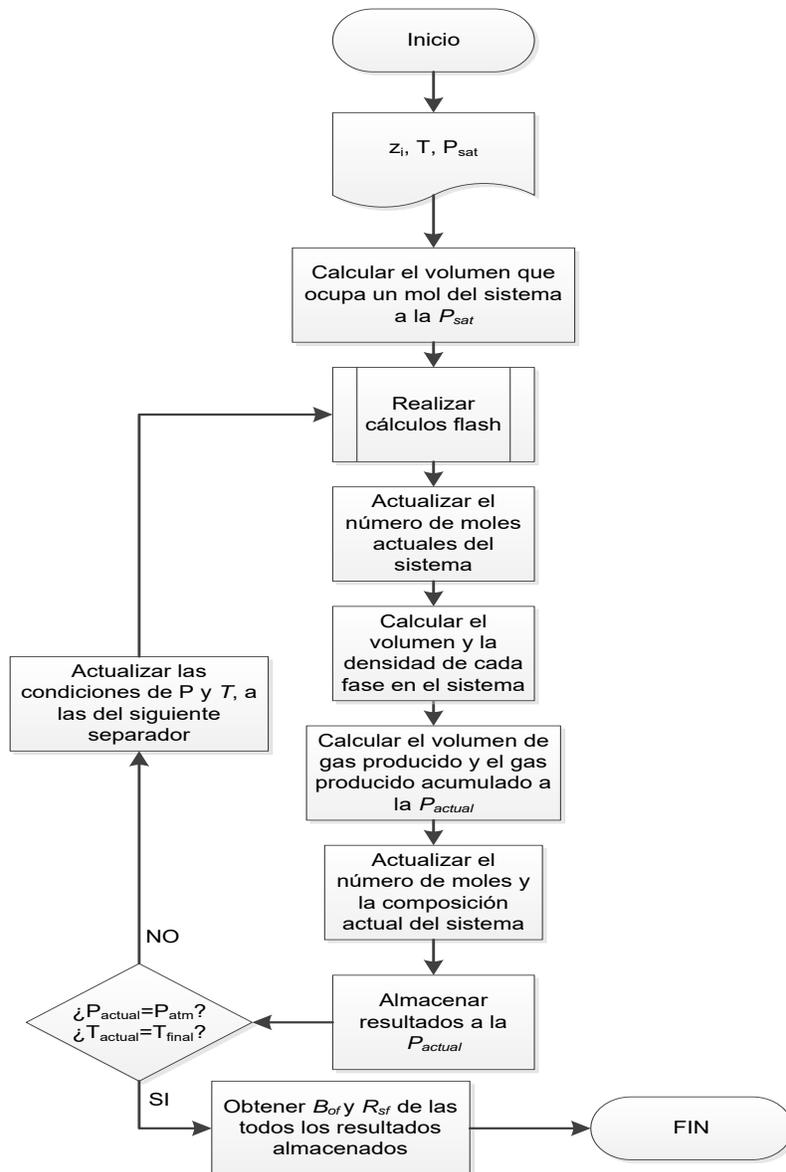


Figura C-3. Diagrama de flujo para simular el experimento de Prueba de Separadores.

C.4. Simulación del experimento de Agotamiento a Volumen Constante (AVC)

Esta prueba es realizada para fluidos composicionales, tales como el aceite volátil y el gas y condensado, y de esta prueba se obtienen estudios confiables del comportamiento del sistema hidrocarburo en el yacimiento, ya que simula la forma en la cual se producen los fluidos del yacimiento. Otro de sus objetivos es conocer los cambios en la composición de la fase líquida y la fase gaseosa durante el agotamiento de presión, la recuperación de los hidrocarburos originales in situ, y para sistemas de gas y condensado: la acumulación

del condensado retrógrado, es decir, la saturación de líquido inmóvil que quedaría en el yacimiento. Para simular el experimento, se deben llevar a cabo los siguientes pasos:

Paso 1: Asumir que el sistema hidrocarburo de composición z_i ocupa un volumen inicial de un pie cúbico a la temperatura de yacimiento y presión de saturación, dependiendo del fluido que se está simulando (líquido o vapor).

Paso 2: Calcular el factor de compresibilidad Z , usando la EDE.

Paso 3: Calcular los moles iniciales del sistema ya sea vapor o líquido utilizando las siguientes expresiones, según sea el caso.

$$n_i = \frac{(1)p_d}{Z^v_{rocío}RT}, \quad \dots (C.27)$$

$$n_i = \frac{(1)p_b}{Z^L_{burbuja}RT}, \quad \dots (C.28)$$

Paso 4: Al reducir la presión por debajo de la presión de saturación se presentarán dos fases; realizar los cálculos flash, para obtener los valores de K_i , n_v , n_L , y_i , x_i , Z^v y Z^L ; debido a que para estos cálculos se asume que el total de moles es igual a uno, se deben de calcular los moles actuales de las fases vapor y líquido usando las Ecs. C.8 y C.9, respectivamente.

Paso 5: Calcular el volumen de cada fase de hidrocarburos en la celda, usando las Ecs. C.10 y C.11, y el volumen total del sistema con la Ec. C.6. El **Paso 3** y el **Paso 4**, se realizan para presiones por arriba de la presión de saturación es decir a una sola fase (líquido o gas), y obtener el volumen de la fase a la presión de yacimiento o presión inicial.

Paso 6: En este experimento el volumen se considera siempre constante, determinar el volumen de gas a extraer en la etapa de presión a la cual se están realizando los cálculos, utilizando la siguiente expresión:

$$(V_{gP})_p = V_T - 1, \quad \dots (C.29)$$

Paso 7: Calcular el número de moles del volumen de gas producido obtenido en el **Paso 6**.

$$n_p = \frac{p(V_{gp})_p}{Z^v RT}, \quad \dots (C.30)$$

Paso 8: Para un sistema hidrocarburo de gas y condensado en el cual se tiene un volumen inicial igual a uno, calcular la saturación de condensado inmóvil en la celda utilizando la siguiente expresión:

$$S_L = (V^L)100, \quad \dots (C.31)$$

Calcular el gas producido acumulado como porcentaje del gas inicial de la siguiente manera:

$$\%G_p = \left[\frac{\sum n_p}{(n_i)_{original}} \right] 100, \quad \dots (C.32)$$

Paso 9: Calcular el factor Z de dos fases, a la presión a la cual se estén realizando los cálculos.

$$Z_{2fases} = \frac{(1)p}{(n_i - n_p)RT}, \quad \dots (C.33)$$

Paso 10: Ajustar el número de moles de gas al número de moles remanentes en la celda, después de la extracción de gas.

$$(n_v)_r = (n_v)_{actual} - n_p, \quad \dots (C.34)$$

Paso 11: Calcular el número de moles totales (vapor y líquido) remanentes en la celda y ajustar la composición total remanente, de manera que:

$$n_i = n_L + (n_v)_r, \quad \dots (C.35)$$

$$z_i = \frac{x_i(n_L)_{actual} + y_i(n_v)_r}{n_i}, \quad \dots (C.36)$$

Paso 12: Se repite el **Paso 4** al **Paso 11**, para otro nivel de presión más bajo que el anterior.

La **Figura 20**, muestra el diagrama de flujo utilizado para la simulación del experimento de agotamiento a volumen constante.

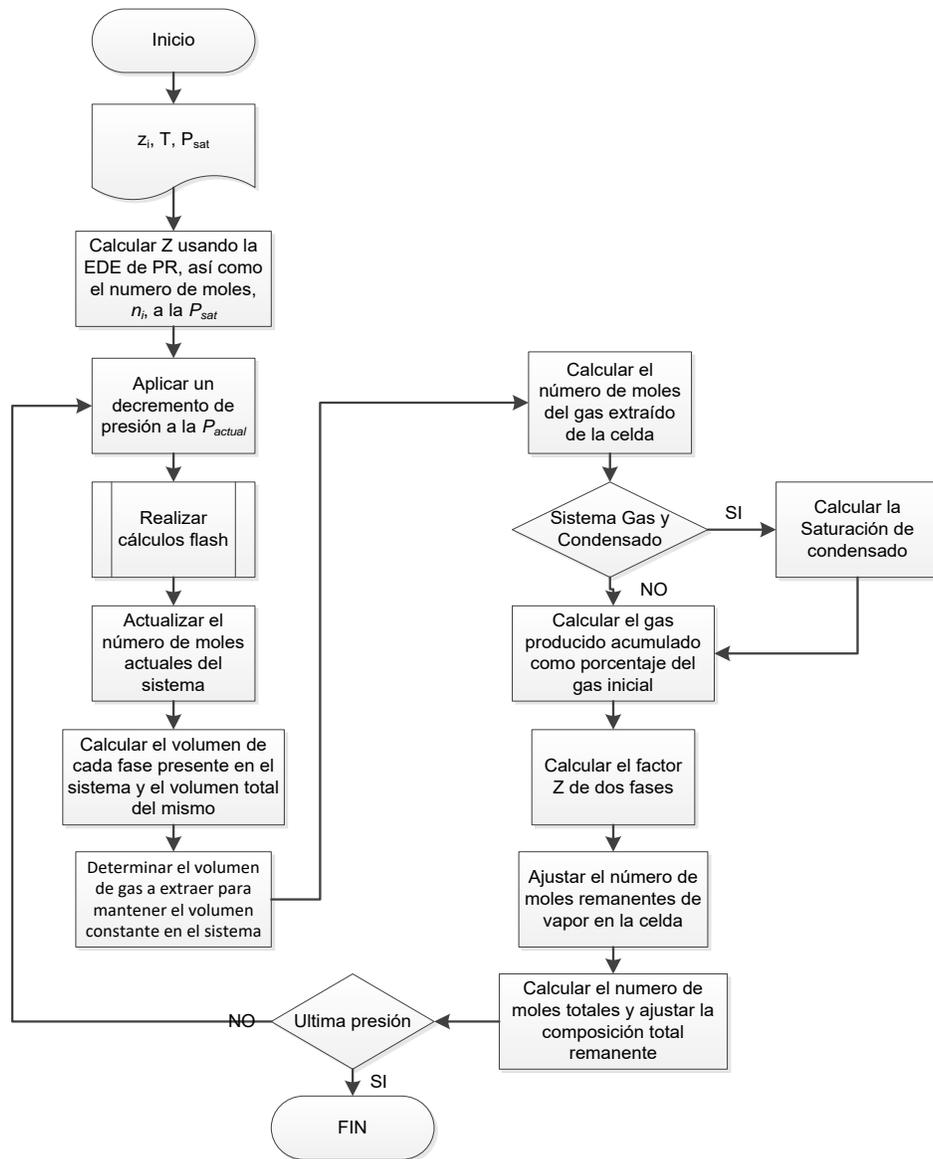


Figura C- 4. Diagrama de flujo para simular el experimento de Agotamiento a Volumen Constante.

APÉNDICE D

CÓDIGO DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA EN MATLAB 2017B (SAFC)

```
%Cálculo de la variación composicional y vol. original en yacimientos con GC
clear;
close all;
clc;
%Variables Globales
global CIB;
global factoracentrico;
global idx;
global pc;
global SP;
global tc;
global temperatura;
global zoriginal;

%-----Lectura de datos desde Excel-----
Archivo_Lectura = 'DatosExcel.xlsx';
zoriginal = xlsread(Archivo_Lectura,1);%Composición
Temp = xlsread(Archivo_Lectura,2); %Propiedades
CIB = xlsread(Archivo_Lectura,3); %Coeficientes de Interacción Binaria
H = xlsread(Archivo_Lectura,4); %parámetros del yacimiento
profundidad = H(:,3);
profundidad = profundidad(~isnan(profundidad));
load data;
idx = find(yData==1);
disp('Comienza el procesamiento...')
%-----Definición de datos-----
MWC7p = H(1); %Peso molecular
SGC7p = H(2); %Densidad específica
Py = H(3,1);
Ty = H(4) + 460; %°F pero convertimos a °R
Tref = H(4) + 460; %°R
pref = H(3); %psia
href = H(5); %ft
cima = H(6); % ft
base = H(7);% ft
psat(1) = H(8); %psia
preori = pref;
```

```

temperatura = Tref;
presion = pref;
%-----Propiedades del separador-----
PPrimeraEtapa = H(11);
TPrimeraEtapa = H(12) + 460;
PTanque = H(15);
TTanque = H(16) +460;
R=10.73159;
%-----Lectura y cálculo de volumen-----
H=xlsread(Archivo_Lectura,5);
ProfVSArea = abs(H(:,1));
VolPorosoMatriz = H(:,2);
VolPorosoFractura = H(:,3);
VolTotal = VolPorosoMatriz + VolPorosoFractura;
VolTotalm3 = VolTotal/6.289;
VolTotalft3 = VolTotalm3*35.315;
Area = VolTotalft3./ProfVSArea;
%-----Lectura propiedades petrofísicas-----
H=xlsread(Archivo_Lectura,6);
porosidad = H(1);
NTG = H(2);
Swi = H(3);
%Contadores
ContGyC = 0;
ContAV = 0;
ContAL = 0;
ContAN = 0;

% PARTE 1: CARACTERIZACIÓN DEL C7+
[CIB,pc,tc,factoracentrico,M,SP] = ...
    functionCIBTesis(MWC7p,SGC7p,Ty,Py,Temp,CIB);
z = zoriginal;
fugacidadOr = ...
fugacidades(presion, temperatura, tc, pc, factoracentrico, z, SP,CIB);
%-----Subrutina Algoritmosolucion-----
fugacidad = fugacidadOr;
profundidad(1,1) = cima;
poriginal = pref;
horiginal = href;
pesomolecular = M;
limite = 1;
profSize = size(profundidad);
bandera = true;
o = 1;

```

```

%Declaración de matrices y vectores
GradienteComposicional = zeros(12,profSize(1));
GradientePresion = zeros(profSize(1),1);
GradientePMC7 = zeros(profSize(1),1);
GradienteGEC7 = zeros(profSize(1),1);
while o <= profSize(1)
    if bandera == true
        h = profundidad(o,1);
        disp(strcat('Profundidad: ',int2str(h)))
        if profundidad(o,1) < href
            composicion(:,2) = zoriginal;
            pref = poriginal;
        end
        composicion(:,1) = zoriginal;
        z = composicion(:,1);
        presion = poriginal;
        %Subrutina fugacidades
        fugacidad = fugacidades(presion, temperatura, tc, pc, factoracentrico, z, SP,CIB);
        fugacidadRef = fugacidad;
        FugacidadCG = exp(-((pesomolecular*(h-href))/(144*R*temperatura)));
        fugacidadRef = fugacidadRef.*FugacidadCG;
        if o == 1
            composicion(:,2) = composicion(:,1);
        end
        pasumida = pref;
        contador = 1;
        continuar = 1;
        criterio1 = 1;
    end
    criterio2 = 1;
    iteraciones = 0;
    while continuar == 1
        z = composicion(:,2);
        presion = pasumida;
        fugacidad = fugacidades(presion, temperatura, tc, pc, factoracentrico, z, SP,CIB);
        fugacidadZ1 = fugacidad;
        Yi = composicion(:,2).*(fugacidadRef./fugacidadZ1);
        sumYi = sum(Yi);
        Q = 1 - sumYi;
        criterio1 = abs(1 - sumYi);
        ri = (fugacidadRef./fugacidadZ1)/sumYi;
        Yin(:,1) = Yi;
        Yin(:,2) = Yin(:,1).*ri;
        Yi = Yin(:,2);
    end
end

```

```

sumYi = sum(Yi);
composicion(:,2) = Yi/sumYi;
%Newton Raphson
z = composicion(:,2);
fugacidad = ...
fugacidades(presion, temperatura, tc, pc, factoracentrico, z, SP,CIB);
fugacidadZ1 = fugacidad;
%NREGQ
presion = presion + 5;
fugacidad = ...
fugacidades(presion, temperatura, tc, pc, factoracentrico, z, SP,CIB);
fugacidadesNR(:,1) = fugacidad;
presion = presion - 10;
fugacidad = ...
fugacidades(presion, temperatura, tc, pc, factoracentrico, z, SP,CIB);
fugacidadesNR(:,2) = fugacidad;
presion = presion + 5;
fugacidadesNR(:,3) = (fugacidadesNR(:,1) - fugacidadesNR(:,2))/10;
FugNR = fugacidadesNR(:,3);

dqdp = sum(Yi.*ri.*(FugNR./fugacidadZ1));
pold = presion;
pnew = pold - (Q/dqdp);
criterio2 = 0;
%Newton Raphson
pasumida = pnew;
if criterio1 <= (10^-5)
continuar = 0;
end
iteraciones = iteraciones + 1;
end

%Calculo Mc7+
etaM = 84;
AMh0 = (MWC7p-etaM)/etaM;
alfaG = (h-href)/(144*R*Ty);
CoefFugh = fugacidad(12)/(z(12)*pnew);
CoefFugh0 = fugacidad0r(12)/(zoriginal(12)*pref);
Mc7h = etaM*(CoefFugh0/CoefFugh)*exp(alfaG*etaM)*...
      (AMh0-(alfaG*AMh0*etaM)+1)/(((alfaG*AMh0*etaM)-1)^2);
%Calculo SGc7+
etaSG = 0.69;
ASGh0 = (SGC7p-etaSG)/etaSG;
alfaG = ((cima-href)+(cima-h))/(144*R*Ty);

```

```

SGc7h = etaSG*(fugacidadOr(12)/fugacidad(12))*(1-ASGh0)*...
        exp(alfaG*etaSG*Mc7h);
%Fin del cálculo de peso molecular y gravedad específica a la profundidad.
composicionAEF = composicion(:, 2);
presion = pasumida;
opcion2 = 1;
%Subrutina MichelsenStability
MichelsenStability
%Final de la subrutina MichelsenStability
%Se reconoce si la prueba de estabilidad es estable o inestable...
if estabilidad == 2
    contador = contador + 1;
    pref = pasumida;
    composicion(:, 2) = composicionAEF;
    if contador == 30
        bandera = true;
    else
        bandera = false;
    end
elseif estabilidad == 1
    bandera = true;
    disp("Estable")
end
%-----ZURITF-----
if bandera == true
    GradienteComposicional(:, o) = composicionAEF;
    composicion(:, 2) = composicionAEF;
    GradientePresion(o,1) = pasumida;
    GradientePMC7(o,1) = Mc7h;
    GradienteGEC7(o,1) = SGc7h;
    pref = pasumida;
    o = o+1;
end
end
%Finaliza AlgoritmoSolucion

%Cálculo de las propiedades de la composición obtenida
GPS = size(GradientePresion);
%Declaración de matrices y vectores
Psat = zeros(GPS(1),1);
GradienteDenscy = zeros(GPS(1),1);
GradienteDenscs = zeros(GPS(1),1);
GradienteGEgas1Sep = zeros(GPS(1),1);
GradienteGEgas2Sep = zeros(GPS(1),1);

```

```

GradienteGEgasTA = zeros(GPS(1),1);
GradienteAPISTO = zeros(GPS(1),1);
GradienteRGA1 = zeros(GPS(1),1);
GradienteRGA2 = zeros(GPS(1),1);
GradienteRGA3 = zeros(GPS(1),1);
GradienteRsi = zeros(GPS(1),1);
GradienteRsiT = zeros(GPS(1),1);
GradienteBod = zeros(GPS(1),1);
GradienteBof = zeros(GPS(1),1);
GradienteBg = zeros(GPS(1),1);
GradienteRv = zeros(GPS(1),1);
GradientePMaceite = zeros(GPS(1),1);
GradienteSGaceite = zeros(GPS(1),1);
GradienteFactorZC = zeros(GPS(1),1);
TiposFluido = zeros(GPS(1),1);

for n=1:GPS(1)
    temperatura = Tref;
    if GradientePresion(n,1) == preori
        bandera = false;
    end
    %Identificación de fluido
    if GradienteComposicional(4,n) > 0.64 && GradienteComposicional(12,n) < 0.125
        opcion5 = 1;
    else
        opcion5 = 2;
    end
    if bandera == true
        compprop = GradienteComposicional(:,n);
        proppressure = GradientePresion(n,1);
    %-----
    %Subrutina Propiedades de la Mezcla
    original = compprop;
    presion = proppressure;
    %SUBROUTINA para Presion de saturación
    Psat(n,:)=...
    PresionSaturacion(CIB,compprop,proppressure,pc,tc, factoracentrico,SP,Ty,opcion5);
    opcion = 3;
    z = original;
    %Subrutina DensidadMezcla(z,presion,temperatura,opcion)

    [fugacidad,FactorZ,ck]=fugacidadesMSA(presion,temperatura,tc,pc, factoracentrico,z,SP,CIB,opcion
);
    vmPeneloux = sum(z.*ck);

```

```

vmEOS = (FactorZ*R*temperatura)/presion;
vmCorregido = vmEOS-vmPeneloux;
FactorZC = (vmCorregido*presion)/(R*temperatura);
Ma = sum(pesomolecular.*z);
DensidadMezcla = (presion*Ma)/(R*temperatura*FactorZC); %[ft3/mol]

%Cálculo del Volumen del fluido inicial.
Vfi = (FactorZ * R * Ty) / presion;
z = original;
%-----Subrutina Prueba de Separador-----
original = z;
Toriginal = temperatura;
%Calculos de la primera etapa de separación
temperatura = TPrimeraEtapa;
presion = PPrimeraEtapa;
opcion2 = 2;
composicionAEF = z;
MichelsenStability;
z = original;
opcion4 = 1;
%Subrutina Equilibrio Liquido Vapor
VLE
VaporET1 = Vapor;
LiquidoET1 = Liquido;
Magas = sum(VaporET1.*pesomolecular);
SGgasET1 = Magas/28.9625;
presion = PTanque;
temperatura = TTanque;
z = LiquidoET1;
composicionAEF = z;
opcion2 = 2;
MichelsenStability;
opcion4 = 3;

%Subrutina Equilibrio Líquido Vapor
VLE
LiquidoTA = Liquido;
VaporTA = Vapor;
Magas = sum(VaporTA.*pesomolecular);
SGgasTA = Magas/28.9625;

%Densidad del aceite a condiciones estandar.
%De tablas, la densidad de los componentes.
DeniTA(1,1) = 0;

```

```

DeniTA(2,1) = 0;
DeniTA(3,1) = 0;
DeniTA(4,1) = 0;
DeniTA(5,1) = 0;
DeniTA(6,1) = 0.50699 * 62.428;
DeniTA(7,1) = 0.56287 * 62.428;
DeniTA(8,1) = 0.58401 * 62.428;
DeniTA(9,1) = 0.6247 * 62.428;
DeniTA(10,1) = 0.63112* 62.428;
DeniTA(11,1) = 0.66383* 62.428;
DeniTA(12,1) = SGC7p * 62.428;

Maaceite = sum(LiquidoTA.*pesomolecular); %Peso molecular en el TA
MaC3 = sum(LiquidoTA(6:12).*pesomolecular(6:12)); %Peso molecular calculado
VolLiq = sum((LiquidoTA(6:12).*pesomolecular(6:12))./DeniTA(6:12)); %Peso molecular calculado
DensidadC3plus = MaC3 / VolLiq; %[lb/ft3]
W1 = ((LiquidoTA(4)*pesomolecular(4))/Maaceite)*100;
W2 = ((LiquidoTA(5)*pesomolecular(5))/Maaceite)*100;
DensidadC2plus = DensidadC3plus * (1-0.01386*(W2)-0.000082*...
    (W2)^2)+0.379*(W2)+0.0042*(W2)^2; %[lb/ft3]
DensidadSTO = DensidadC2plus*(1-0.012*W1-0.000158*(W1)^2)+...
    0.0133*W1+0.00058*(W1)^2; %[lb/ft3]
SGaceite = DensidadSTO/62.37;
API = (141.5/SGaceite)-131.5;
%-----Cálculos volumétricos-----

%Calculos de separador según TAREK
nLta = nLET1*nLTA; %2 SEPARADORES
nvta = (1-nLta);
RGAE3T = (2130.331*nvta*DensidadSTO)/(nLta*Maaceite);
%Calculos de separador segun McCain.
RGAE1M = (2138*FvgET1*DensidadSTO)/(nLET1*nLTA*Maaceite);
RGAE3M = (2138*FvgTA*DensidadSTO)/(nLTA*Maaceite);
RGA = RGAE3M + RGAE1M;
VLce = (FactorZL * R * 520 * nLta)/14.7;
Bo = (Ma*DensidadSTO)/(nLta*Maaceite*DensidadMezcla);
Boi = Vfi/VLce;
Bgi = 0.0282 * ((FactorZC * Ty)/proppressure); %[cf/scf]
RelVolatilidad = (1/RGA)*1000000; %[stb/MMscf]
%-----
z = original;
presion = proppressure;
%-----
%Final PropsMezcla h

```

```

GradientePsat = Psat;
GradienteDenscy(n,1) = DensidadMezcla; %Densidad de la mezcla @cy lb/ft3
GradienteDenscs(n,1) = DensidadSTO;%Densidad del aceite en el Tanque
GradienteGEgas1Sep(n,1) = SGgasET1;%Gravedad especifica del gas en el Sep1
GradienteGEgasTA(n,1)= SGgasTA; %Gravedad especifica del gas en el TA
GradienteAPISTO(n,1) = API; %°API en el Tanque
GradienteRGA1(n,1) = RGAE1M; %RGA del primer separador
GradienteRGA3(n,1) = RGAE3M; %RGA del tanque de almacenamiento
GradienteRsi(n,1) = RGA; %Relación de solubilidad inicial Rsi McCain
GradienteRsiT(n,1) = RGAE3T; %Relación de solubilidad inicial Rsi TAREK
GradienteBod(n,1) = Boi; %Factor de volumen del aceite inicial Boi
GradienteBof(n,1) = Bo; %Bo calculo de separador
GradienteBg(n,1) = Bgi; %Factor de volumen del gas inicial Bgi
GradienteRv(n,1) = RelVolatilidad;%Relación de volatilidad en la zona de condensado Rvi
GradientePMaceite(n,1) = Maaceite;%Peso Molecular en el TA.
GradienteSGaceite(n,1) = SGaceite;%Gravedad especifica del aceite en el TA.
GradienteFactorZC(n,1) = FactorZC;%Factor Z corregido por TV del fluido @ cy.
end

```