



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN MÓVIL PARA LA
DETERMINACIÓN DE LAS
PROPIEDADES DE LOS
FLUIDOS PETROLEROS**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

ABEL ISMAEL MARTÍNEZ VELASCO

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

AGRADECIMIENTOS

Para mama.

Gracias madre que me diste la vida y las fuerzas para continuar luchando por mis sueños, que me enseñaste que con fe todo es posible y nunca te apartaste de mi lado, infinitas gracias mama.

A mis compañeros

A todos los que me han ayudado en este camino gracias por su paciencia y consejos, gracias Iván, Alfonso y Daniel por ser amigos incondicionales, gracias Edgar por mostrarme el lado amable de la programación, a Osiel y Humberto por esas desveladas en la "Petrocueva" y mostrarme que el trabajo en equipo si funciona. Gracias a "Fando" por su amistad y apoyo. A mis amigos ASDRI que nunca faltó el pozole y las risas.

A mis Profesores

Gracias profesores que me apoyaron durante toda la carrera, en especial al M.I Carlos Avendaño por sus consejos y gran apoyo, al ingeniero Erick Gallardo por su conocimiento y su amistad.

Nomenclatura

B_o	$\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite
B_{ob}	$\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$
B_t	$\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen total
C_o	$[psi]^{-1}$: Compresibilidad isotérmica del aceite
c_r	[1]	: Compresibilidad SeudoReducida
γ_{API}	$[^\circ API]$: Densidad Relativa API del Aceite
γ_g	[1]	: Densidad Relativa del gas
γ_o	[1]	: Densidad Relativa del aceite
γ_{gc}	[1]	: Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]
M_g	[1]	: Peso molecular del gas
μ_{od}	[cp]	: Viscosidad del Aceite Muerto
μ_{ob}	[cp]	: Viscosidad del Aceite a la Presión de Burbuja
μ_o	[cp]	: Viscosidad del Aceite con Gas
ρ_r	[1]	: Densidad Reducida = $0.27 \frac{P_{sr}}{zT_{sr}}$
ρ_g	[1]	: Densidad del gas
R_s	$\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$
R_{sb}	$\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$
σ_{go}	$\left[\frac{dinas}{cm} \right]$: Tensión interfacial gas – aceite
T_{scM}	$[^\circ R]$: Temperatura Seudocrítica de la mezcla

T_{sp}	[°F]	: <i>Temperatura del Separador</i>
T_{sr}	[1]	: <i>Temperatura Seudoreducida = $\frac{T}{T_{scM}}$</i>
T_y	[°R]	: <i>Temperatura del yacimiento</i>
P	[psi]	: <i>Presión de interés</i>
P_{scM}	[psi]	: <i>Presión Seudocrítica de la mezcla</i>
P_{sp}	[psia]	: <i>Presión del Separador</i>
P_{sr}	[1]	: <i>Presión Seudoreducida = $\frac{P}{P_{scM}}$</i>
y	[1]	: <i>Densidad reducida</i>
y_{N_2}	[% mol]	: <i>Contenido de Nitrogeno</i>
y_{CO_2}	[% mol]	: <i>Contenido de Dióxido de carbono</i>
y_{H_2S}	[% mol]	: <i>Contenido de Sulfuro de hidrógeno</i>
z	[1]	: <i>Factor de desviación z</i>

Índice

Nomenclatura	iv
Índice	vi
Resumen	xiv
Conceptos fundamentales	1
Clasificación de sistemas Hidrocarburos	1
Clasificación de McCain para los fluidos del yacimiento	1
Clasificación de los fluidos del yacimiento por su densidad relativa	10
Clasificación de yacimientos de acuerdo a su punto de burbuja	10
Diferencias entre las clasificaciones de fluidos petroleros.....	11
Clasificación de la fase gaseosa de los hidrocarburos en función de las impurezas.....	15
Propiedades de los fluidos petroleros	16
Experimentos para el análisis de las propiedades Presión-Volumen-Temperatura de fluidos petroleros.....	17
Separación Instantánea.....	17
Separación Diferencial convencional	19
BUSCAR APLICACIONES.....	¡Error! Marcador no definido.
Separación Diferencial a Volumen Constante	20
Propiedades Volumétricas	21
Densidad	22
Compresibilidad isotérmica de un fluido	22
Propiedades del aceite crudo	23
Encogimiento del aceite.....	23
Factor de Encogimiento	23
Viscosidad del Aceite	24
Presión de Burbuja.....	25
Propiedades del gas natural	26
Ecuación de los Gases Ideales.....	26
Densidad de un Gas	26
Factor de Compresibilidad Z.....	27

Densidad Relativa del Gas	28
Encogimiento del Gas	29
Factor de Volumen del Gas	29
Compresibilidad del Ga	30
Compresibilidad Pseudoreducida	30
Viscosidad del Gas	30
Metodología para la creación de la aplicación	33
Lista Preliminar de Propiedades	33
Propiedades del Gas	33
Propiedades del Aceite	34
Filtrado de Información.....	34
Estructuración de Datos.....	34
Lista de Autores.....	37
Análisis de Frecuencia.....	37
Correlaciones Seleccionadas para la aplicación móvil	41
Funcionamiento de la App.....	43
Android Studio	44
Clases Java base en el desarrollo de aplicaciones.....	44
Activity	44
View	44
Widgets	44
Layout	45
Intent	45
Interfaz de Usuario	46
Interfaz para introducir datos al sistema	47
Unidades de entrada del Sistema	48
Botón CALCULAR	50
Botón TABULAR	51
Diagrama representativo del funcionamiento de la interfaz de usuario	51
Diagrama API	54
Diagrama <i>Bo</i>	54

Diagrama <i>Bt</i>	55
Diagrama <i>Pb y Rs</i>	56
Diagrama de Viscosidad del Aceite.....	57
Diagrama de factor z.....	58
Diagrama μg	58
Diagrama Viscosidad del gas corregida.....	59
Diagrama de la densidad relativa del gas.....	59
Caso práctico.....	60
Validación inicial.....	60
Valores de entrada.....	61
Resultados.....	62
Gráficas.....	71
Ajuste propuesto de la correlación de Lasater.....	72
Posibles causas para la variación de resultados.....	80
Conclusiones.....	82
ANEXOS.....	84
Anexo A.....	85
Sistema Petrolero.....	85
Diagénesis, Catagénesis y metagénesis de los hidrocarburos.....	85
Diagénesis desde el punto de vista del origen de los hidrocarburos.....	85
Catagénesis.....	86
Metagénesis.....	87
Migración.....	87
Envolvente de fases p-T.....	88
Definiciones Básicas Diagrama p-T.....	89
Clasificación de Yacimientos por su punto de burbuja.....	90
Yacimientos Bajosaturados $P_{yi} < P_b$.....	90
Yacimientos Saturados $P_{yi} \leq P_b$.....	91

Condiciones iniciales de saturación	91
Anexo B	93
Mediciones Composicionales	93
Criómetro	93
Cromatógrafo de gases.....	94
Determinación de la composición de hidrocarburos por medio de la Destilación Criogénica (Destilación Fraccional)	95
Anexo C	96
1 Al-Marhoun	97
1.1 Propiedades del Aceite	97
1.1.1 Presión de Burbuja $P_b (R_{sb}, \gamma_g, \gamma_o, T)$	97
1.1.2 Relación de Solubilidad $R_s (P, \gamma_g, \gamma_o, T)$	98
1.1.3 Factor Volumétrico del Aceite a P_b $Bob (T, R_s, \gamma_g, \gamma_o)$	99
1.1.4 Factor Volumétrico Total del Aceite $(R_s, \gamma_g, \gamma_o, P, T)$	99
2 Baker & Swerdlow	100
2.1 Propiedades del Aceite	100
2.1.1 Tensión Interfacial Gas-Aceite $\sigma_{go}(\gamma_{API}, T)$	100
3 Brown & Katz & Oberfell & Alden.....	102
3.1 Propiedades del Gas	102
3.1.1 Propiedades Pseudocríticas	102
4 Beggs et al	103
4.1 Propiedades del Gas	103
4.1.1 Presión Temperatura Seudoreducidas $(P, P_{scM}, T, T_{scM}, \gamma_{N2}, \gamma_{CO2}, H_2S)$	103
4.1.2 Factor de Desviación $Z(P_{sr}, T_{sr})$	104
4.1.3 Compresibilidad del gas (P_{sc}, P_{sr}, z)	104
4.1.4 Compresibilidad SeudoReducida (P_{sr}, T_{sr}, z)	104
4.2 Brill J.P & Beggs, H.D.....	105
4.2.1 Presión de Burbuja $(R_{sb}, \gamma_{gc}(\gamma_g, T_{sp}, P_{sp}), T, \gamma_{API})$	105

4.3	Vázquez & Beggs	105
4.3.1	Correcciones por Presencia de gases No Hidrocarburos	106
4.3.2	Relación Gas – Aceite($\gamma_{gc}, P, T, \gamma_{API}$).....	107
4.4	Vázquez & Beggs	107
4.4.1	Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, T, \gamma_{API}, \gamma_{gc}$).....	108
4.5	Vázquez & Beggs	108
4.5.1	Factor de Volumen del Aceite para $P > P_b$ (B_{ob}, P_b, C_o, P).....	109
4.5.2	Fórmula General	109
4.5.3	Factor de Volumen Total(B_o, R_{si}, R_s, B_g)	109
4.5.4	Fórmula General	110
4.5.5	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P > P_b$ ($R_s, T, \gamma_{gc}, \gamma_{API}, P$)	111
4.6	Vázquez & Beggs	111
4.6.1	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b$ ($B_o, B_g, T, \gamma_{API}, \gamma_{gc}, P$)	111
4.7	Vázquez & Beggs	112
4.7.1	Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_\gamma$ $\mu_{od}(\gamma_{API}, T)$	113
4.8	Beggs & Robinson Jr.	113
4.8.1	Viscosidad Aceite con gas cuando $P \leq P_b$ $\mu_{ob}(\mu_{od}, R_s)$	113
4.8.2	Viscosidad del aceite con gas (μ_{ob}, P, P_b)	114
5	Beal	115
5.1	Propiedad del Aceite	115
5.1.1	Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_\gamma$ $\mu_{od}(\gamma_{API}, T)$	115
6	Carrn.L & Kobayashi & Burrows	115
6.1	Propiedad del Gas	115
6.1.1	Viscosidad del gas a una atmosfera ($\gamma_g, T, y_{N2}, y_{CO2}, y_{H2S}$).....	115
7	Dranchuck et al.	116
7.1	Propiedades del Gas	116
7.1.1	Dranchuck & Purvis & Robinson.....	116
7.1.2	Factor de Desviación $Z(\rho_r, T_{sr}, z, P_{sr})$	116
7.1.3	Dranchuck & Abou & Kassem	118
8	Egbogad	119

8.1	Propiedades del Aceite	119
8.1.1	Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T\gamma$ $\mu_{od}(\gamma API, T)$	119
9	Glaso.....	120
9.1	Propiedades del Aceite	120
9.1.1	Presión de Burbuja $P_b(Rsb, \gamma API, T)$	120
9.1.2	Relación Gas – Aceite $(P, \gamma API, T, \gamma g)$	120
9.1.3	Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja $(Rsb, \gamma g, \gamma o, T)$	121
9.1.4	Factor de Volumen Total $(Rs, \gamma g, T, P, \gamma o)$	122
9.1.5	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(Rs, Bo, P, Bg, \gamma g, \gamma o, T)$	122
9.1.6	Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$	122
10	Glaso.....	123
10.1.1	Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T\gamma$ $\mu_{od}(\gamma API, T)$	124
11	Hall K.R & Yarborough L.	124
11.1	Propiedades del Gas	124
11.1.1	Factor de Desviación $Z(Psr, y (Densidad Reducida), Tsc, T)$	124
11.1.2	Compresibilidad SeudoReducida (Psr, y, z, Tsc, T)	125
12	Kartoatmodjo & Schmidt	127
12.1	Propiedades del Aceite	127
12.1.1	Presión de Burbuja $(Rsb, \gamma gc, \gamma API, T)$	127
12.1.2	Densidad Relativa Corregida $(\gamma g, \gamma API, Tsp, Psp)$	127
12.1.3	Relación de Solubilidad $(\gamma gc, P, \gamma API, T)$	128
12.1.4	Factor Volumétrico del Aceite a $P_b(Rsb, \gamma gc, \gamma o, T)$	128
12.1.5	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(Bo, Bg, Rs, P, \gamma gc, \gamma o, T)$	129
12.1.6	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P > P_b(\gamma API, \gamma gc, T, Rs, P)$	130
12.1.7	Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T\gamma$ $\mu_{od}(T, \gamma API)$	130
12.1.8	Viscosidad Aceite con gas a $P \leq P_b \mu_{ob}(Rs, \mu_{od})$	131
12.1.9	Viscosidad Aceite con gas (μ_{ob}, P, P_b)	131
13	Lasater.....	132
13.1	Propiedades del Aceite	132
13.1.1	Presión de Burbuja $P_b(\gamma g, T, \gamma API, Rsb, \gamma o, Mo)$	132
13.1.2	Relación Gas – Aceite $(\gamma g, P_b, T, P, \gamma API, Mo)$	133

14	Lee & González & Eakin	136
14.1	Propiedades del Gas	136
14.1.1	Viscosidad del Gas(T, ρ_g, P, z, M)	136
15	McCain jr. & Villena & Lanzi A.J.	137
15.1	Propiedad del Aceite.....	137
15.1.1	Compresibilidad del Aceite($P, T, \gamma_{API}, \gamma_g$)	137
16	Petrosky & Farshad.....	137
16.1	Propiedades del Aceite	137
16.1.1	Presión de Burbuja $P_b(R_{sb}, T, \gamma_{API}, \gamma_g)$	137
16.1.2	Relación de Solubilidad($P, \gamma_g, \gamma_{API}, T$).....	138
16.1.3	Factor Volumétrico del Aceite a $P_b(\gamma_g, \gamma_o, R_{sb}, T)$	139
16.1.4	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P > P_b(R_s, \gamma_g, \gamma_{API}, T, P)$	139
16.1.5	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(B_o, B_g, R_s, \gamma_g, \gamma_o, P)$	140
17	Standing et al.....	141
17.1	Propiedades del Aceite	141
17.1.1	Presión de Burbuja $P_b(\gamma_g, R_{sb}, \gamma_{API}, T)$	141
17.1.2	Relación Gas – Aceite($\gamma_g, P, \gamma_{API}, T$)	142
17.1.3	Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, \gamma_g, \gamma_o, T$).....	142
17.1.4	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(B_o, B_g, \gamma_g, \gamma_o, R_s, T)$	143
18	Chew J.N. & Connally Jr.	144
18.1.1	Ajuste de Standing para “A” & “b”	144
18.1.2	Viscosidad Aceite con gas (P, P_b, μ_{ob})	145
19	Beal & Standing	145
20	TOTAL C.F.P.....	145
20.1	Propiedades del Aceite	145
20.1.1	Presión de Burbuja $P_b(R_{sb}, \gamma_g, T, \gamma_{API})$	145
20.1.2	Relación de Solubilidad($\gamma_g, \gamma_{API}, T, P$).....	146
20.1.3	Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, T, \gamma_{API}, \gamma_g$)	146
20.1.4	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(B_o, B_g, T, \gamma_{API}, \gamma_g, R_s, P)$	147

21	<i>Dokla & Osman</i>	148
21.1	Propiedades del Aceite	148
21.1.1	Presión de Burbuja($Rsb, \gamma g, \gamma o, T$)	148
21.1.2	Relación de Solubilidad($P, \gamma g, \gamma o, T$)	149
21.1.3	Factor Volumétrico del Aceite a Pb($T, Rs, \gamma g, \gamma o$).....	149
21.1.4	Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq Pb$ ($Bo, Rs, p, Bg, \gamma g, \gamma o$)	150
22	<i>Papay Jr.</i>	151
22.1	Propiedades del Gas	151
22.1.1	Factor de Desviación Z(Psr, Tsr)	151
22.1.2	Compresibilidad Pseudoreducida (Psr, Tsr, z)	151
23	<i>Gopal V.N.</i>	153
23.1	Propiedades del Gas	153
23.1.1	Factor de Desviación Z(Psr, Tsr)	153
23.1.2	Compresibilidad SeudoReducida(Psr, Tsr, z).....	154
	Análisis para la selección de correlaciones empíricas PVT empleadas en el cálculo de propiedades de los fluidos petroleros.	210
	Nomenclatura	212
	TABLAS	214

Resumen

La ingeniería aplicada a la industria petrolera lleva muchos años de existencia, con el avanzar de los años la tecnología ha presentado un crecimiento significativo en las últimas cinco décadas, facilitando a los ingenieros petroleros realizar diseños en mucho menor tiempo que antes, buscando ayudar a los alumnos de la carrera de ingeniería petrolera, se llevó a cabo la integración del presente sistema de cálculo de propiedades de los fluidos petroleros empleando correlaciones PVT, de tal manera que el alumno tenga la facilidad de obtener las propiedades necesarias para efectuar los diseños de por ejemplo un sistema de flujo multifásico o realizar problemas de caracterización de yacimientos, de igual manera, obtener resultados aproximados de forma rápida en el campo es muy útil.

Pensada para alumnos de ingeniería petrolera y afines, el diseño de la aplicación contiene una interfaz de usuario sencilla para un manejo intuitivo en el menú principal.

Para el caso de los estudiantes de ingeniería petrolera, calcular propiedades de los fluidos petroleros como parte del perfeccionamiento de sus habilidades dentro de su aprendizaje, la Aplicación móvil permite a los alumnos hacer estos cálculos de manera práctica así como evaluar los resultados obtenidos previo a la entrega de cualquier proyecto relacionado al tema, permitiendo de esta manera a los alumnos hacer una evaluación de su trabajo, siendo así que la aplicación móvil es una herramienta útil para un desarrollo más integral de los alumnos de la carrera de ingeniería petrolera.

Esta herramienta fue desarrollada como un programa base para elaborar un sistema con la capacidad de evaluar propiedades a diferentes condiciones de presión y temperatura dentro del medio de producción fuera del yacimiento, es decir un programa sobre caídas de presión.

Introducción

El desarrollo de un campo petrolero requiere de diversas disciplinas, yacimientos, producción, perforación, al área económico-administrativa, legal y contable, entre otras más. A pesar de las diferencias entre estas áreas, para todas ellas es indispensable una caracterización adecuada de los fluidos de los fluidos a producir.

El proceso de caracterización parte de la información medida, que posteriormente es ajustada a modelos para poder realizar predicciones en el comportamiento de sus propiedades PVT. Las principales fuentes de información para este proceso son estudios de laboratorio y mediciones en pozo, toda vez que las primeras permiten tener un análisis más detallado de las muestras de un campo a condiciones de interés, mientras que las segundas pueden ser obtenidas en forma práctica durante toda la vida productiva de un campo.

En general, dado que los estudios PVT en un laboratorio requieren cierto tiempo para su ejecución e interpretación adecuada, se emplean correlaciones de los parámetros de interés (como B_o , R_s , p_b) para predecir el comportamiento de los fluidos a diferentes condiciones de operación, y con ello hacer estimaciones para estudios básicos en diferentes segmentos de la industria petrolera.

Este trabajo presenta una síntesis de diferentes correlaciones típicamente utilizadas para sistemas de gas y aceite, conjuntándolas a través de un programa de cómputo para dispositivos móviles que facilitará su uso de acuerdo a sus rangos de aplicación, brindando así al usuario una herramienta práctica y confiable que ayudará a seleccionar la correlación mas adecuada a las condiciones del sistema.

El campo de trabajo del ingeniero petrolero requiere ser práctico en el cálculo de las propiedades de los fluidos petroleros, este cálculo requiere de equipos de computo que normalmente se encuentran en una oficina, con la aplicación propuesta para el programa base de cómputo para dispositivos móviles presentado en este trabajo, se pueden realizar los cálculos en el sitio, ayudando al quehacer del ingeniero petrolero.

Conceptos fundamentales

En este capítulo se incluyen las definiciones básicas para el entendimiento de este trabajo. Considerando las clasificaciones de interés para las mezclas de hidrocarburos que pueden existir naturalmente en el yacimiento, la definición de las propiedades de los fluidos que se utilizarán en el trabajo y el de correlaciones como ecuación de estado particularizada.

Clasificación de sistemas Hidrocarburos

Las diferentes mezclas de hidrocarburos contienen especies químicas orgánicas e inorgánicas, que se presentan en la naturaleza en fase líquida o fase gaseosa, siendo los componentes más comunes contenidos en esta mezcla los alcanos e impurezas como: Nitrógeno, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono [1].

Las concentraciones de componentes hidrocarburos en una mezcla definen su comportamiento volumétrico y de fases dentro de un sistema dinámico (yacimiento en explotación). Considerando lo anterior, se tienen diferentes clasificaciones de los fluidos de interés, basadas en la densidad API.

Para los casos descritos en este trabajo, se consideran los estados bajo-saturados (cuando hay presencia de una sola fase a las condiciones de interés) y saturados (cuando hay presencia de dos fases a las condiciones de interés) para los fluidos.

Clasificación de McCain para los fluidos del yacimiento

De acuerdo con McCain [4], los fluidos del yacimiento pueden clasificarse de acuerdo a su diagrama de fases como:

1. **Aceite negro**, Por el nombre aceite negro no debe pensarse que ese aceite es siempre de color negro, a este tipo de fluido se le conoce también con el nombre de aceite de bajo encogimiento o aceite ordinario[1], las condiciones iniciales de presión en las que puede estar un yacimiento de aceite negro son tres, si la presión es mayor a la presión de burbuja o a la presión crítica, se dice que el aceite se encuentra en un estado *bajo saturado*, si la presión es la presión de burbuja o

presión crítica encontraremos que el aceite no puede contener más el aceite que esta disuelto y libera la primer burbuja de gas libre, y por último la condición en la cual el aceite se encuentra a una presión por debajo de la presión de saturación por lo que se dice que el aceite se encuentra saturado, cuando el aceite sube a la superficie libera otro poco de gas, encogiéndose en volumen un poco, razón por la que el aceite negro es conocido también como aceite de bajo encogimiento. En la **Figura 1.1** se ilustra el diagrama de fase de un aceite negro, dentro de la envolvente de fase se ubican la zona de dos fases y las líneas de calidad que indican el porcentaje de líquido en forma de líneas isovolumétricas. El aceite tiende a tener un color muy oscuro indicando la concentración($\approx 20\%$) de moléculas de hidrocarburos pesadas como el heptano.

2. **Aceite volátil**, Para los sistemas de Aceite volátil, dentro de su diagrama de fase, las líneas de calidad dentro de la envolvente de fases se encuentran más próximas entre sí en comparación con las del aceite negro. La concentración de alcanos intermedios (etano – hexano) es mayor que en el aceite negro, la sensibilidad a los cambios de volumen por cambios de temperatura, presión o ambas dentro del sistema será mayor, ocasionando que se libere mucho gas si disminuimos la presión un poco, siempre y cuando nos encontremos por debajo de la presión de burbuja, este comportamiento le da el nombre de aceite volátil o de alto encogimiento. El comportamiento de la envolvente de fase de un aceite volátil muestra una temperatura crítica menor a la temperatura crítica del aceite negro, esta temperatura crítica tiende a ser muy cercana a la temperatura del yacimiento.
3. **Gas y condensado**, El diagrama de fase de los sistemas de gas y condensado, presenta un punto crítico del lado izquierdo y hacia abajo como se muestra en la **Figura 1.2**, el efecto que caracteriza a estos yacimientos es que si se les baja la presión tienden a formar condensados, esto como resultado de las trazas de hidrocarburos mas pesados que contiene el gas.

Dentro del diagrama de fase, la temperatura critica es menor a la del yacimiento. Inicialmente este tipo de sistemas se encuentran en fase gaseosa, conforme comienza la explotación y el yacimiento pierde presión, se alcanza el punto de rocío, propiciando así dentro del yacimiento la formación de líquido, el cual por lo general no se puede producir.

4. **Gas húmedo**, Los sistemas de gas húmedo presentan un diagrama de fase mas pequeño que los 3 anteriores mencionados, estos sistemas en la naturaleza contienen gas libre dentro del yacimiento, a pesar de la baja de presión inherente en la producción de los hidrocarburos, no se alcanza el punto de rocío a condiciones de yacimiento ni en el subsuelo, siendo así que a condiciones de separador es donde se alcanza la condensación de algunas moléculas de hidrocarburos mas pesados.
5. **Gas seco**, El Diagrama de fase representativo de un sistema de gas seco, es el mas pequeño de los cinco, principalmente esta compuesto de metano con algunos intermedios (etano – butano), las condiciones de separador en superficie caen fuera de la envolvente de fases, por tal motivo no presenta cambio de fase y el hidrocarburo se conserva en su fase gaseosa, la palabra “seco” se refiere a que dentro de la mezcla de hidrocarburos no existen suficientes componentes intermedios para formar condensación de hidrocarburos y generar líquidos.

En la **Figura 1.1, Figura 1.2 y Figura 1.3** se muestran las formas de los diagramas de fases p-T para los diferentes sistemas de hidrocarburos previamente mencionado.

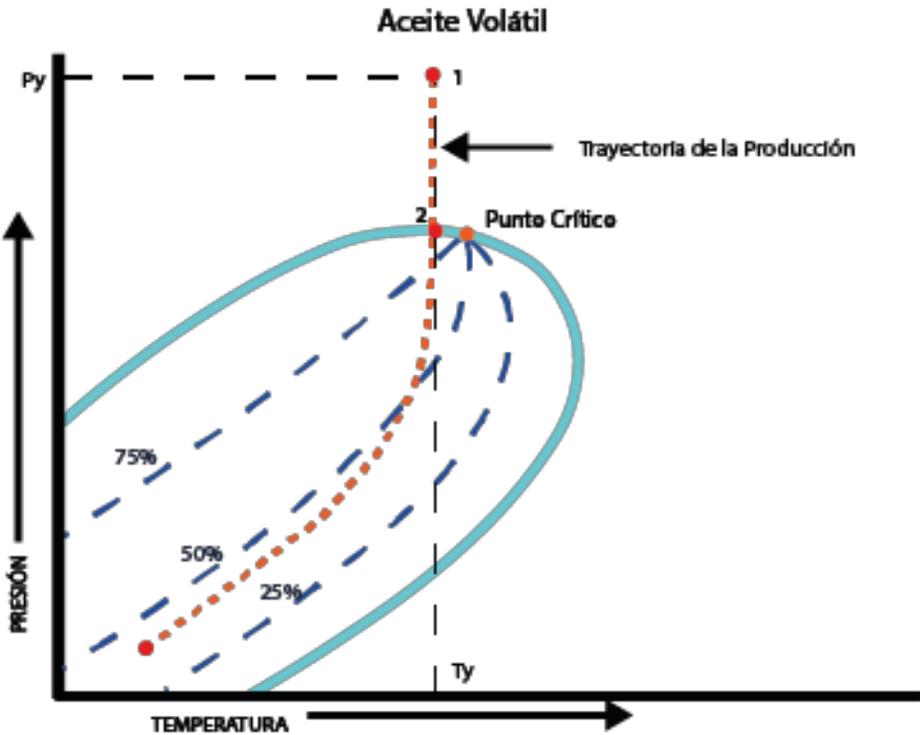
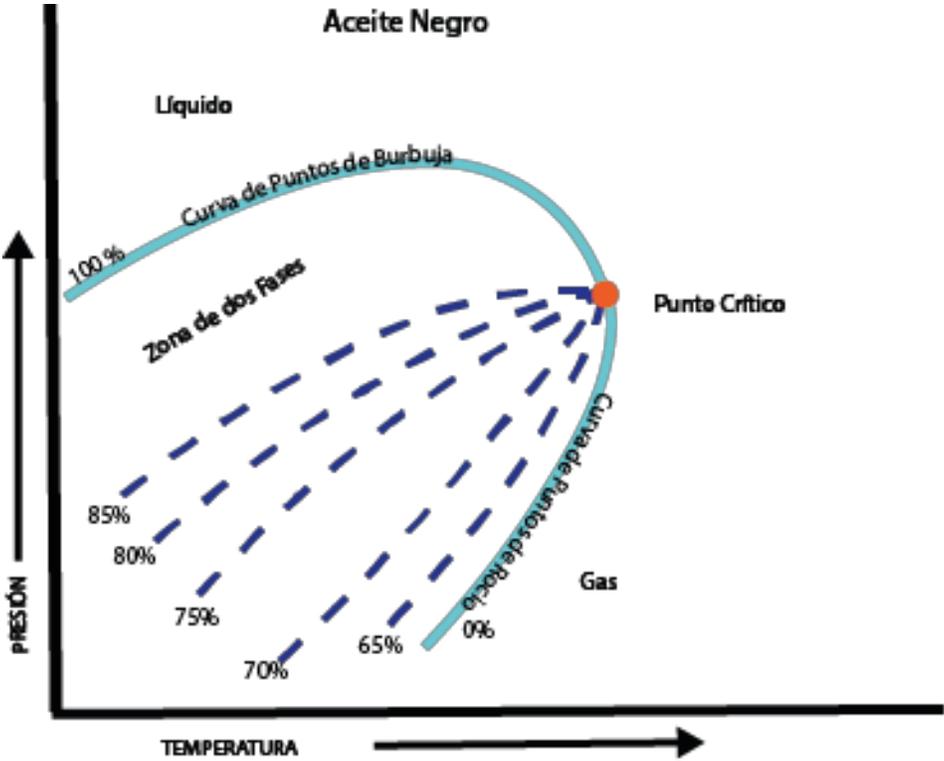


Figura 1. 1 Diagrama p-T Aceite Negro & Aceite Volátil

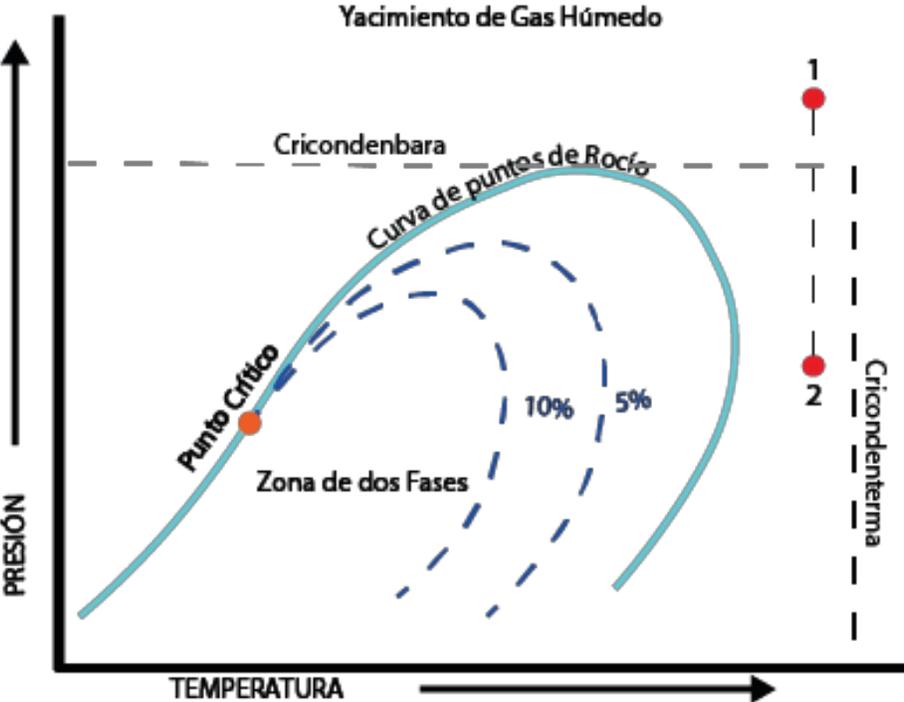
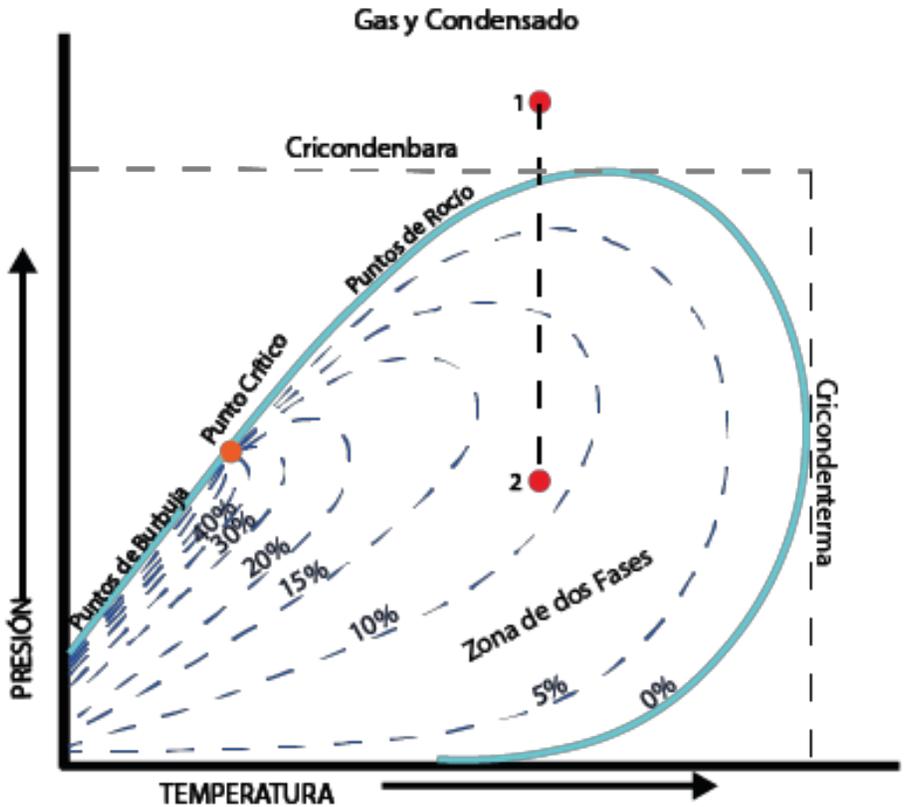


Figura 1. 2 Diagrama p-T Gas y Condensado & Gas Húmedo

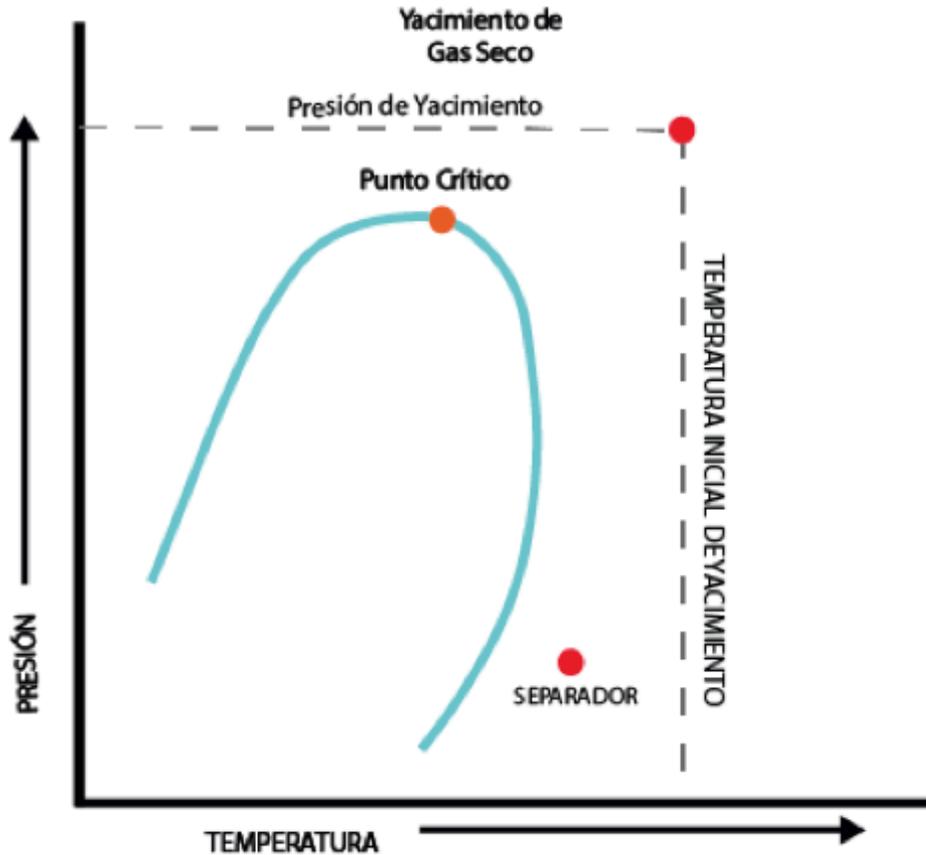


Figura 1. 3 Diagrama p-T Gas Seco

Antes de mencionar la siguiente clasificación es necesario definir tres propiedades de los fluidos, la densidad relativa del aceite, los grados API, el factor de volumen del aceite y la relación de solubilidad.

Densidad Relativa del Aceite γ_o : Propiedad que se define como el cociente entre la densidad del aceite y la densidad del agua destilada, las cuales son medidas a la misma condición de presión y temperatura, esta es una propiedad adimensional como se muestra en la **ecuación 1.1**

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.1)$$

$^{\circ}API$: En el ámbito petrolero se puede expresar la densidad relativa en términos de la densidad relativa en $^{\circ}API$ como se muestra en la **ecuación 1.2**, como se muestra en la **ecuación 1.3**. El valor comercial del aceite aumenta de manera lineal respecto a los $^{\circ}API$, es decir, a mayor $^{\circ}API$ el precio de los hidrocarburos será mas elevado y la razón es la siguiente, la ecuación 1.3 es inversamente proporcional a la densidad del aceite, a medida que la mezcla de hidrocarburos contenga mayor número de alcanos intermedios (etano – hexano) disminuyendo la densidad y aumentando los $^{\circ}API$, interpretándose en un valor comercial más elevado debido a los productos derivados que se pueden obtener de este tipo de moléculas de hidrocarburos(intermedias).

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} \quad (1.2)$$

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.3)$$

Factor de Volumen del Aceite: El factor de volumen del aceite ayuda a convertir un volumen de aceite a condiciones de yacimiento a un volumen de aceite a condiciones de superficie.

Este factor es particularmente importante como parámetro indicador del tipo de fluido que producimos, su definición matemática es la **ecuación 1.3**. y su comportamiento se muestra en la **Figura 1.4**.

$$B_o = \frac{V_o@c.y. + V_{gd}}{V_o@c.s.} \quad (1.3)$$

donde:

$V_o@c.y.$ = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento

$V_o@c.s.$ = Volumen de aceite a condiciones de superficie

V_{gd} = Volumen de gas disuelto a condiciones de yacimiento

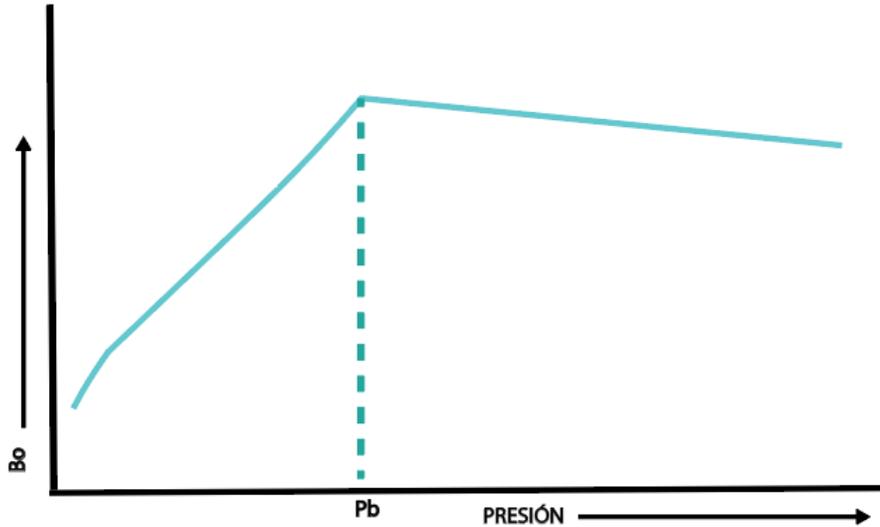


Figura 1. 4 Comportamiento del factor de Volumen del aceite

La figura 1.4 ilustra el comportamiento del B_o en el cual se aprecia una variación de B_o a presiones por encima de la P_b , cuando esta presión es alcanzada el volumen del aceite disminuye al perder el gas que se encontraba disuelto, a este fenómeno se le conoce como encogimiento.

Relación de Solubilidad del Aceite: Para sistemas de aceite la relación de solubilidad del aceite, se define como la relación entre el volumen de gas producido en superficie y el volumen de aceite a condiciones de superficie. La **ecuación 1.4** presenta este comportamiento al igual que la **Figura 1.6** la cual ilustra el comportamiento de esta propiedad de los fluidos.

$$R_s = \frac{V_g @ C. S.}{V_o @ C. S.} \quad (1.4)$$

donde:

$V_g@c.s. = \text{Volumen de gas a condiciones de superficie}$

$V_o@c.s. = \text{Volumen de aceite a condiciones de superficie}$

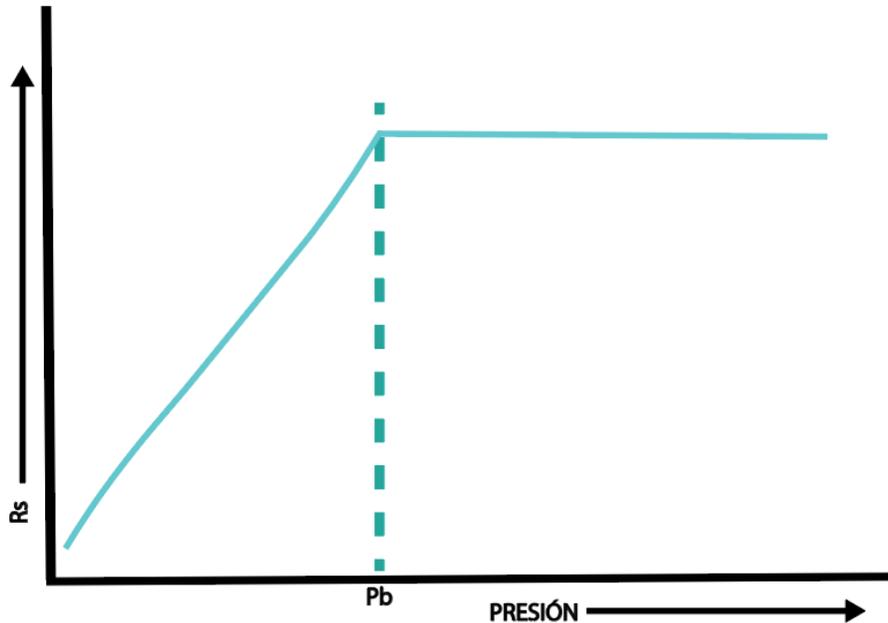


Figura 1. 5 Comportamiento de la Relación de Solubilidad del aceite

Ahora que hemos definido estas propiedades podemos continuar con las clasificaciones de los fluidos petroleros.

Méndez[10] considera las propiedades PVT básicas (R_s , B_o , γ_{API}), para agregar un elemento cuantitativo a su clasificación.

La **Tabla 1.1** muestra un resumen de los rangos considerados para esta clasificación a partir de los tres parámetros mencionados anteriormente. Las definiciones básicas de los componentes de un diagrama de fases p-T para los hidrocarburos, así como su comportamiento detallado se incluyen en el **Anexo A**.

Tabla 1. 1 Clasificación de Méndez

Parámetros	Aceite negro	Aceite volátil	Gas y Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
$R_s \frac{m_g^3}{m_o^3}$	$200 \leq 700$	$200 \leq 1000$	$1000 \leq 5000$	$5000 \leq 20,000$	Infinito
γ_{API}	$15 \leq 40$	> 35	$40 < 60$	> 50	0
$B_o \frac{m_g^3}{m_o^3}$	>2	>2	>2	>2	0

Clasificación de los fluidos del yacimiento por su densidad relativa

Para los sistemas de gas, se puede tomar en cuenta que la densidad relativa aumenta con el contenido de componentes de alto peso molecular (los gases con un alto contenido de líquidos condensables tendrán una densidad relativa mayor, y los que permanezcan como gas seco se aproximarán a valores cercanos a 0.6, que corresponde a la densidad relativa del metano), siendo entonces este el único parámetro considerado en esta clasificación.

En forma práctica para el aceite suele agruparse de acuerdo a su densidad como:[14]

1. Aceites extra-pesados, cuando la densidad es menor a 10 °API.
2. Aceites pesados, cuando la densidad se encuentra entre 10 y 22.3 °API.
3. Aceites medios, si su densidad está en el rango de 22.3 a 30 °API.
4. Aceites ligeros, con densidades entre 30 y 40 °API.
5. Aceites súper-ligeros, cuando la densidad es mayor a 40 °API.

Clasificación de yacimientos de acuerdo a su punto de burbuja¹

Dentro de la envolvente se pueden clasificar zonas de fluido saturado y bajo saturado en función de la existencia de gas libre en el sistema de interés o punto de presión que estemos analizando, por lo que en la industria petrolera se dice que es un yacimiento en etapa de

Bajo Saturación, si la presión del Yacimiento $> P_b$, o, también se puede encontrar el caso donde se dice que el yacimiento esta **Saturado**, si la presión del Yacimiento $\leq P_b$.

Este tema se ve mas a profundidad en el **Anexo A**.

Diferencias entre las clasificaciones de fluidos petroleros

Es importante señalar que no existe una clasificación general que aplique en todos los casos, razón por la que se hacen adaptaciones regionales de acuerdo a los tipos de hidrocarburos. Esto resulta de gran importancia para la definición de los programas de extracción para los yacimientos petroleros, así como en el diseño de instalaciones y la implementación de estrategias de producción.

Un ejemplo de esto se aprecia en la **Tabla 1.2**, que muestra diferentes rangos de clasificación para los sistemas de aceite negro y volátil considerados por tres autores distintos. McCain[4], Moses[9] y Méndez[10].

En la Tabla 1.2 se muestran estas variaciones para los rangos que clasifican tanto aceite negro como aceite volátil, usando como parámetros la relación de solubilidad R_s , el factor de volumen del aceite B_o y la densidad relativa γ_{API} , los tres autores elaboraron las bases de criterio y catalogaron los yacimientos petroleros de acuerdo al tipo de fluido.

McCain y Moses trabajaron con muestras similares a diferencia de los datos obtenidos por Méndez[10]

En la tabla 1.2 encontramos un rango de valores para R_s que oscila entre $200 \left[\frac{m^3}{m_o^3} \right]$ y $356 \left[\frac{m^3}{m_o^3} \right]$ dentro del cual no se tiene una clasificación específica en la que existe la incertidumbre sobre el tipo de aceite.

La **Figura 1.6** ilustra la problemática mencionada.

Tabla 1.2 Rangos de Clasificación Aceite Negro y Aceite Volátil

Aceite Negro	McCain	Méndez	Moses
$Bo \frac{m_g^3}{m_o^3}$	<2	<2	<2
$R_s \frac{m_g^3}{m_o^3}$	< 356	<200	<356
γ_{API}	<45	34.9	<45
Aceite Volátil	McCain	Méndez	Moses
$Bo \frac{m_g^3}{m_o^3}$	>2	>2	>2
$R_s \frac{m_g^3}{m_o^3}$	356-587	200-1000	356-587
γ_{API}	>40	35-49.9	>40

Rangos de Rs Para Aceite Negro y Aceite Volátil

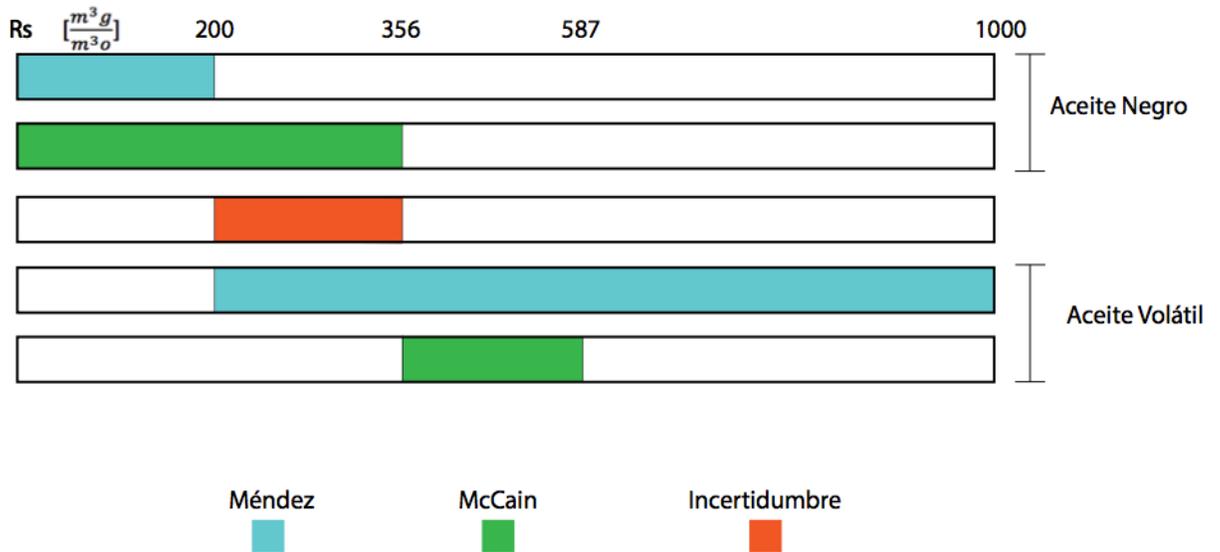


Figura 1. 6 Rangos de Rs Aceite Negro vs Aceite Volátil

León en conjunto con Alamilla, proponen la integración de una nueva clasificación que se encuentra dentro de este rango de incertidumbre marcado en color naranja.

La clasificación propuesta tiene el nombre de “*Aceite Ligeró*”, el cual es un aceite donde se manejan rangos que incluyen la zona de incertidumbre, estos valores se muestran en la **Tabla 1.3.**

Tabla 1.3 Indicadores para Clasificar Aceite Ligero

Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil
$B_o \frac{m_g^3}{m_o^3}$	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0
$R_s \frac{m_g^3}{m_o^3}$	< 130	130 - 200	200 - 550
γ_{API}	< 32	32 - 38	> 38

Existen otros criterios para la clasificación de los fluidos de acuerdo a las condiciones del yacimiento, consecuencia del manejo de resultados de diferentes aceites, que se ve reflejado en la construcción de envolventes fase y de las condiciones experimentales con las cuales fueron construidas.

Por ejemplo, en el caso de las envolventes de fase para aceite negro manejadas por Méndez [10] son distintas a las utilizadas por autores como McCain [4] o Tarek [2], esta discrepancia se debe al origen de las muestras.

McCain realizó pruebas con muestras de diversos países, por lo que su clasificación es más general; en el caso de Méndez, empleó muestras provenientes de México.

Clasificación de la fase gaseosa de los hidrocarburos en función de las impurezas.

En la naturaleza el gas natural puede ser explotado de los yacimientos de hidrocarburos, este puede producirse como:

- ❖ Gas dulce
 - Presenta concentraciones menores a 4ppm de H_2S
- ❖ Gas ácido
 - Presenta cantidades considerables de CO_2 y otros componentes corrosivos en presencia de agua
- ❖ Gas húmedo
 - Presenta formación de condensados
- ❖ Gas seco
 - Esta compuesto principalmente por CH_4 y C_2H_6

Como se logra apreciar en lo anteriormente expuesto, las clasificaciones de los fluidos petroleros son muy diversas, los factores principales que influyen en estas discrepancias entre una clasificación y otra, son en esencia el tipo de hidrocarburo analizado al momento de elaborar la clasificación.

Así mismo, también existen similitudes entre estas clasificaciones, es de estas similitudes de donde el ingeniero petrolero debe tomar información, tal es el caso de la Relación de solubilidad. Al hacer esto se esta disminuyendo la incertidumbre en la clasificación del hidrocarburo de interés.

Propiedades de los fluidos petroleros

Dentro de la Ingeniería petrolera, se busca maximizar los activos del yacimiento de manera que la extracción sea óptima en aplicación, práctica y rentable [6], así para el desarrollo de este objetivo, es necesaria una caracterización de los fluidos petroleros, siendo la obtención de sus propiedades físico-químicas la premisa principal de la caracterización a la que nos referimos.

Para la caracterización de los hidrocarburos, se deberá toma una muestra del yacimiento buscando que se encuentre en fase líquida o “saturada”, una vez que se ha toma la muestra esta se envía al laboratorio donde será estudiada y sometida a experimentos que determinaran sus propiedades. A estos experimentos se les conoce como análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura).

Las propiedades de los fluidos petroleros serán clasificadas por la fase en la que se encuentre el fluido, es decir, se manejan propiedades para el aceite y propiedades para el gas natural.

Una forma directa de medir las propiedades de la fase líquida y gaseosa es a partir de análisis, para esto en el laboratorio, se realizan cinco pruebas principales para el desarrollo de un análisis PVT[4].

1. Mediciones Composicionales
 - a. Crioscopio
 - b. Cromatógrafo
 - c. Destilación Fraccional
2. Separación Instantánea
 - a. Celdas PVT de ventana larga
3. Separación Diferencial
 - a. Celdas PVT de ventana larga
4. Prueba de Separador
5. Medición de Viscosidad
 - a. Viscosímetro Saybolt

Las mediciones composicionales se explican en el **Anexo B**.

Experimentos para el análisis de las propiedades

Presión-Volumen-Temperatura de fluidos petroleros

En los experimentos PVT se realizan procesos de separación Gas-Líquido en la búsqueda de comprender el comportamiento de la muestra de hidrocarburos la cual puede ser adquirida de fuentes como el fondo de pozo o separadores.

El proceso de un análisis PVT considera experimentos como la separación instantánea y la prueba de separación diferencial, siendo esta última dividida en dos, convencional y a volumen constante.

La manera de realizar estas pruebas se lleva a cabo mediante variaciones de presión y temperatura que buscan emular los procesos de producción de un yacimiento [12].

Separación Instantánea

Es el proceso en el cual, por métodos naturales como barodifusión, termodifusión¹ o por explotación de yacimiento como caídas de presión, es liberado el gas disuelto contenido en el aceite, permaneciendo en un estado de equilibrio y contacto entre fases. La prueba PVT de separación instantánea busca simular dicho comportamiento emulando las condiciones de interés en el laboratorio al conducir la muestra de aceite a través de varias etapas de agotamiento de presión[15], para llevar a condiciones de operación, por ejemplo.

En muchas ocasiones la presión la dicta el equipo disponible en campo y no el diseño óptimo para el manejo de fluidos, por tal motivo es conveniente evaluar la muestra para diferentes condiciones de presión y temperatura de operación, de tal forma que podremos obtener la información de comportamiento de la muestra y poder hacer una evaluación de factibilidad operativa a determinadas condiciones de trabajo. La muestra es sometida a cambios en presión a condiciones de temperatura de la celda simulando las posibles temperaturas a las cuales la muestra pueda llegar a ser sometida, razón por la que la temperatura mayor que se emplea en este tipo de pruebas es la temperatura del yacimiento. Estos experimentos se pueden clasificar en:

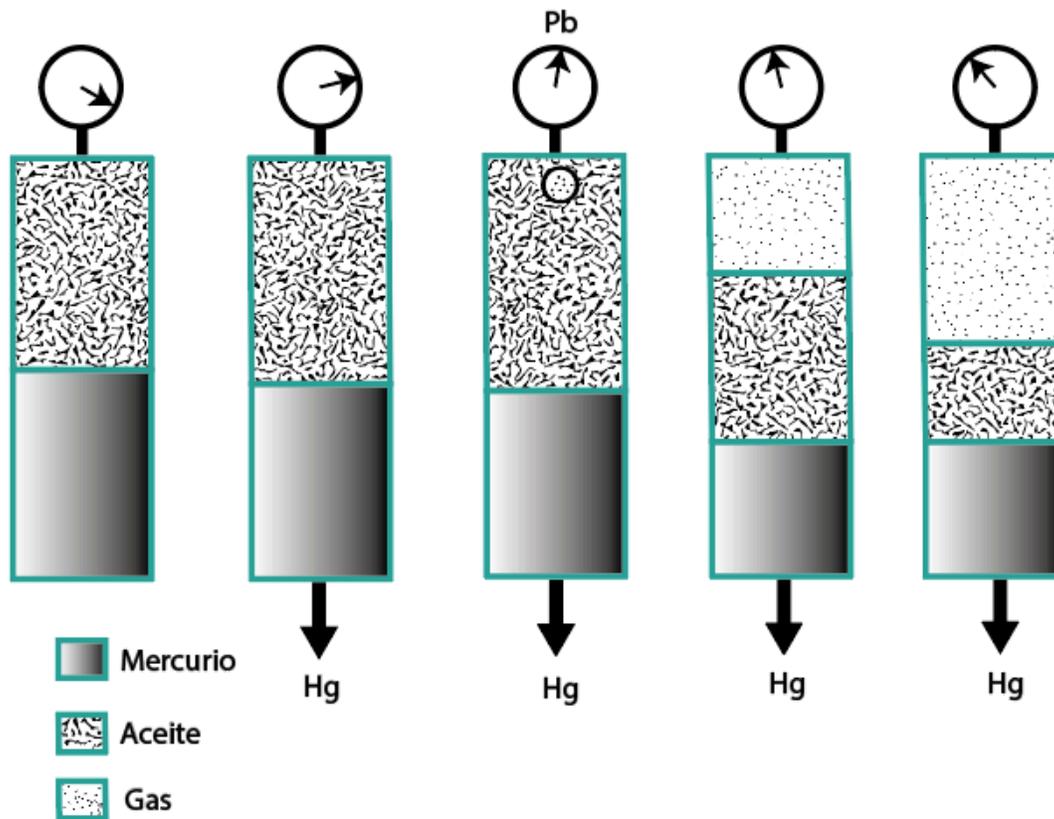


Figura 2. 1 Separación Instantánea para Sistemas de Aceite

Así como existen diferentes tipos de pruebas, los fluidos son analizados en diferentes equipos, se realiza un análisis de la muestra que se encuentre saturada (gas disuelto en aceite) con el destilador de alta o baja temperatura, así obtendremos los diversos componentes con sus volúmenes de gas. quedando como remanente aceite, el cual es analizado posteriormente en el laboratorio de crioscopia en se calcula su peso molecular con ayuda del principio de crioscopia.

Posteriormente, se emplea un equipo con la capacidad de trabajar muestras saturadas es decir, la celda PVT, la cual cuenta con ventana de vidrio y posee una capacidad aproximada de 3 litros, sin embargo solamente son administrados 25 cm^3 de aceite son administrados, el volumen restante esta ocupado por mercurio, que tiene por función ser un pistón hidráulico dentro de la celda. Las propiedades que se pueden obtener al realizar la prueba de separación a composición constante son las siguientes [14]:

- ❖ Aceite
 - Punto de burbuja.
 - Volumen de aceite y gas disuelto a condiciones de la celda.
 - Volumen de gas disuelto liberado a condiciones de la celda.
 - Volumen de aceite muerto a condiciones estándar.
- ❖ Gas
 - Punto de rocío.
 - Volumen de gas libre y líquido condensado a condiciones de la celda.
 - Volumen de gas libre y líquido condensado a condiciones estándar.

Separación Diferencial convencional

La prueba se realiza por etapas de agotamiento de presión, desde la primer etapa son configuradas condiciones de presión por debajo de la presión de saturación, en cada etapa se genera un Δ_p dentro de la celda, buscando liberar el gas disuelto que se encuentre en el aceite, posteriormente el gas liberado es extraído en su totalidad mediante la inyección de mercurio como se muestra en la **Figura 2.2.[13]**

El volumen de gas que se extrajo por cada etapa de agotamiento, es analizado en el laboratorio de cromatografía, así será posible realizar un análisis composicional a la presión de extracción, para obtener su densidad relativa, así como las fracciones molares por componente, el proceso de agotamiento en presión dentro de la celda es repetido hasta alcanzar la presión atmosférica. **[4]**

Debemos considerar factores importantes presentes en la prueba, la composición y la masa en el sistema varían etapa a etapa, debido a la extracción de gas, para mantener estabilizada la muestra durante la prueba la celda debe ser agitada constantemente dentro de los parámetros posibles. Los volúmenes extraídos de gas deben ser medidos en cada etapa de extracción al igual que los volúmenes de aceite remanente de aceite en la celda, al final el volumen de gas es medido a condiciones de celda y a las condiciones estándar para calcular el factor de compresibilidad Z, el que se puede usar para calcular el factor de volumen del gas en la siguiente correlación PVT.

$$B_g = 0.0282 \frac{zT}{p} \quad (2. 1)$$

La **Figura 2.2** es un pequeño bosquejo de cómo se obtienen algunas propiedades en el laboratorio.

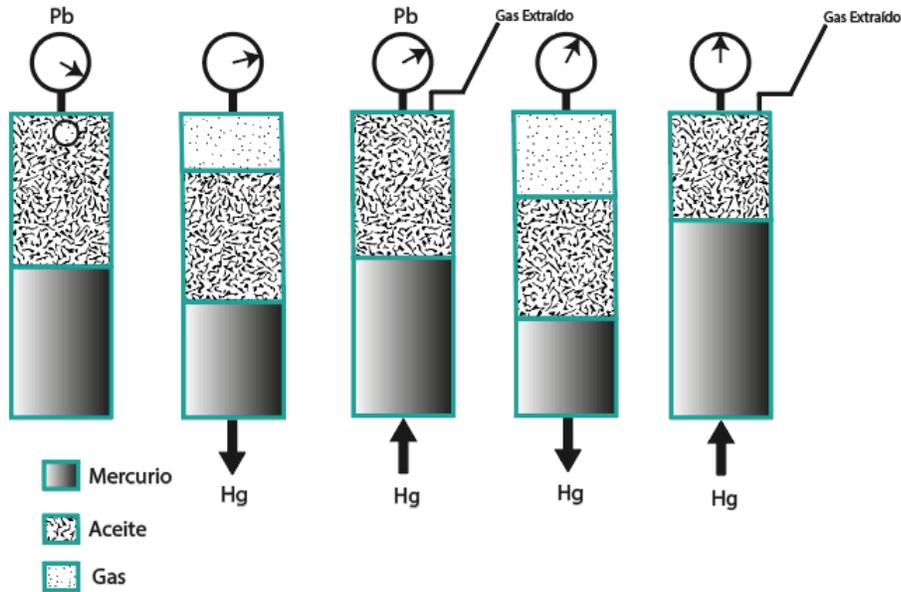


Figura 2. 2 Separación Diferencial Convencional

Separación Diferencial a Volumen Constante

El experimento está diseñado para adquirir información composicional y volumétrica para yacimientos de aceite volátil y yacimientos de gas y condensado, la prueba consiste en llevar la muestra a la temperatura del yacimiento de manera análoga a la prueba anterior, se aumenta el volumen de la muestra al disminuir la presión en la celda liberando el gas disuelto del aceite, posteriormente se procede a reinyectar el mercurio a la celda hasta un nivel de referencia extrayendo así parcialmente el gas liberado. El proceso es repetido hasta dejar la muestra a una presión de $50 \frac{kg}{cm^2}$ extrayendo el casquete de gas dejando solamente aceite dentro de la celda, el que será analizado composicionalmente. Los datos obtenidos pueden ser aprovechados por los ingenieros de yacimientos en cálculos de presión promedio del yacimiento y compararlo contra la producción del pozo, estimar factores de

recuperación, pero la principal premisa para realizar estos experimentos es obtener las propiedades de los fluidos. Este proceso se explica en la **Figura 2.3**.

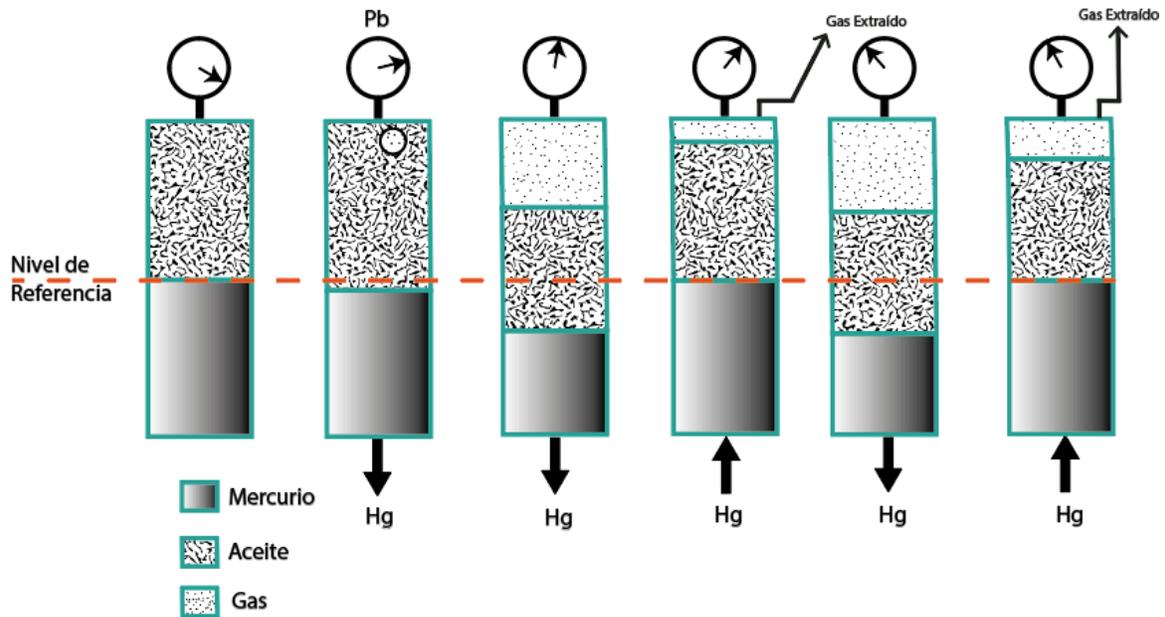


Figura 2. 3 Separación Diferencial a Volumen Constante

Propiedades Volumétricas

Las propiedades volumétricas de los fluidos petroleros son aquellas cuyo comportamiento se ve afectado directamente por el volumen que ocupa el fluido en el sistema.

Estas propiedades volumétricas de los fluidos son aprovechadas por los ingenieros petroleros en cálculos de flujo multifásico y estimaciones de caídas de presión. Las correlaciones se basan en el análisis de resultados dentro de un laboratorio PVT, generando modelos matemáticos que explican el comportamiento obtenido de la prueba PVT.

Cada modelo obtenido trabaja bajo ciertas limitantes o condiciones diferentes a los demás modelos, por ello existen gran variedad de correlaciones que pueden calcular la misma propiedad, para obtener una correlación que se pueda implementar, es recomendable tomar las muestras de fluido en una etapa temprana de explotación y de esta manera

mantener el fluido lo menos alterado posible para que represente el comportamiento esperado de la zona de interés.

Densidad

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (2.2)$$

La densidad es un concepto fundamental ya que de ella se derivan más propiedades como la densidad relativa γ , propiedad utilizada como indicador de “calidad” de los aceites.

La densidad en grados API nos ayuda a identificar que tan ligero o pesado es un hidrocarburo, si la densidad en grados API es alta, se puede esperar un aceite ligero y viceversa, es su relación inversamente proporcional con la densidad específica lo que permite esta comparación como se muestra en la ecuación 1.1.

$$\gamma = \frac{\rho}{\rho_{ref}} \quad (2.3)$$

Dentro de la definición de densidad relativa, la densidad de referencia para el aceite es el agua mientras que para el gas manejaremos como fluido de referencia al aire, la densidad relativa en la industria petrolera se utiliza para el cálculo de propiedades PVT a partir de correlaciones.

Compresibilidad isotérmica de un fluido

Es una propiedad volumétrica de los fluidos, la cual presenta un comportamiento de volumen variable y proporcional a los cambios de presión. La compresibilidad esta definida como un cambio de volumen consecuencia de un cambio de presión, En el caso de un yacimiento es importante notar que la temperatura del yacimiento es prácticamente constante por tal razón definiremos a la compresibilidad de manera isotérmica en función de la densidad como; la variación en la densidad a medida que varia la presión como se muestra en la **ecuación 2.4**.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\delta \rho}{\delta p} \right)_t \quad (2.4)$$

A partir de la compresibilidad isotérmica de un fluido, con ella es posible calcular la variación que tenga en volumen la producción de cierta cantidad de barriles con respecto a la presión. Este comportamiento puede ser reproducido con la **ecuación 2.5** en función de el Factor de Volumen del Aceite "B_o", el factor de volumen del gas B_g, la relación de solubilidad "R_s" y la presión.

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \quad 2.5$$

La compresibilidad presenta diferente comportamiento cuando el sistema alcanza la presión crítica, por lo que las correlaciones que se utilizan para el cálculo de compresibilidad son diferentes dependiendo, de las condiciones de presión respecto a la presión crítica.

Propiedades del aceite crudo

Encogimiento del aceite

Propiedad del aceite que se refiere a la pérdida de masa en un volumen de control ocasionada por liberación de gas disuelto combinado, con la contracción térmica que sufre el fluido al subir a la superficie desde el yacimiento.

Factor de Encogimiento

El factor de volumen es inversamente proporcional a la presión, para manejo de este comportamiento es utilizado su recíproco conocido como factor de encogimiento, la **ecuación 2.6** describe este comportamiento.

$$b = \frac{1}{B_o} \quad (2.6)$$

A manera de complemento de la relación de solubilidad descrita en el capítulo anterior. En la **Tabla 2.1** se muestran las relaciones observadas en el laboratorio de manera empírica respecto a las propiedades antes mencionadas.

Tabla 2. 1 Fenómenos Físicos sobre la R_s

<i>Fenómeno Físico</i>	<i>El valor de R_s</i>
<i>Aumento de presión</i>	<i>Tiende a Incrementar</i>
<i>Aumento de Temperatura</i>	<i>Tiende a Disminuir</i>
<i>Aumento en $^{\circ}API$</i>	<i>Tiende a Incrementar</i>
<i>Aumento en γ_g</i>	<i>Tiende a Incrementar</i>

Viscosidad del Aceite

La viscosidad de los fluidos se puede definir como la resistencia molecular al flujo debida a las fuerzas de atracción entre moléculas, esta propiedad presenta una relación proporcional con la presión y la temperatura.

Dentro de los hidrocarburos, el desarrollo de la viscosidad en aceites contra temperatura presenta proporción inversamente proporcional, es decir que al aumentar la temperatura disminuirá la viscosidad. Un ejemplo de este comportamiento se observa en la **Figura 2.4**.

En laboratorio la viscosidad se mide con un viscosímetro Saybolt, pero también puede ser calculada con diversas correlaciones PVT.

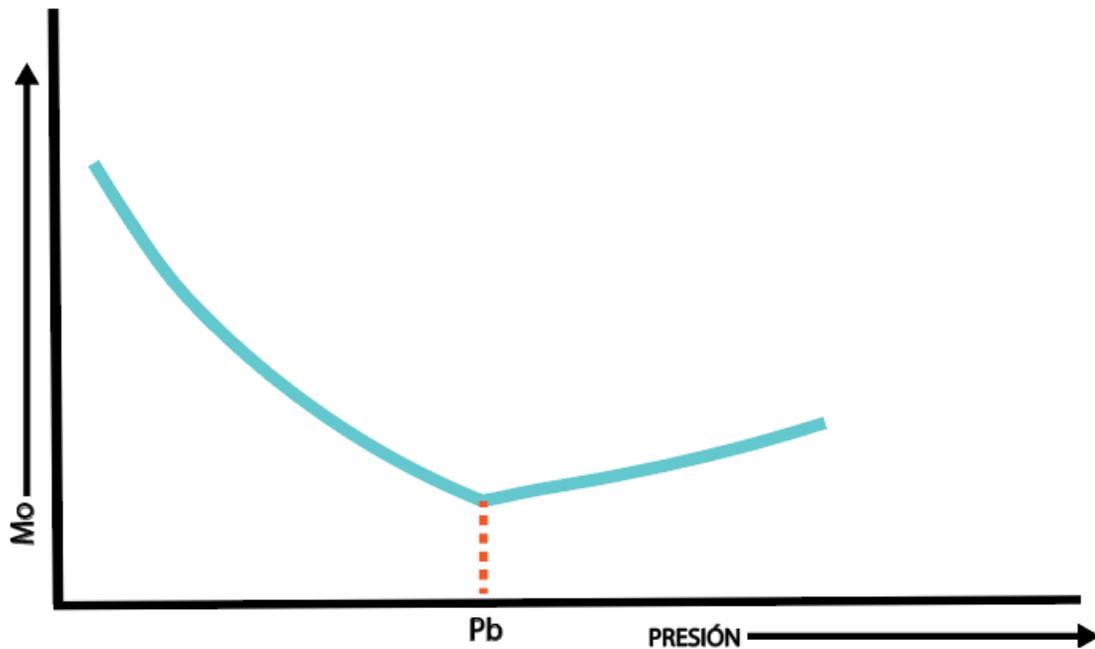


Figura 2. 4 Viscosidad del Aceite

Presión de Burbuja

La P_b es la presión a la cual coexisten en equilibrio el aceite y la primer burbuja de gas, la cual fue liberada debido a perturbaciones por la caída en la presión del sistema. Existen correlaciones para calcular esta propiedad, las cuales requieren propiedades, como la Relación Gas-Aceite, la gravedad específica del aceite, así como también la temperatura.

Es gracias a esta propiedad que en laboratorio se puede rastrear parte de la envolvente de fase en combinación con las correlaciones, primero se miden 4 puntos y posteriormente se calibran las correlaciones con estos datos medidos para obtener datos calculados de presiones de burbuja.

Propiedades del gas natural

Ecuación de los Gases Ideales

La **ecuación 2.11** es una ecuación de estado¹, la cual describe las relaciones existentes entre presión, volumen y temperatura para un determinado número de moles de gas. Las propiedades que pueden ser calculadas con la ley de los gases ideales, serán útiles solamente para valores bajos de presión.

$$pV = nRT \quad (2.7)$$

donde:

$p =$ Presión Absoluta [psia]

$V =$ Volumen [ft^3]

$T =$ Temperatura [$^{\circ}R$]

$n =$ Número de moles de gas [lbm – mol]

$R =$ Constante Universal de los gases $\frac{psi - ft^3}{lbm - mol - ^{\circ}R}$

Densidad de un Gas

La densidad del gas es menor que la del aceite debido al espacio entre sus moléculas, abarcando mucho volumen para poca masa. Esta propiedad puede ser expresada reordenando la ecuación de los gases ideales, como se muestra en la **ecuación 2.12**.

$$\rho_g = \frac{pM}{RT} \quad (2.8)$$

Es importante destacar que la ecuación anterior es útil para valores de presión y temperatura cercanos a las condiciones de superficie. Para ajustar este comportamiento a condiciones de yacimiento se emplea el factor de desviación Z .

Factor de Compresibilidad Z

Este factor se utiliza para transformar a condiciones de yacimiento la ecuación de los gases ideales. Se define como la relación de Volumen real ocupado de cierta cantidad de materia en estado gaseoso entre el Volumen que ocuparía esta materia con la ecuación de los gases ideales. Ambos volúmenes deben ser calculados a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (2.9)$$

introduciendo el factor de compresibilidad en la ecuación de los gases ideales obtendremos la expresión mostrada en la **ecuación 2.16**.

$$pV = ZnRT \quad (2.10)$$

El factor de compresibilidad se puede estimar en el laboratorio, o con correlaciones empíricas, así mismo existen métodos para calcularlo en función de las propiedades pseudoreducidas en gráficos especializados.

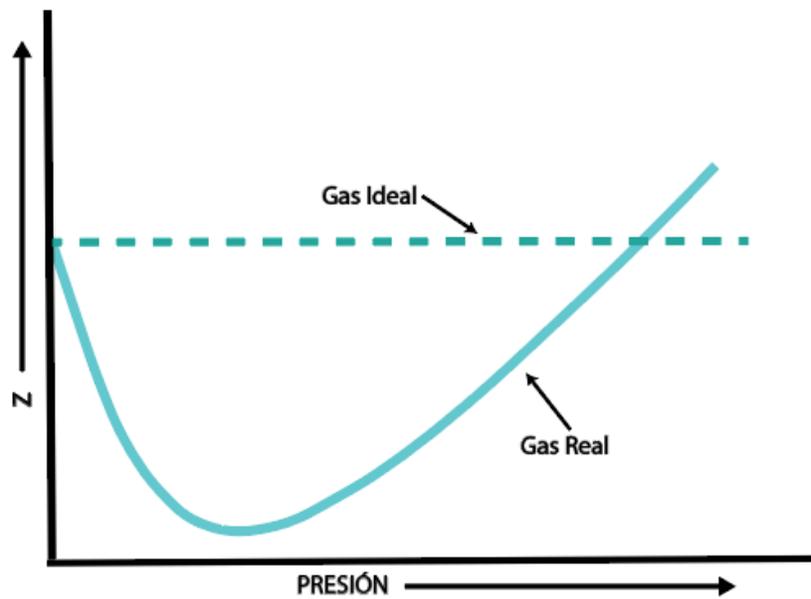


Figura 2. 5 Factor de Compresibilidad Z

Densidad Relativa del Gas

Se le conoce como la relación existente entre la densidad de un gas y la densidad del aire.(**ecuación 2.13**)

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (2 . 11)$$

La ecuación anterior puede ser expresada en términos del peso molecular de la mezcla como se muestra en la **ecuación 2.13**.

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{aire}} \quad (2 . 12)$$

Encogimiento del Gas

Propiedad del gas que se refiere a la pérdida de masa en un volumen de control establecido ocasionada por la separación de aceite condensado y el gas, en combinación con la contracción térmica que sufre el gas al subir a la superficie desde el yacimiento.

Factor de Volumen del Gas

El factor de volumen del gas es análogo al factor de volumen del aceite, ambos convierten volumen de gas a condiciones de yacimiento en volumen de gas a condiciones de superficie, este comportamiento es representado matemáticamente en la **ecuación 2.17**.

$$B_g = \frac{V_g@c.y.}{V_g@c.s.} \quad (2.13)$$

donde:

$V_g@c.y.$ = Volumen de gas a condiciones de yacimiento

$V_g@c.s.$ = Volumen de gas a condiciones de superficie

Otro parámetro utilizado en la industria petrolera es el inverso de la **ecuación 2.17** al que se le denomina Factor de expansión del gas el cual se expresa mediante la **ecuación 2.18**.

$$E_g = \frac{1}{B_g} = 35.37 \frac{P}{zT} \quad (2.14)$$

donde:

p = Presión Absoluta [psi]

T = Temperatura [°R]

z = Factor de compresibilidad [adim]

Compresibilidad del Gas

Como se explico en el apartado **2.2.2** la compresibilidad de un fluido es un cambio en el volumen del fluido al someterlo a un cambio de presión el cual no debe ser confundido con el factor de compresibilidad Z, el cuál se usa para expresar un volumen de gas ideal en su volumen de forma real. La expresión matemática para la compresibilidad del Gas se muestra en la **ecuación 2.19**.

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta p} \right)_T \quad (2.15)$$

Compresibilidad Pseudoreducida

Para calcular con correlaciones la compresibilidad de un gas se puede utilizar la definición de compresibilidad pseudoreducida c_r , la cual se obtiene de multiplicar la compresibilidad del gas c_g con la presión pseudocrítica P_{sc} . El método fue propuesto por Trube[16] quien llegó a la siguiente expresión, dada por la **ecuación 2.20**.

$$c_r = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}} \quad (2.16)$$

Existen correlaciones propuestas para obtener el gradiente $\left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$ que serán presentadas en el Capítulo 3

Viscosidad del Gas

En el caso del gas, el espacio intermolecular afecta de manera proporcional a la viscosidad, existiendo mayor libertad de movimiento molecular y observándose mayor facilidad de flujo. Los gases muestran un comportamiento reológico de tipo newtoniano por lo que se rigen bajo la ley de viscosidad de Newton¹.

La temperatura y la Presión juegan un papel interesante para la viscosidad de los gases, se observa en la **Figura 2.8**. que el comportamiento de viscosidad para un gas no es completamente análogo al comportamiento de la viscosidad de un aceite.

En la Figura 2.8 se representan 3 Fenómenos de viscosidad μ_g :

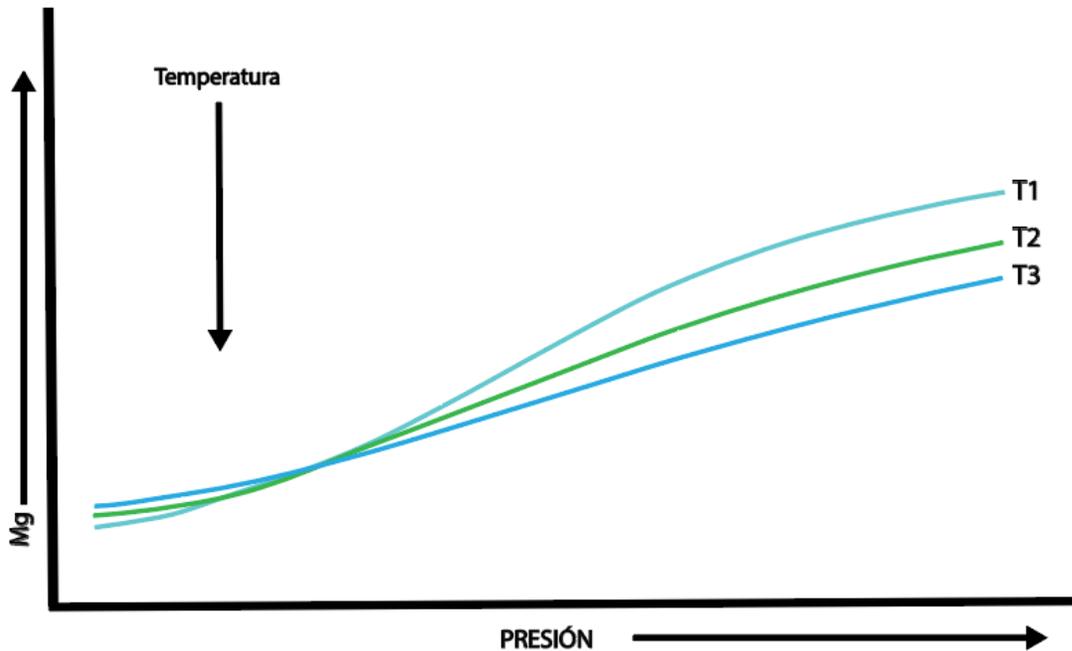


Figura 2. 6 Viscosidad del Gas

Primer fenómeno

Para presiones bajas con un aumento en la temperatura del sistema, la viscosidad μ_g tiende a incrementar. El fenómeno se presenta como consecuencia del grado de choques entre las moléculas de gas. Al incrementar la temperatura se incrementa la energía del sistema y el movimiento molecular se acrecienta, generando así una disminución en el flujo de gas.

Segundo Fenómeno

Para el mismo sistema hidrocarburo de gas, incrementar la presión es disminuir el volumen así como el espacio entre moléculas, generando un direccionamiento de flujo mas ordenado, disminuyendo la viscosidad μ_g .

Tercer Fenómeno

Para cualquier sistema hidrocarburo de gas, incrementar la presión conservando una temperatura constante genera que la viscosidad μ_g disminuya.

Metodología para la creación de la aplicación

Existen varias técnicas que han sido desarrolladas por investigadores para determinar las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento en función de la presión y la temperatura, como lo son los análisis PVT. A partir del comportamiento observado en laboratorio, se han desarrollado correlaciones PVT, las cuales buscan reproducir dicho comportamiento, es decir, modelos empíricos.

La literatura¹ menciona que las correlaciones se emplean desde la vida temprana del desarrollo de un campo. Como parte de la caracterización inicial se dispondrá de un análisis de laboratorio con el cual se pueden ajustar los valores obtenidos a las correlaciones de la literatura, proporcionando un amplio rango de predicción del comportamiento del fluido. Este análisis podrá ser empleado durante el transporte en tubería al momento de producirse, o dentro del yacimiento. Es muy importante utilizar las correlaciones adecuadas en los rangos de aplicación para los cuales son válidos estos modelos. Estas ecuaciones se muestran de manera más detallada en el **Apéndice C**

A continuación, se presenta el proceso mediante el cual se seleccionaron las correlaciones empleadas en la aplicación móvil.

Las propiedades de los fluidos petroleros que se tomaron en consideración como una primera instancia fueron las siguientes:

Lista Preliminar de Propiedades

Propiedades del Gas

- Presión & Temperatura Pseudocrítica
- Factor de Desviación z
- Factor de Volumen del Gas
- Compresibilidad Pseudo Reducida
- Viscosidad

Propiedades del Aceite

- Presión de Burbuja
- Densidad Relativa corregida a una atmósfera
- Relación de Solubilidad
- Factor de Volumen del Aceite Saturado
- Factor de Volumen del Aceite BajoSaturado
- Factor de Volumen Total
- Compresibilidad Del Aceite Saturado
- Compresibilidad Del Aceite BajoSaturado
- Viscosidad Cinemática
- Viscosidad Absoluta del Aceite Saturado
- Viscosidad Absoluta del Aceite BajoSaturado
- Viscosidad Absoluta a la Presión de Burbuja
- Densidad del Aceite

Filtrado de Información

Estructuración de Datos

Para elaborar un Sistema de correlaciones, refiriéndonos a la aplicación móvil, se debe tener en cuenta diversos factores que afectarán directamente el desempeño del sistema, en términos de eficiencia un programa debe ser lo mas simple posible, sin dejar de buscar el resultado deseado en medida de lo posible. Este balance se obtiene con un manejo adecuado en el flujo de información y con una evaluación de capacidad disponible de nuestro equipo para procesar esta información.

A continuación se muestran los criterios que se aplicaron en la selección de correlaciones, tomando como premisa principal a la entrada de datos a nuestro sistema, recordando que el Sistema se alimentará de un análisis de laboratorio PVT, buscando una relación existente en tres niveles:

Propiedad de entrada – Propiedad de interés – Autores



Ello con la finalidad de identificar los nodos en común de nuestra información, caracterizando así nuestros datos de entrada y de salida. Con esto, se discretizó así nuestro punto de partida en una malla conceptual de 3 niveles como se muestran en la **Figura 3.1**.

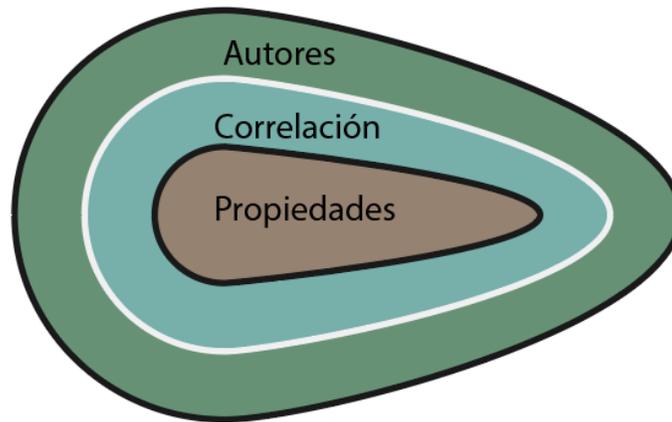


Figura 3. 1 Niveles De Selección De Variables Principales

Explicamos la Figura 3.1, si la desglosamos por niveles obtenemos que el primer nivel, "Autores", engloba a los investigadores que fueron considerados como primera instancia en el marco teórico, el segundo nivel, "Correlación", contiene todas las correlaciones para el cálculo de propiedades de los fluidos petroleros, dependiendo de cada Autor, El nivel 3 (Propiedades) a su vez se dividió en dos subniveles: la propiedad de interés y las propiedades (entradas) necesarias para calcularla.

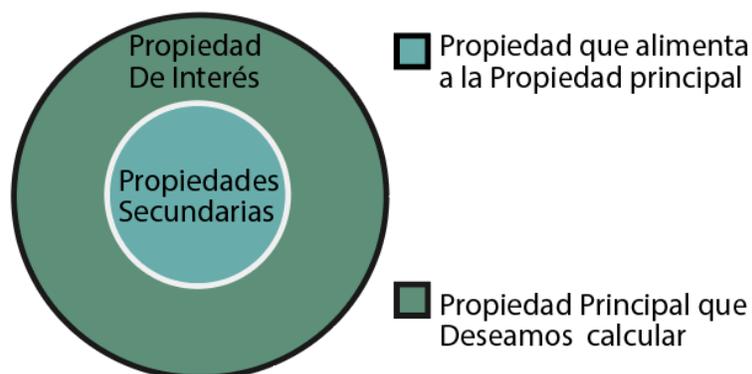


Figura 3. 2 Subniveles de Selección de Variables Secundarias

A partir de esta estructura, se obtuvo un diagrama de árbol que muestra el flujo de información dentro del sistema. un pseudocódigo preliminar. Se muestra un ejemplo de la estructura para la Presión de Burbuja calculada con la correlación que desarrolló el investigador Al – Marhoun en la **Figura 3.3**.

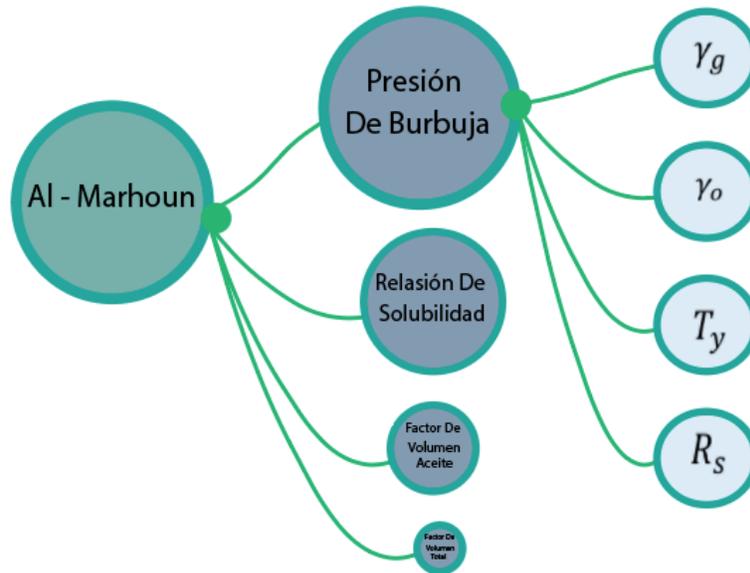


Figura 3. 3 Jerarquía de Variables Al – Marhoun

Lista de Autores Considerados

<i>Al – Marhoun</i>	<i>Carrn. & Kobayashi & Burrows</i>
<i>Baker & Swerdlow</i>	<i>Dranchuck</i>
<i>Beggs</i>	<i>Egbogad</i>
<i>Papay jr</i>	<i>Glaso</i>
<i>Kartoatmodjo & Schmidt</i>	<i>Lasater</i>
<i>Lee & Gonzales & Eakin</i>	<i>McCain Jr. & Villena</i>
<i>Petrosky & Farshad</i>	<i>Standing</i>
<i>TOTAL Company</i>	<i>Dokla & Osman</i>
<i>Beal</i>	<i>Hall K. R & Yarborough L.</i>

Tabla 3. 1 Autores Considerados

De igual manera, se siguió el mismo método para los autores de la lista preliminar en la **Tabla 3.1**, mapeando así una *primera* estructura con la finalidad de analizar algún patrón de similitud entre los tres niveles propuestos:

Autores – Propiedades de Interés – Propiedades secundarias

Análisis de Frecuencia

La siguiente etapa fue analizar la frecuencia de los datos de entrada, en donde se encontró que, de todos los Investigadores propuestos, las propiedades de entrada encontradas con mayor frecuencia fueron la Presión de Burbuja y la Relación De Solubilidad como se aprecia en la **Figura 3.4**.

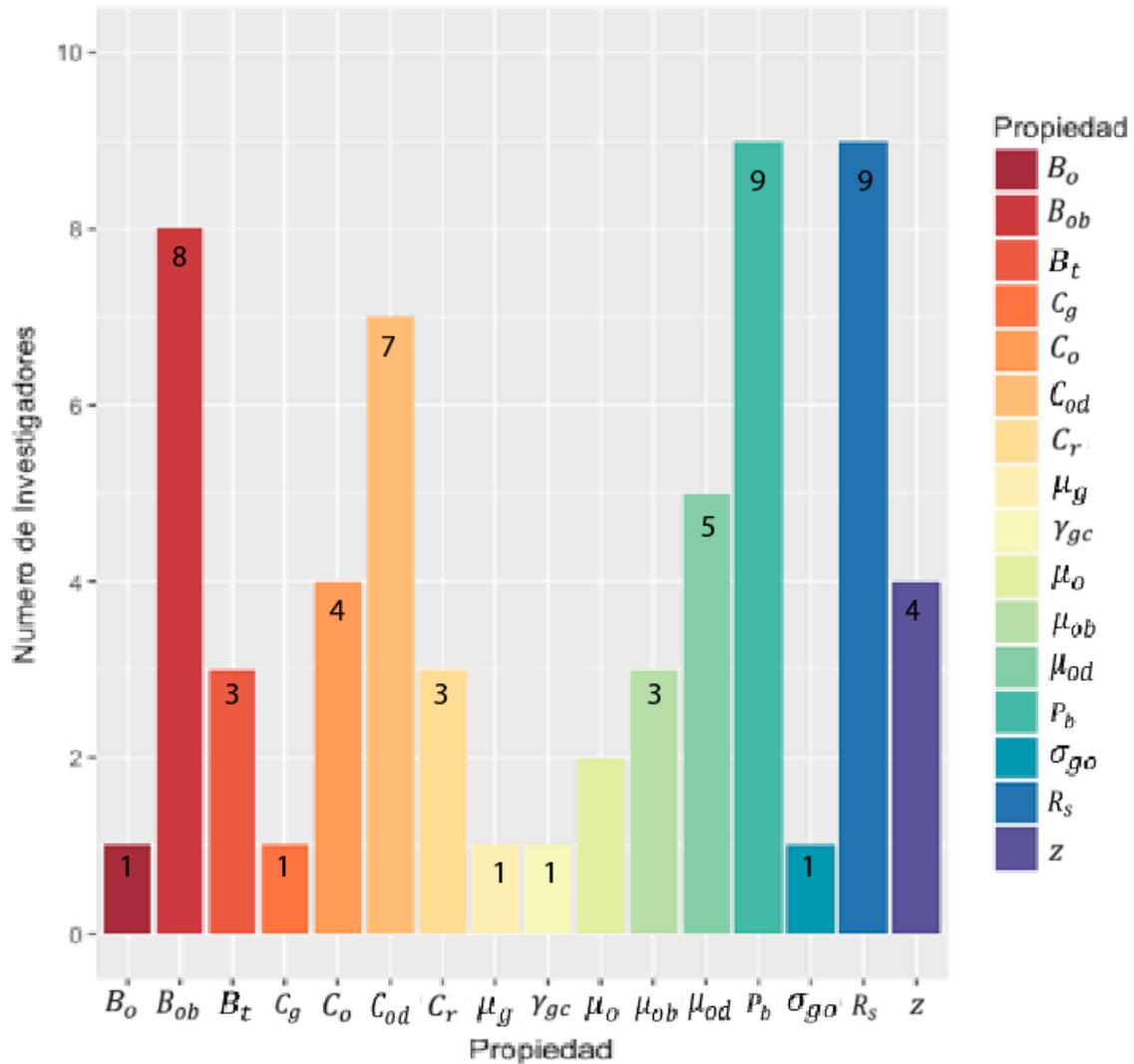


Figura 3. 4 Correlaciones consideradas

Al finalizar la etapa de adquisición de información, se contabilizaron 62 ecuaciones a considerar, las cuales estaban distribuidas entre las 16 propiedades inicialmente propuestas. Un segundo análisis correspondería a las propiedades necesarias para el cálculo de las propiedades de interés.

Para ello, cada autor introdujo en sus ecuaciones parámetros de entrada distintos, el propósito de este rastreo es identificar cuáles de esas propiedades de entrada se repetían más entre los diferentes autores, este concepto se muestra en la **Figura 3.5**.

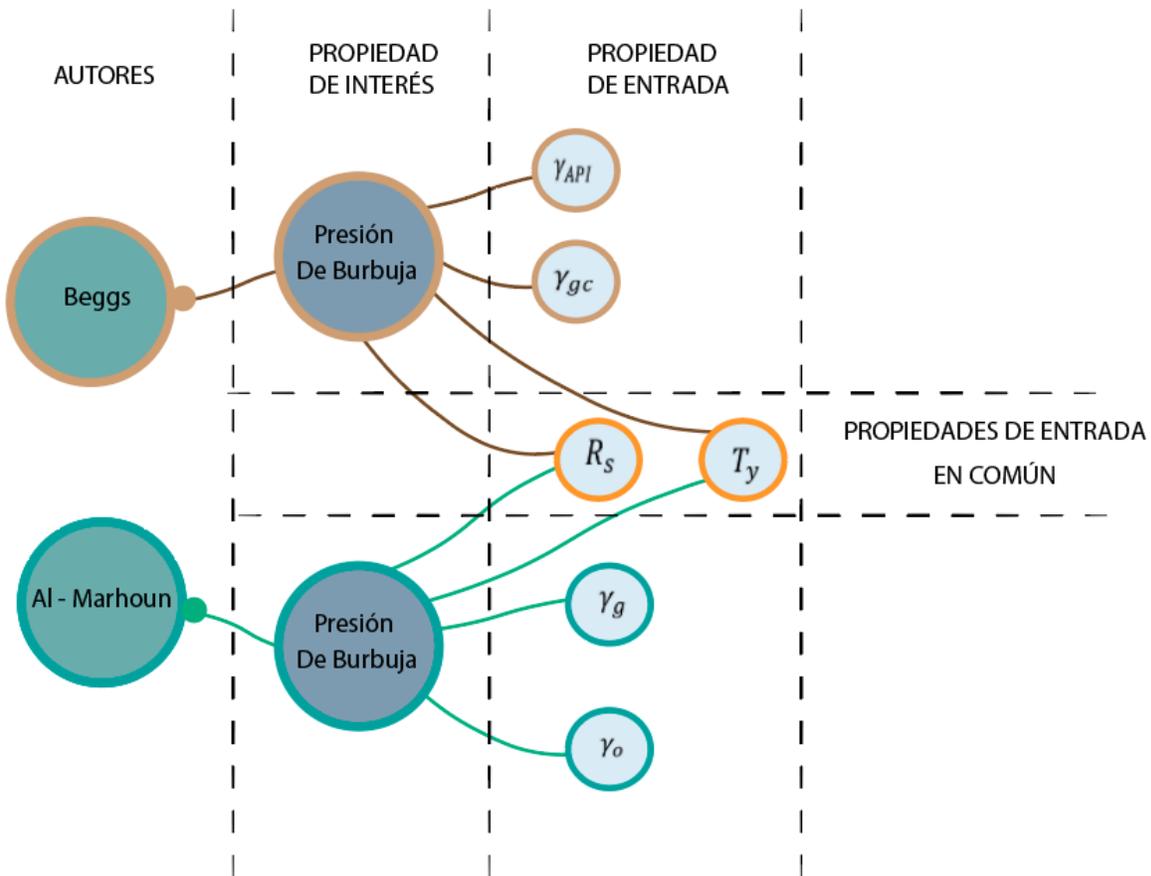


Figura 3. 5 Estructura Preliminar de Flujo de Información

El mismo esquema se siguió para los autores de la lista preliminar de la Tabla 3.1. Como resultado se obtuvo una segunda estructura, cuya finalidad fue analizar el flujo de entrada y salida en la aplicación buscando identificar algún patrón de similitud entre datos de: Autores – Propiedades de Interés – Propiedades secundarias.

Al finalizar esta fase de búsqueda se identificaron las propiedades secundarias de entrada que serían la principal fuente de información de nuestro sistema móvil, dentro de estas propiedades, se buscó a su vez identificar cuales eran compatibles tanto en una ecuación como en otra, buscando minimizar el tiempo de cálculo.

Una vez filtradas las variables de trabajo, se determinó que este método requería de un proceso de optimización adicional; por lo que requería mayor tiempo para realizar el filtrado de las 62 ecuaciones. El procedimiento fue lento y minucioso, sin llegar a grandes

resultados, lo cual rebasa los objetivos de este trabajo. La solución a esta disyuntiva fue modificar la escala del método y llevarlo a un alcance más reducido en el cual se redujeron las combinaciones de propiedades y autores, lo cual facilitó el diseño de la interfaz de usuario, optimizando a una estructura más simple y con una distribución ramificada, donde cada rama sigue un flujo del tipo:

Propiedad De Interés - Autores - Propiedades de Entrada



Esta estructura se ilustra en la **Figura 3.6**. El caso ejemplo mostrado en esta figura fue la presión de burbuja, en la cual se ejemplifican las propiedades de entrada para los autores Beggs y Al – Marhoun, manteniendo la eficiencia en el proceso lo máximo posible, aprovechando las propiedades de entrada en común entre un autor y otro para disminuir el tiempo de cálculo.

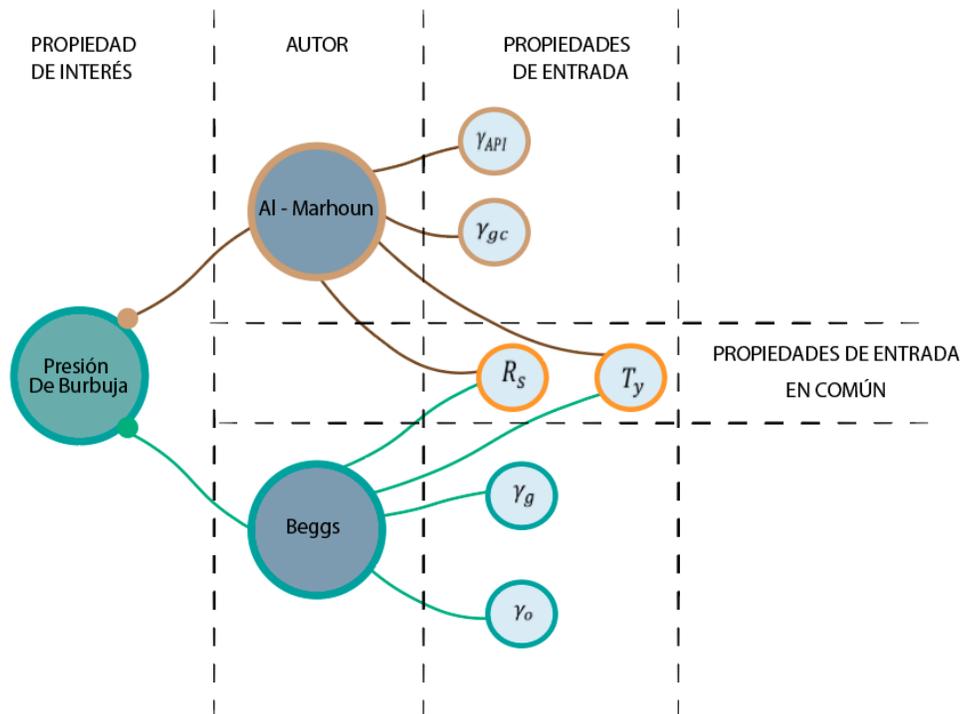


Figura 3. 6 Estructura Final de Flujo de Información

Correlaciones Seleccionadas para la aplicación móvil

Las correlaciones PVT incluidas en la aplicación basándonos en el análisis anterior se muestran a continuación.

A partir del análisis presentado previamente, se muestra el reordenamiento de las correlaciones PVT a incluirse en la aplicación móvil, las cuales se muestran de las **Figuras 3.7** a la **Figura 3.9**, dando un total de 9 propiedades que pueden ser calculadas por la aplicación móvil para diferentes autores, las cuales ajustan para diferentes condiciones de presión y temperatura.

Las correlaciones tomadas en cuenta para el desarrollo de este trabajo se presentan en el **ANEXO C** junto a sus respectivos rangos de aplicación para consulta del lector.

El filtrado final, arrojó 43 ecuaciones de las 10 propiedades mostradas de las Figuras de la 3.7 a la 3.9.

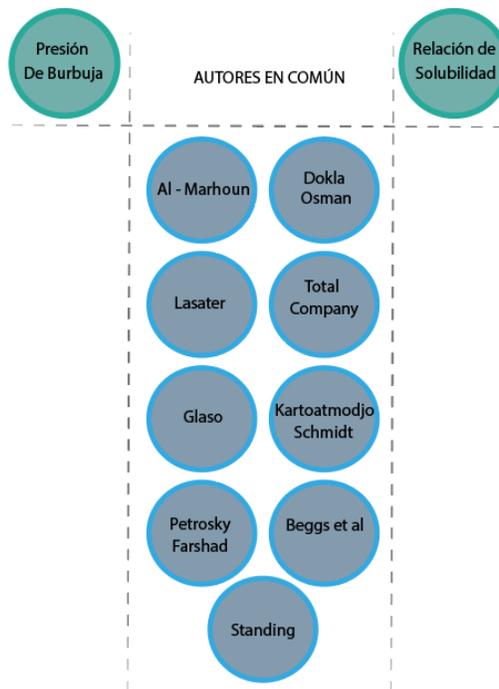


Figura 3. 7 Correlaciones para P_b & R_s

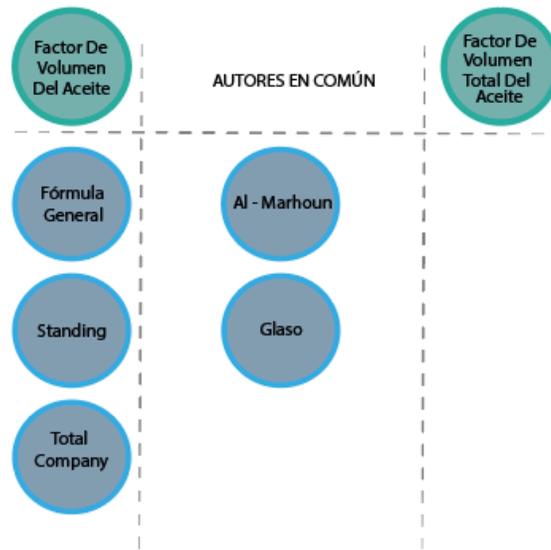


Figura 3. 8 Correlaciones para B_o & B_t

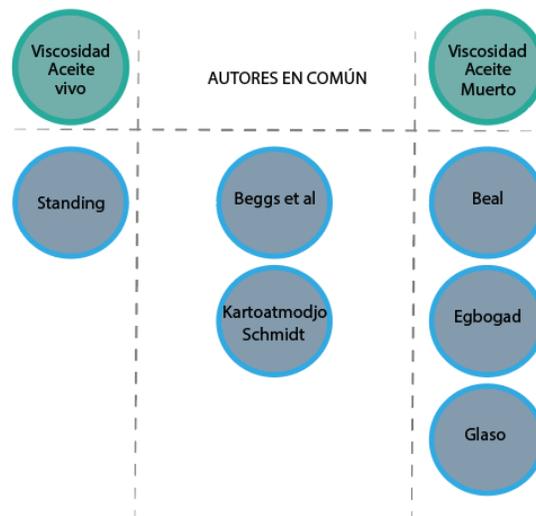


Figura 3. 9 Correlaciones para μ_{oD} & μ_o

Funcionamiento de la App

Es natural encontrar diversas fuentes de información acerca de estas correlaciones PVT, por ello, si se desea realizar una aplicación móvil que las contenga, un análisis preliminar de las mismas es necesario. Para ello se comenzó con indagar los autores y las propiedades que había calculado con sus propias correlaciones.

Es importante notar, que cada correlación es válida para cierto rango de aplicación, el cual dependerá de cada autor.

Los autores cuyos trabajos fueron consultados y seleccionados en el desarrollo de la selección fueron los siguientes:

Tabla 4 . 1 Lista de Autores Seleccionados

<i>Al-Marhoun</i>	<i>Egbogad</i>
<i>Beggs et al.</i>	<i>Glaso</i>
<i>Papay jr</i>	<i>Lasater</i>
<i>Kartoatmodjo & Schmidt</i>	<i>Standing</i>
<i>Lee & Gonzales & Eakin</i>	<i>Dokla & Osman</i>
<i>Petrosky & Farshad</i>	<i>Hall K. R & Yarborough L.</i>
<i>TOTAL Company</i>	<i>Beal</i>
<i>Carrn. & Kobayashi & Burrows</i>	

El sistema móvil y su estructura de flujo fueron diseñados en primera instancia en un pseudocódigo, el cual fue programado dentro del software Android Studio 3.0.1.

Android Studio

Este entorno de desarrollo integrado (IDE por sus siglas en inglés) fue el utilizado en el desarrollo de la aplicación, así mismo este IDE fue desarrollado por google para el diseño de aplicaciones móviles bajo el sistema operativo Android, permitiendo al desarrollador elegir entre una gama de versiones de Android, dando recomendaciones actualizadas en tiempo real, es interactivo y gratuito.

Lleva integrada una herramienta de diseño gráfica o por código de interfaz de usuario. Por sí mismo el sistema operativo Android está basado en lenguaje java, por lo que ciertas clases java son los moldes para la creación de aplicaciones. A continuación, una lista de dichas clases.

Clases Java base en el desarrollo de aplicaciones

Activity

La actividad se define como una ventana o pantalla dentro de la cual programaremos nuestra interfaz de usuario con ayuda de la clase View, todas las aplicaciones móviles pueden contener tantas actividades como el desarrollador necesite, en nuestro caso particular se necesitaron 142 pantallas.

View

Las vistas son los bloques de construcción para la interfaz de usuario, ocupa un espacio rectangular en la pantalla y se encarga de administrar el diseño eventos, la clase View es la base para los widgets. Así mismo se encarga de dar un orden definido a los elementos widgets en forma de grupo. Para nuestra aplicación colocamos los botones etiquetas y widgets utilizadas dentro de un ScrollView el cual nos permite hacer un arrastre de la pantalla sin importar el tamaño de la misma, por lo cual el sistema se adapta a las pantallas de diferentes modelos de celulares.

Widgets

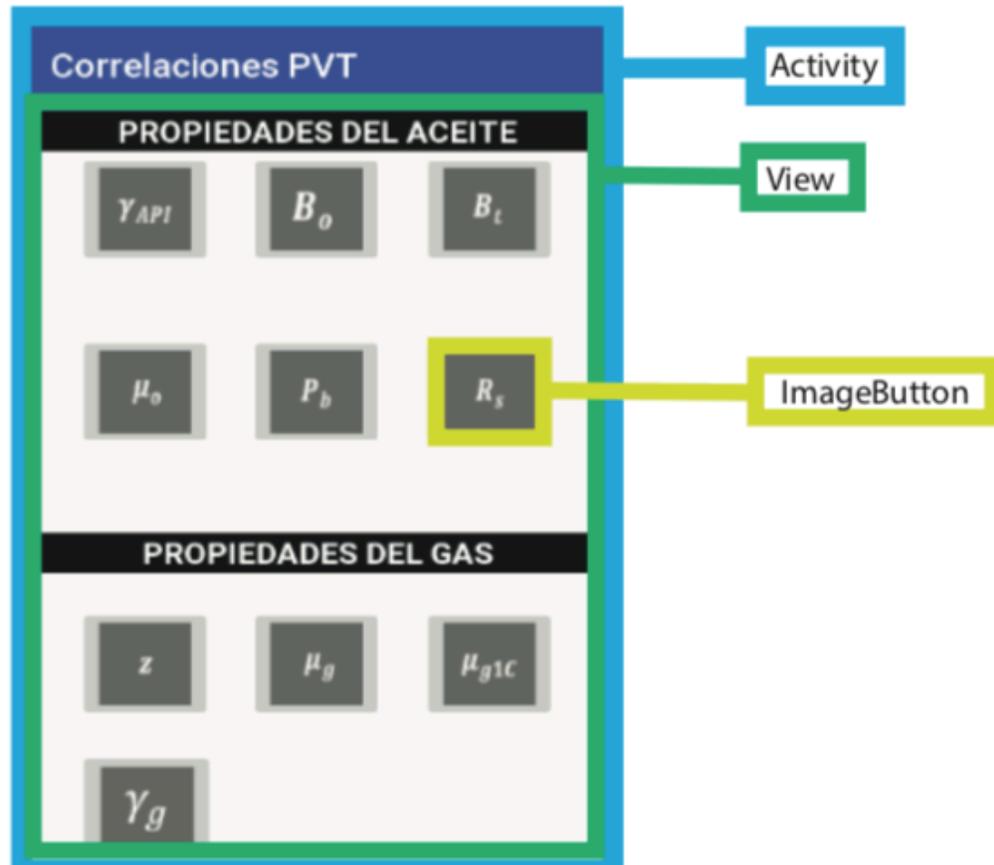
Este elemento es heredado de la clase View y contiene los elementos clave para el diseño de la interfaz de usuario, botones, etiquetas, textos e imágenes.

Layout

Los layout se encargan de administrar las vistas en un orden estructurado dentro de la actividad que lo contenga. Es la forma en la cual las vistas se estructuran en grupo; dentro de nuestra aplicación se utilizó “RelativeLayout”, el cual permite que la ubicación de los widgets, dentro del activity y de la clase View, sea relativa a otro elemento widget, anclando los widgets uno a otro.

Intent

Los intentos son operaciones que pueden comunicarse de una actividad a otra, su principal función es abrir un Activity desde otro Activity utilizando el método “startActivity”, así mismo, en el desarrollo de nuestra aplicación móvil se utilizó el método “putExtra” perteneciente a la clase Intent para enviar los datos necesarios en los cálculos de correlaciones de un activity a la ventana de resultados o a la Tabla de resultados. En la **Figura 4.1** se integran los elementos explicados (Activity, View, Widgets, Layout e Intent) para generar el menú principal de la interfaz de usuario de la aplicación móvil.

Interfaz de Usuario**Figura 4. 1 Menú Principal**

Considerando las bases establecidas en el capítulo anterior las propiedades se dividieron en dos principales ramas, propiedades del aceite y propiedades del gas, la siguiente Activity que veremos al seleccionar la propiedad que deseamos calcular es el menú de autores.

Dependiendo la propiedad del fluido que seleccionemos en el Activity de menú de la Figura 4.1, será el menú desplegado de los autores, de tal manera que la propiedad de interés contiene un menú diferente a otras propiedades, con excepción de la R_s y la P_b , para este par de propiedades se utilizaron los mismos autores.

En el Activity de la **Figura 3.12** se despliegan los autores cuyas correlaciones fueron programadas. En particular en este ejemplo la R_s , Considerando que cada investigador desarrolló su correlación para el cálculo de la propiedad de interés utilizando diferentes muestras a diferentes condiciones, se observa como resultado una amplia variedad de

rangos de aplicación en los datos para los cuales las correlaciones ajustan, tales consideraciones se muestran en el apartado del **Anexo C**.



Figura 4. 2 Menú Autores

Interfaz para introducir datos al sistema

Las correlaciones a pesar de calcular la misma propiedad, requieren diferentes parámetros de entrada dependiendo del autor, tal situación requirió un diseño de la actividad personalizado para cada propiedad, por lo que se generó una interfaz de usuario que recopilara los datos necesarios para cada propiedad en particular, que además tenga la utilidad de obtener los resultados para cada propiedad bajo las diferentes correlaciones sin importar el autor, de modo que el análisis de datos de entrada por correlación que se presentó en el capítulo II fué de gran ayuda para realizar esta labor.

Finalizando la entrada de datos al sistema se presentan al usuario las opciones para calcular a las condiciones que se introdujeron con el ImageButton "Calcular". Para diferentes condiciones de temperatura y presión se presenta al usuario la opción "Tabular", ambos ImageButtons están ligados a diferentes actividades.

Las unidades de entrada para nuestra interfaz de usuario son clave, por ello nuevamente se tomó la decisión de estandarizar dicha información de forma que dentro de la aplicación se llevaran a cabo las conversiones de unidades pertinentes, ahorrando tiempo de cálculo

para el usuario y generando un sistema consistente de unidades dentro de nuestra aplicación móvil. La interfaz de usuario para introducir datos al sistema se muestra en la **Figura 4.3**

Posteriormente se identificaron nuevamente todas las variables que requiere nuestro sistema completo en la realización de los cálculos. Dichas variables una vez identificadas, fueron estandarizadas en un sistema de unidades como se muestra en la **Tabla 4.2**. identificadas, fueron estandarizadas en un sistema de unidades

De igual manera y buscando mantener la consistencia en el sistema, todos los resultados de salida se muestran en las mismas unidades en las que se trabajaron los datos de entrada.

En la parte inferior de la Figura 4.3 se aprecian dos opciones para el usuario buscando otorgar resultados variados al usuario.

INTRODUCE LA DENSIDAD DEL GAS	
0.799	
INTRODUCE LA TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	
200	
INTRODUCE API	
21.95	
INTRODUCE PRESION DE INTERES	
1735	
INTRODUCE PRESION DE BURBUJA	
1650	
CALCULAR	TABULAR

Figura 4. 3 Datos de Entrada

A continuación se muestra una tabla con las unidades ligadas a las propiedades de entrada en el sistema, de tal manera que el funcionamiento óptimo del mismo depende de un correcto manejo de dichas unidades, de introducir valores de propiedades en otras unidades a las mostradas a continuación los resultados serán equivocados.

Unidades de entrada del Sistema**Tabla 4 . 2 Unidades del Sistema**

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Unidades</i>
T_y	[°F]
P	[psi]
P_b	[psi]
C_o	[psi] ⁻¹
B_{ob}	$\frac{bl@c. s.}{bl@c. y.}$
R_{sb}	$\frac{ft^3}{bl}$
ρ_{ob}	$\frac{gr}{cm^3}$
μ_{ob}	[cp]
z	<i>adimensional</i>
γ_g	<i>adimensional</i>
<i>Fracción molar CO₂ de la mezcla de gases</i>	< 1
<i>Fracción molar H₂S de la mezcla de gases</i>	< 1

Tabla 4 . 3 Unidades del Sistema(continuación)

<i>Fracción molar N_2 de la mezcla de gases</i>	< 1
ρ_{od}	$\frac{gr}{cm^3}$
$^{\circ}API$	<i>adimensional</i>
μ_{od}	$[cp]$
M_g	$\frac{lb}{lb - mol}$

Botón CALCULAR

Esta opción mostrará únicamente el resultado de la propiedad a las condiciones de entrada que el usuario debe proporcionar. El resultado se desplegará en una nueva actividad, todas

**Figura 4. 4 Botón CALCULAR**

las propiedades programadas del sistema cuentan con esta opción de cálculo.

El resultado es mostrado con sus unidades y el autor que desarrolló la correlación como se observa en la **Figura 4.4**.

Botón TABULAR

En caso de que el usuario requiera obtener la propiedad de interés en una lista que incluya diferentes temperaturas o presiones, deberá utilizar esta opción de cálculo. El programa desplegará una nueva actividad con los resultados en una Tabla de presión contra propiedad de interés y otra de Temperatura contra propiedad de interés, la manera en que se programó esta opción se basa en un ciclo cuyos contadores son la presión y la temperatura, sin embargo no en todas las correlaciones fue posible efectuar este método debido a que las propiedades de interés no dependían (matemáticamente) de la presión o de la temperatura e incluso ambas, tal es el caso de; ρ_{API}, μ_o y la γ_g , por otro lado las propiedades que soportan este método de cálculo son $B_o, B_t, \mu_{od}, P_b, R_s, z, \mu_g$ y μ_{g1C} . La lista de resultados se ilustra en la **Figura 4.5**.

Correlaciones PVT	
PRESIONES	RS
15	100.1019898806731
65	497.662639723389
115	928.8314854726311
165	1378.5225999306124
215	1841.3639837014025
265	2314.4921545890156
315	2796.1080726214896
365	3284.969991006277
415	3780.166282336541
465	4280.997707318996
515	4786.910052968223
565	5297.4527047579
615	5812.251721518733
665	6330.99155399003
715	6853.402183289395

Figura 4. 5 Botón TABULAR

Diagrama representativo del funcionamiento de la interfaz de usuario

La esquematización del funcionamiento de la interfaz de usuario se ve representada en la **Figura 4.6**, el diagrama presenta un esquema ramificado, la simbología utilizada está basada en diagramas de flujo convencionales empleados para esquematizar el funcionamiento de un programa.



Figura 4. 6 Diagrama de flujo

Implementación en el programa

El inicio del programa es el menú de propiedades.

Las instrucciones son implícitas por lo que el usuario puede utilizar el programa de forma intuitiva.

Este símbolo se emplea indicando las opciones múltiples a elegir dentro de la aplicación como lo son las propiedades de interés.

El conector de diagramas es de gran utilidad para reducir el espacio necesario en la representación del diagrama general.

La entrada manual de datos se refiere a las propiedades de entrada proporcionadas por el usuario.

La declaración de variables y símbolo de acción lo empleamos para representar botones que representan propiedades de interés y se van a calcular.

El símbolo de fusión representa la unión de varias vertientes y las convierte en una.

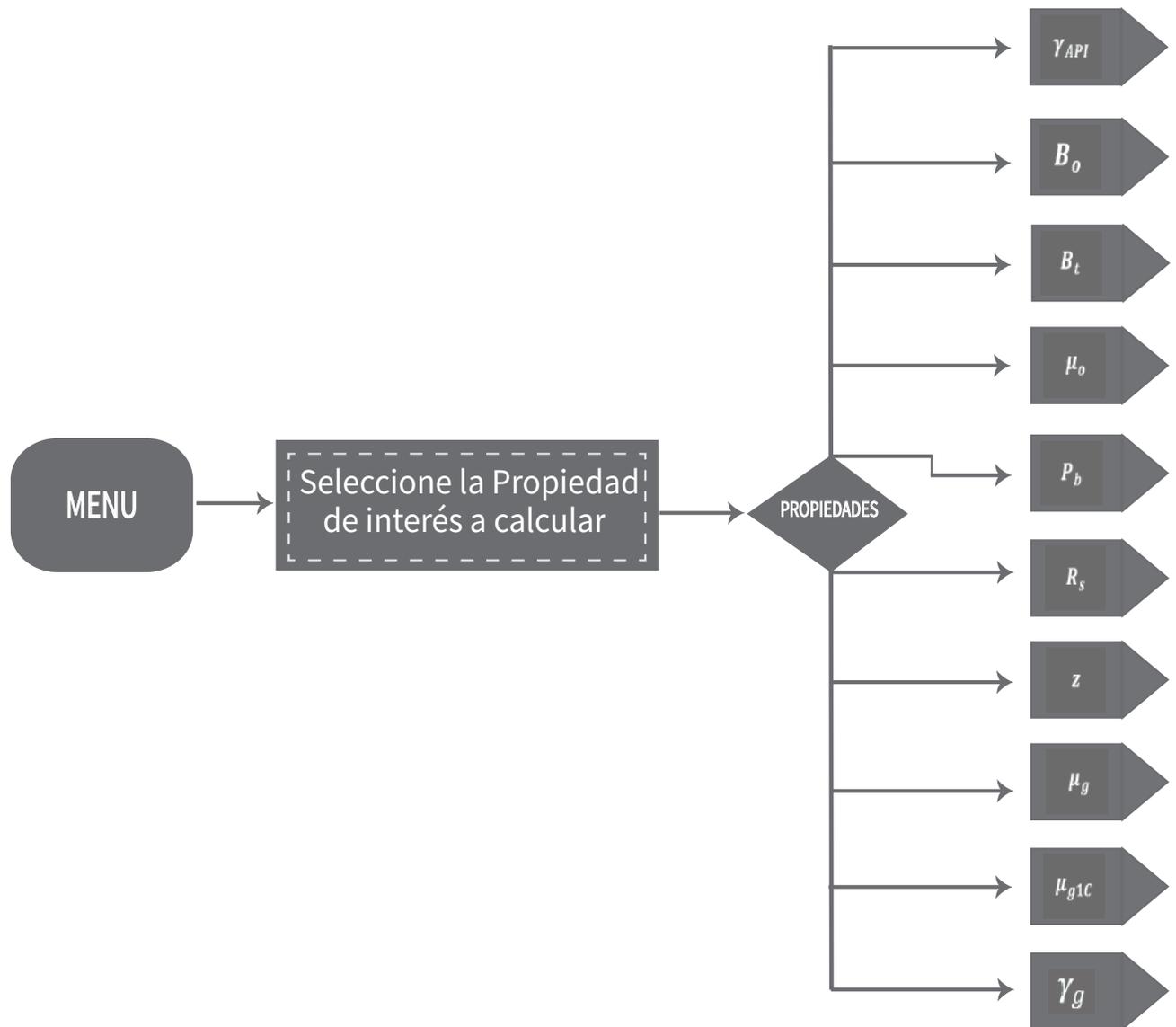


Figura 4. 7 Diagrama General

Como se explicó en la simbología de la Figura 4.6, los conectores representan una sección del diagrama general, en ella se muestran las propiedades de interés al usuario.

Cada propiedad será representada con un diagrama de la interfaz de usuario en el cual se reproduce el comportamiento del programa al interactuar con el usuario, conjuntado las

Figuras 4.6 a la **Figura 4.16**. A partir de esta interacción, se logró un mapeo de toda la aplicación móvil en cuanto a interfaz de usuario y funcionamiento general se refiere.

Diagrama API

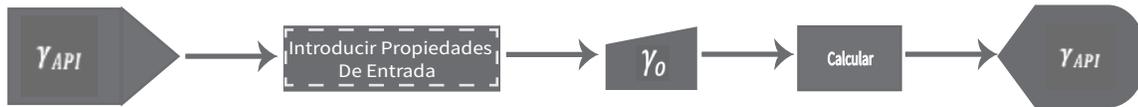


Figura 4. 8 Diagrama de Grados API

Diagrama B_o

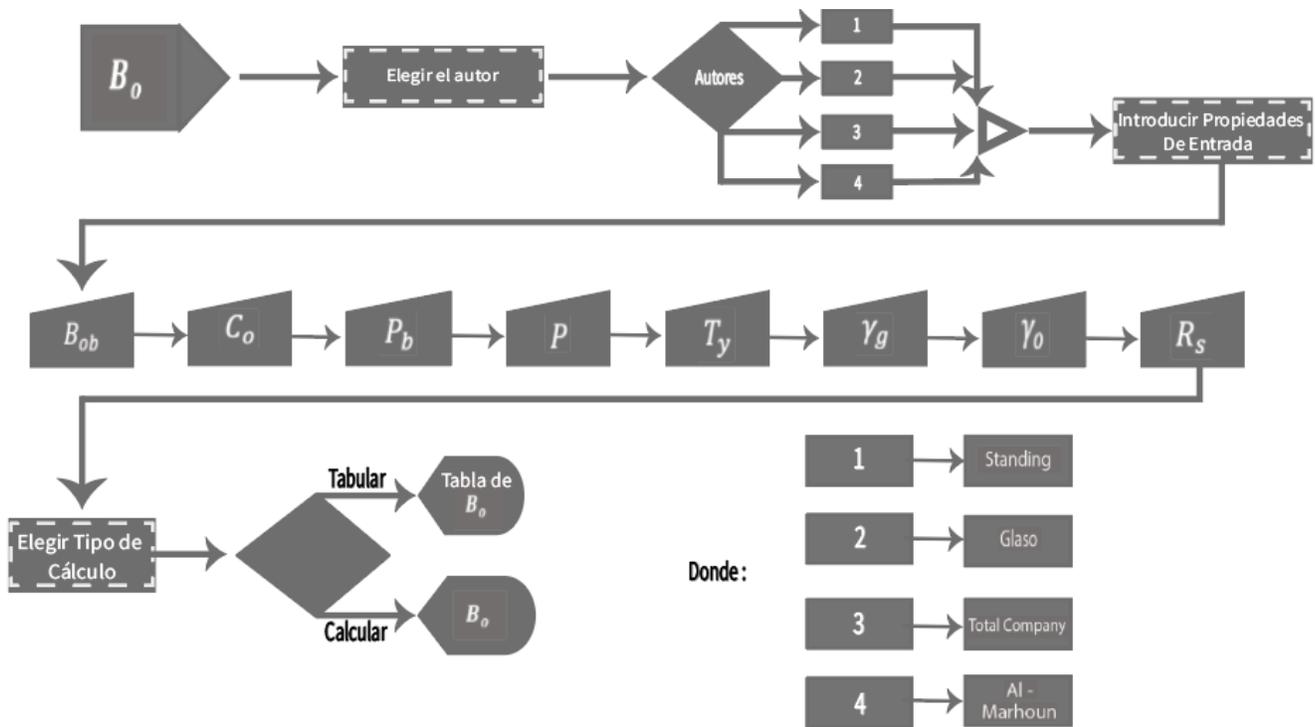
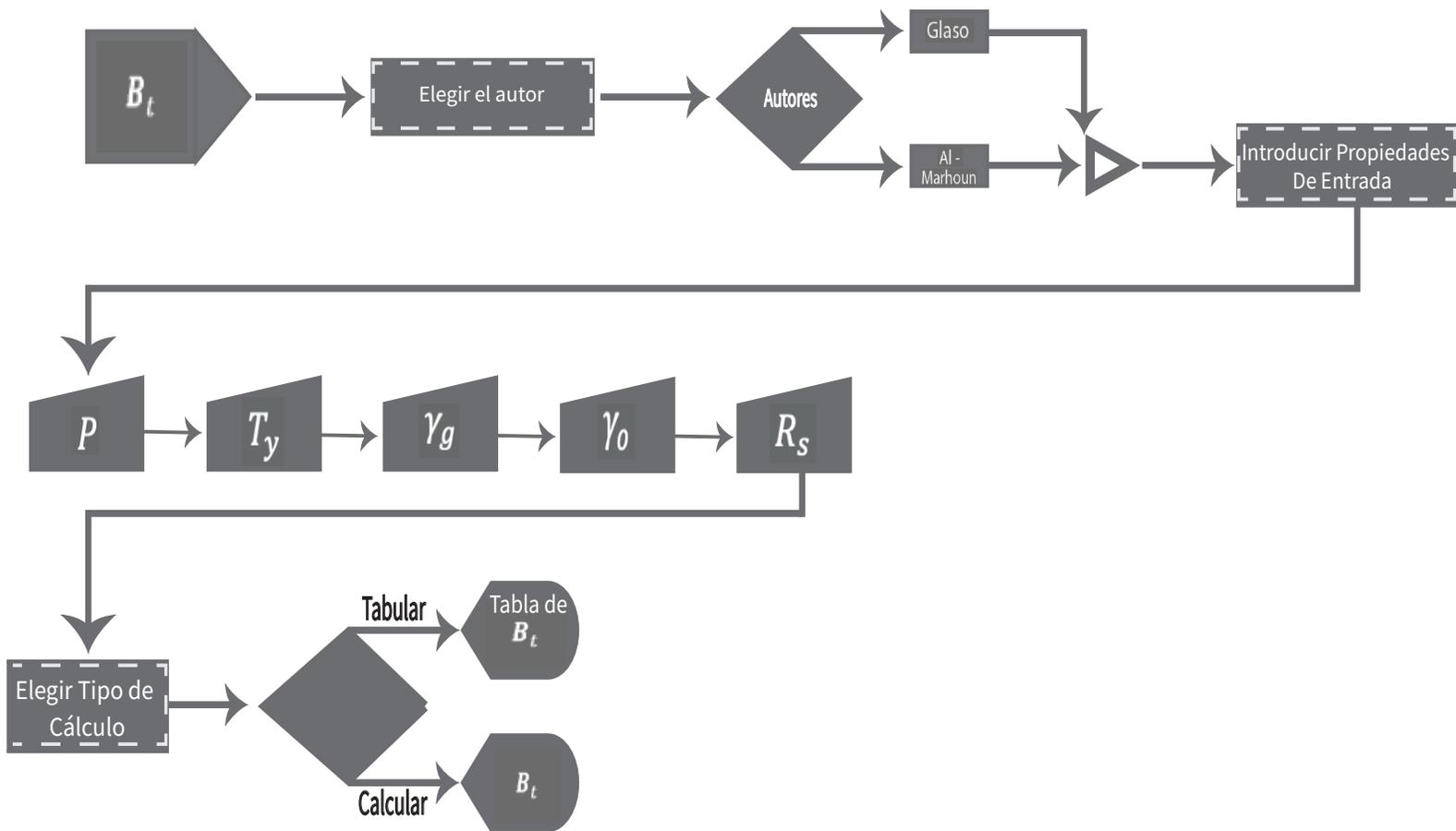


Figura 4. 9 Diagrama B_o

Diagrama B_t **Figura 4. 10 Diagrama B_t**

A partir de los ejemplos mostrados, es posible observar el patrón que siguen los diagramas de funcionamiento para todas las propiedades. Para el caso del diagrama de P_b y de R_s se aprovechó el factor que los mismos autores emplearon para calcular estas propiedades, por tal situación, se juntaron ambas propiedades en un solo diagrama representativo mostrado en la **Figura 4.11**.

Diagrama P_b y R_s

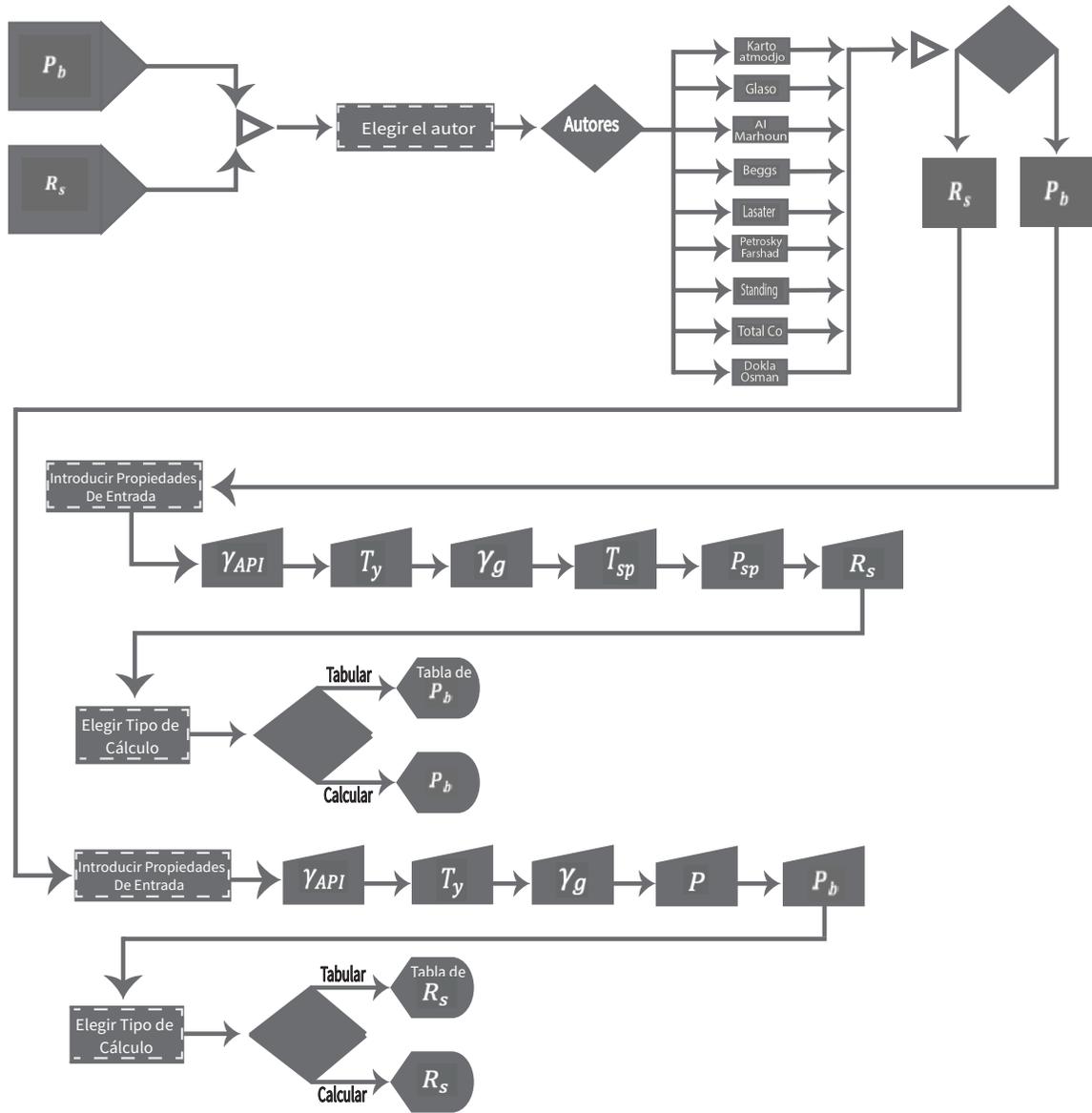


Figura 4. 11 Diagrama P_b & R_s

En el rango de las **Figuras 4.9** a la **Figura 4.11**, se han mostrado las propiedades de nuestro sistema que son calculadas de acuerdo al tipo de aceite, a continuación se presentan los esquemas representativos que sigue la interfaz de usuario para las propiedades de viscosidad del aceite y posteriormente las propiedades del gas, las cuales son el factor de desviación z , la viscosidad del gas μ_g , la viscosidad del gas corregida a 1 atmósfera μ_{gc1} y la densidad relativa del gas γ_g .

Comenzando con los diagramas representativos de propiedades de los gases mostraremos a continuación el diagrama correspondiente a factor de desviación de volumen z o simplemente factor z .

Diagrama de Viscosidad del Aceite

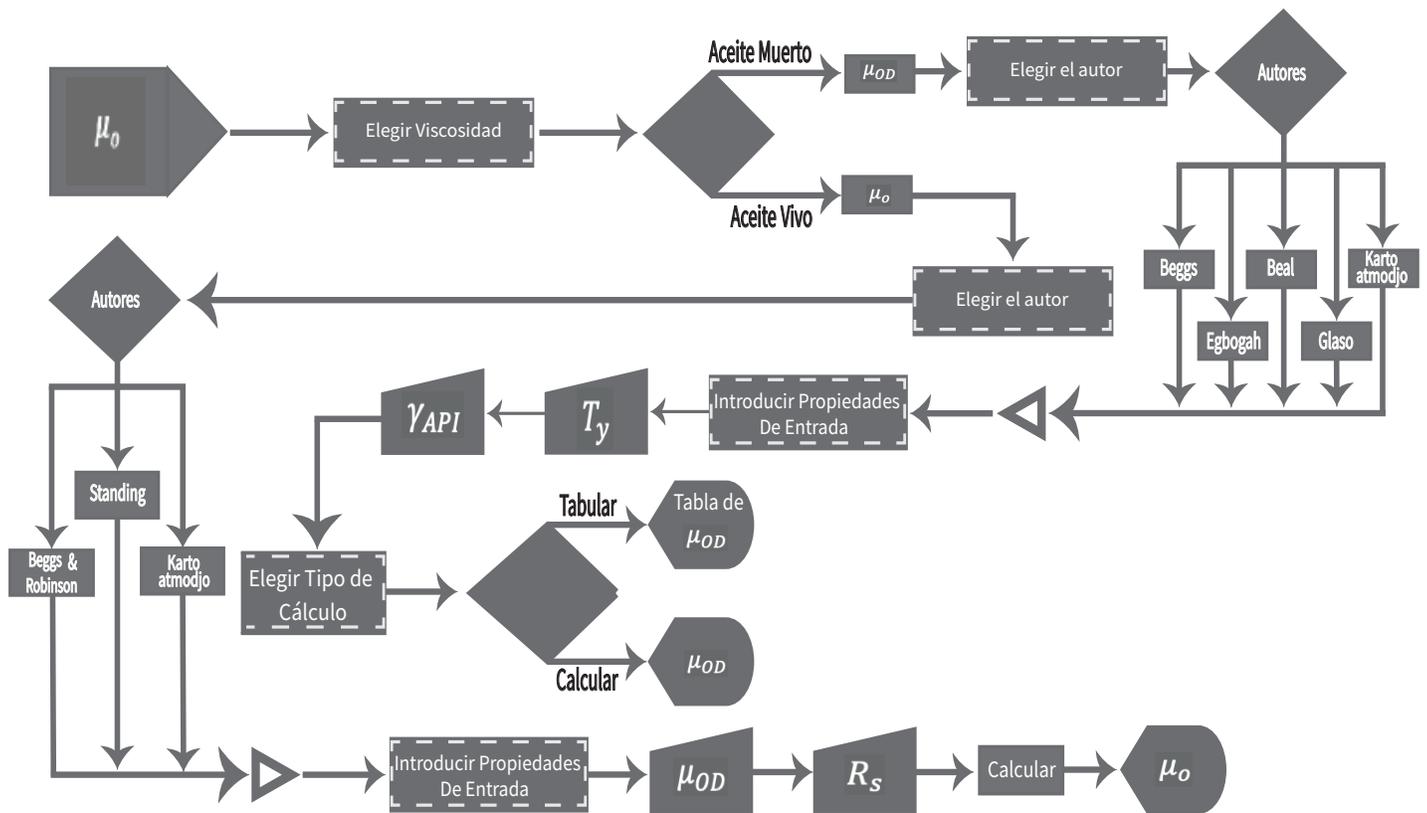


Figura 4. 12 Diagrama De Viscosidad del Aceite

Diagrama de factor z

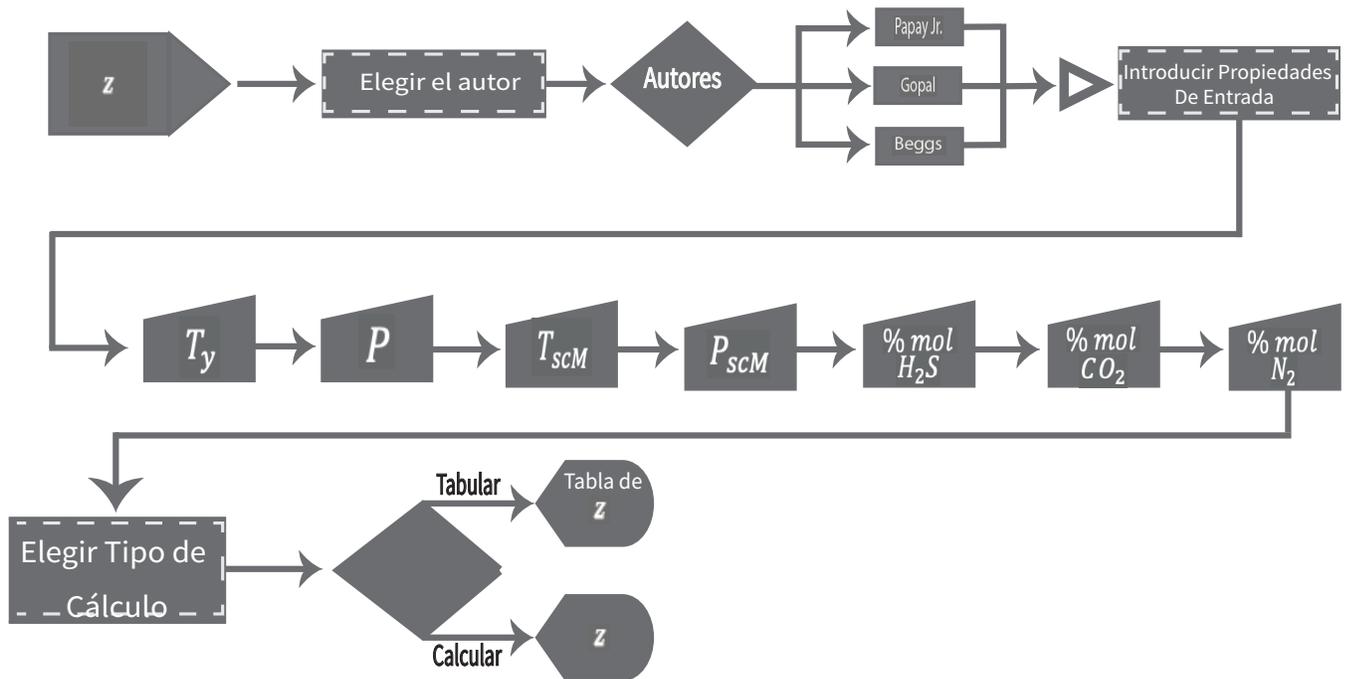


Figura 4. 13 Diagrama z

Diagrama μ_g

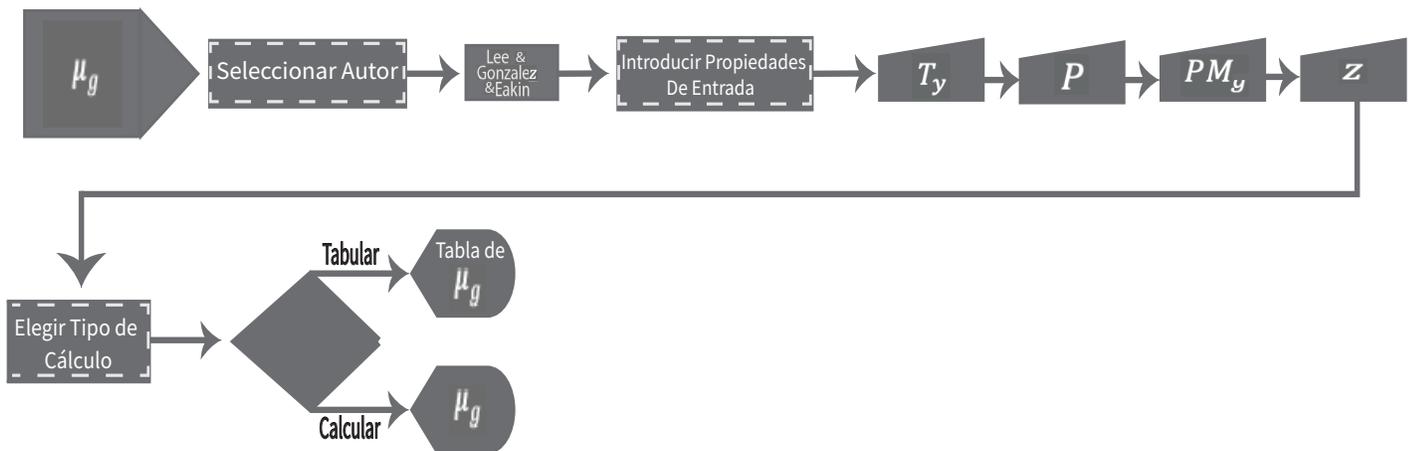


Figura 4. 14 Diagrama Viscosidad del Gas

Diagrama Viscosidad del gas corregida

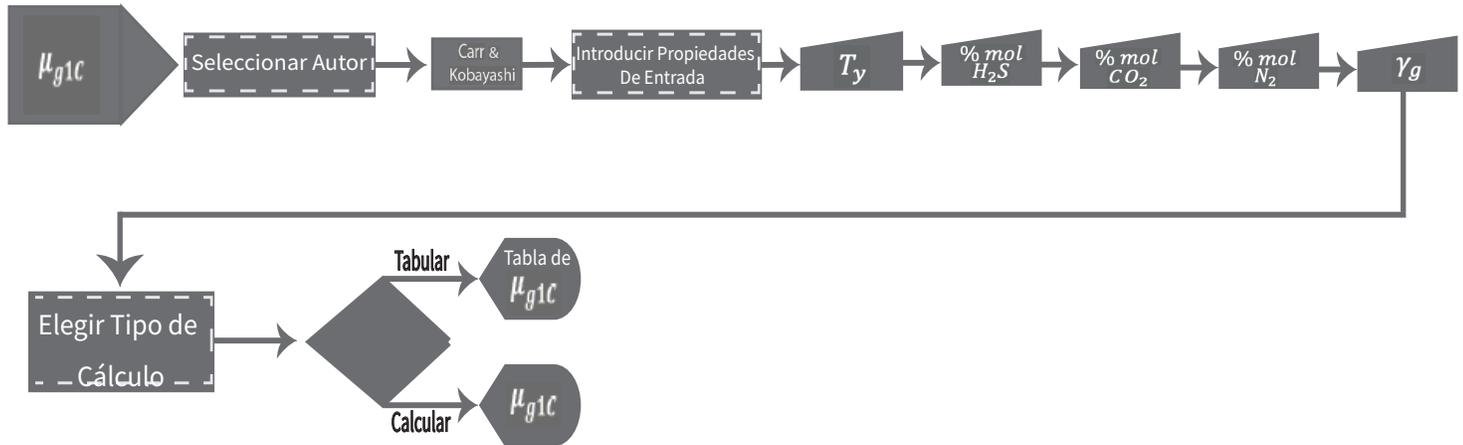


Figura 4. 15 Diagrama Viscosidad del gas Corregida

Diagrama de la densidad relativa del gas



Figura 4. 16 Diagrama densidad relativa del gas

Caso práctico

Las correlaciones programadas en la aplicación móvil contienen expresiones matemáticas que relacionan propiedades de los fluidos petroleros entre sí, dichas relaciones son proporcionales a las especies químicas contenidas en la mezcla de hidrocarburos.

Un yacimiento petrolero contendrá cierta clase de hidrocarburos en función de su ubicación geográfica, profundidad, temperatura, geometría del yacimiento, extensión del mismo, o en otras palabras el desarrollo del sistema petrolero como se explica mas ampliamente en el Anexo A. Siendo así de esperar resultados variantes de correlación en correlación a pesar de calcular la misma propiedad con las mismas variables de entrada.

Este fenómeno es debido principalmente a las variaciones en concentración de las ya mencionadas especies químicas dentro de las muestras de hidrocarburos analizadas en el laboratorio.

Validación inicial.

Cabe mencionar que, así como existen variaciones en la naturaleza química en la mezcla de hidrocarburos, los resultados se determinaron bajo dos diferentes condiciones iniciales, ya sea bajo criterios específicos de medición en laboratorio que pueden ser dictados por el cliente o por protocolos estándar, o por datos en la literatura es decir que nuestras variables independientes o datos de entrada serán distintas para los casos de los datos obtenidos en de el PVT así como de los resultados obtenidos con las condiciones de dicta la literatura.

Los datos de entrada o condiciones de cálculo del caso práctico se muestran en la **Tabla 5.1**. En el **Anexo C** apartado C-2.

Los rangos de ajuste propuestos por la literatura, bajo los cuales las correlaciones presentan un comportamiento de ajuste mas adecuado son mostrados dentro el **Anexo C** apartado “C – 3 – Rangos de Ajuste”.

El sistema de unidades empleado en el sistema se ejemplifica en la Tabla 3.2.

Valores de entrada**Tabla 5. 1 Datos de Entrada PVT**

Datos De Entrada	PVT	Datos De Entrada	PVT	Datos De Entrada	PVT
γ_{API}	21.95	y_{CO_2}	3.257	C_o	6.5106×10^{-6}
B_{ob}	1.3376	y_{H_2S}	1.12	γ_g	0.799
μ_{od}	15.68	y_{N_2}	0.677	z	0.877
μ_{ob}	3.72	ρ_{od}	0.9221		
P_b	1650	M_g	23.132		
P	1735.206	R_{sb}	424.677		
T_y	246.2	ρ_g	0.0816		

Los resultados obtenidos dentro de los casos de estudio para cada correlación empleada, según el análisis de interés (PVT), se recopilaron y se pueden apreciar en la **Tabla 5.3** y **Tabla 5.4**. Los autores considerados para el desarrollo de dichos resultados son mostrados en la **Tabla 5.2**

Se realizó una comparativa de los resultados calculados por la aplicación contra los resultados medidos en laboratorio y reportados en un análisis PVT, esta comparativa se muestra en las Tabla 5.4 y Tabla 5.5, los resultados mostrados se determinaron con base en las correlaciones correspondientes a los autores de la Tabla 5.2.

Es importante notar que cada caso particular tiene sus propias condiciones iniciales de medición o para ser calculadas, creándose en consecuencia desviaciones de los resultados en las propiedades calculadas, dicho comportamiento se advierte en los errores presentes de la Tabla 5.3 y Tabla 5.4.

Se tomó una muestra de todas las correlaciones y se eligieron, de acuerdo al procedimiento ejemplificado en el **Anexo D**, las correlaciones mas adecuadas bajo una estrategia de, *diseño optimizado* dentro de la aplicación móvil, facilitando así el proceso creativo en la creación de la interfaz de usuario, lo su que a su vez llevó a la disminución de numerosas líneas de código innecesarias.

Resultados

El caso práctico fue desarrollado con base en los mejores resultados observados durante la prueba de la aplicación móvil, en el **Anexo C**, se especifican los datos de entrada y el desarrollo para obtener los resultados de las Tablas 5.3 y Tabla 5.4.

Tabla 5. 2 Autores consultados para el caso práctico

<i>PROPIEDADES</i>	<i>AUTORES</i>	<i>PROPIEDADES</i>	<i>AUTORES</i>
γ_{API}	<i>FÓRMULA GENERAL</i>	R_s	<i>DOKLA & OSMAN</i>
B_o	<i>STANDING</i>	z	<i>GOPAL</i>
μ_{od}	<i>BEGGS</i>	γ_g	<i>FÓRMULA GENERAL</i>
μ_{ob}	<i>BEGGS</i>	B_t	<i>GLASO</i>
P_b	<i>DOKLA & OSMAN</i>	μ_g	<i>LEE – GONZÁLEZ</i>
μ_{gc1}	<i>CARR – BURROWS</i>		

Tabla 5. 3 Resultados Generales

<i>PROPIEDADES</i>	<i>AUTORES</i>	<i>RESULTADO CALCULADO</i>	<i>RESULTADO PVT</i>	<i>%ERROR</i>
γ_{API}	<i>FÓRMULA GENERAL</i>	21.954	21.954	0
B_o	<i>STANDING</i>	1.2268	-	-
	<i>GLASO</i>	1.2268	-	-
	<i>TOTAL</i>	1.2268	-	-
	<i>AL – MARHOUN</i>	1.2268	-	-
B_{ob}	<i>STANDING</i>	1.2887	1.3376	3.655801435
	<i>GLASO</i>	1.2527		6.347188995
	<i>TOTAL Co.</i>	1.2561		6.093002392
	<i>AL – MARHOUN</i>	1.30025		2.792314593
B_t	<i>AL – MARHOUN</i>	1.6368	-	-
	<i>GLASO</i>	1.486038	-	-
μ_{od}	<i>BEGGS</i>	3.3876	15.68	78.39540816
	<i>BEAL</i>	3.87		75.31887755

μ_{od}	<i>EGBOGAH</i>	7.3759	15.68	52.95982143
	<i>GLASO</i>	5.7376		63.40816327
	<i>KARTOATMODJO</i>	6.03957		61.48233418
μ_{ob}	<i>BEGGS</i>	2.4464	3.72	34.2
	<i>KARTOATMODJO</i>	2.4122		35.15
	<i>STANDING</i>	3.7703		1.35
P_b	<i>AL – MARHOUN</i>	2894.5	1649.868	75.43827749
	<i>BEGGS</i>	3721.8		125.5816829
	<i>GLASO</i>	3408.2		106.5741017
	<i>KARTOATMODJO</i>	3706.6		124.6603971
	<i>LASATER</i>	2797.31		69.54750319
	<i>PETROSKY</i>	3137.2		90.14854522
	<i>STANDING</i>	2937.5		78.04454659
	<i>TOTAL Co.</i>	2730.7		65.51021051
	<i>DOKLA & OSMAN</i>	1607.7		2.555840831

R_s	<i>AL – MARHOUN</i>	193.5	424.677	54.43595956
	<i>BEGGS</i>	212.6		49.93842379
	<i>GLASO</i>	181.4		57.2851838
	<i>KARTOATMODJO</i>	212.8		49.89132917
	<i>LASATER</i>	390.5		8.047763359
	<i>PETROSKY</i>	213.06		49.83010617
	<i>STANDING</i>	213.65		49.69117706
	<i>TOTAL Co.</i>	241.12		43.22273163
	<i>DOKLA & OSMAN</i>	440.14		3.641120193
z	<i>BEGGS</i>	0.8904	0.877	1.527936146
	<i>GOPAL</i>	0.8863		1.060433295
	<i>PAPAY JR.</i>	0.8937		1.904218928
γ_g	<i>GENERAL</i>	0.7987	0.799	0.037546934

Tabla 5. 4 Mejores Resultados App y PVT

Los resultados mostrados en la Tabla 5.4 presentan un rango de error relativo que va desde un 0%, para la densidad relativa del aceite en °API(γ_{API}) hasta un 52.9 % en el caso de la viscosidad del aceite muerto(μ_{od}).

PROPIEDADES	RESULTADOS APP	RESULTADOS PVT	% ERROR
γ_{API}	21.954	21.954	0
B_o	1.2268	1.3376	8.2834928
μ_{od}	7.3759	15.68	52.959821
μ_{ob}	3.7703	3.72	1.3521505
P_b	1607.7	1649.868	2.5558408
R_s	440.14	424.677	3.6411202
z	0.8863	0.877	1.060433295
γ_g	0.7987	0.799	0.0375469

A manera de visualización y validación de los resultados mostrados, se grafican los errores obtenidos según sea el caso de estudio dentro del caso práctico.

Se utilizaron estos errores relativos de manera grupal y por separado, como resultado se obtiene el error relativo total para el caso de análisis con datos provenientes tanto de la literatura como para los datos del PVT.

Esta situación se puede traducir como el error relativo total de la aplicación para cada caso, siendo un 7.1174 % de error para el caso del PVT, dicho comportamiento es mostrado en la **Figura 5.7**. Así mismo, se graficaron los resultados comparables contra el PVT mostrados en la Tabla 5.3 de las **Figuras 5.1** a la **Figura 5.6**.

Al comparar los resultados calculados por la aplicación móvil contra los resultados medidos, se encontró que presentan errores relativos, los cuales son mostrados en la Figura 5.7.

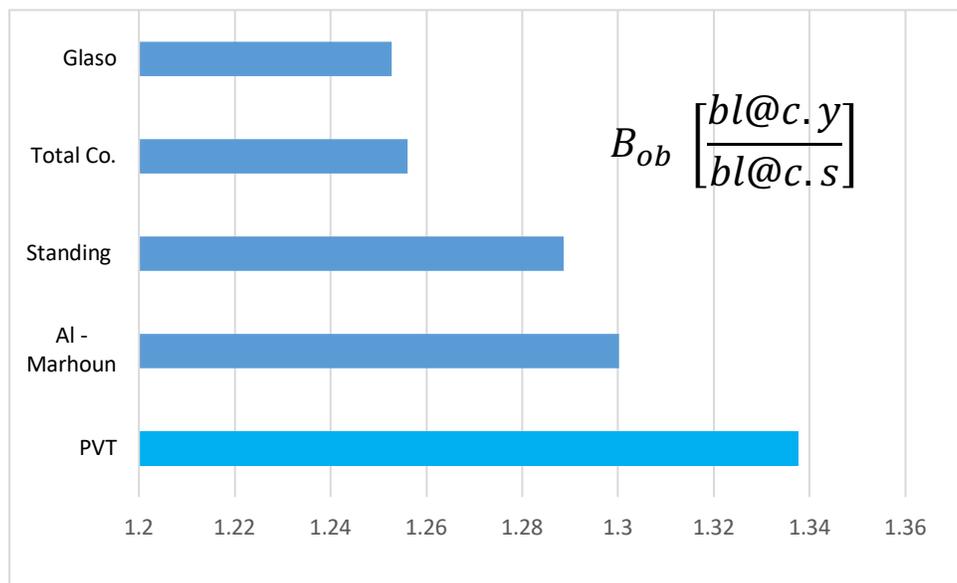


Figura 5. 1 Resultados Bob

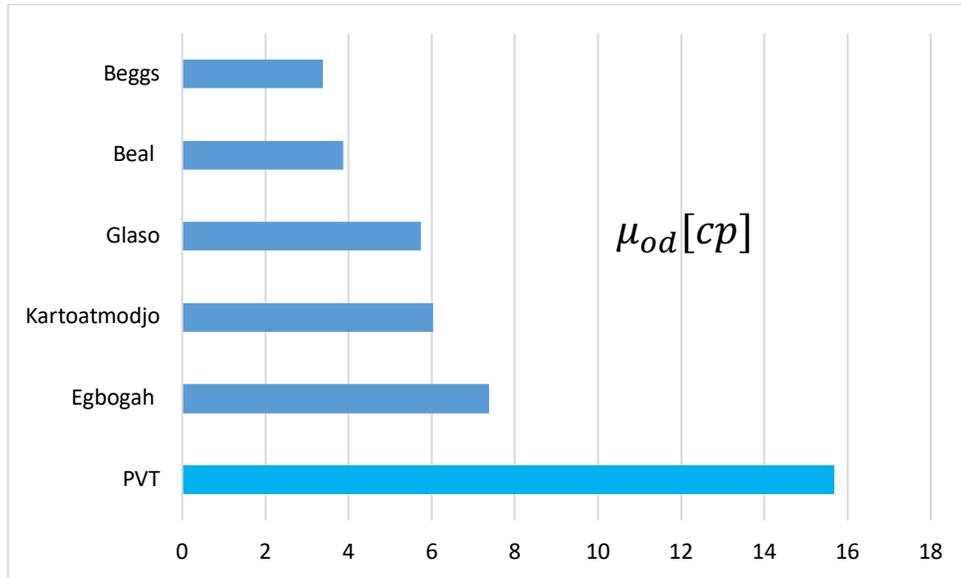


Figura 5. 2 Resultados Mod

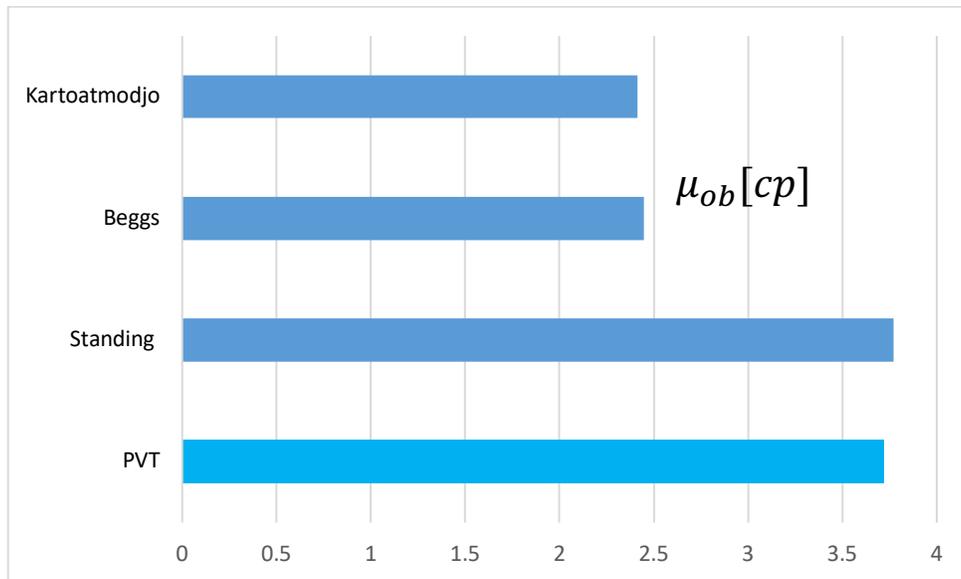


Figura 5. 3 Resultados Mob

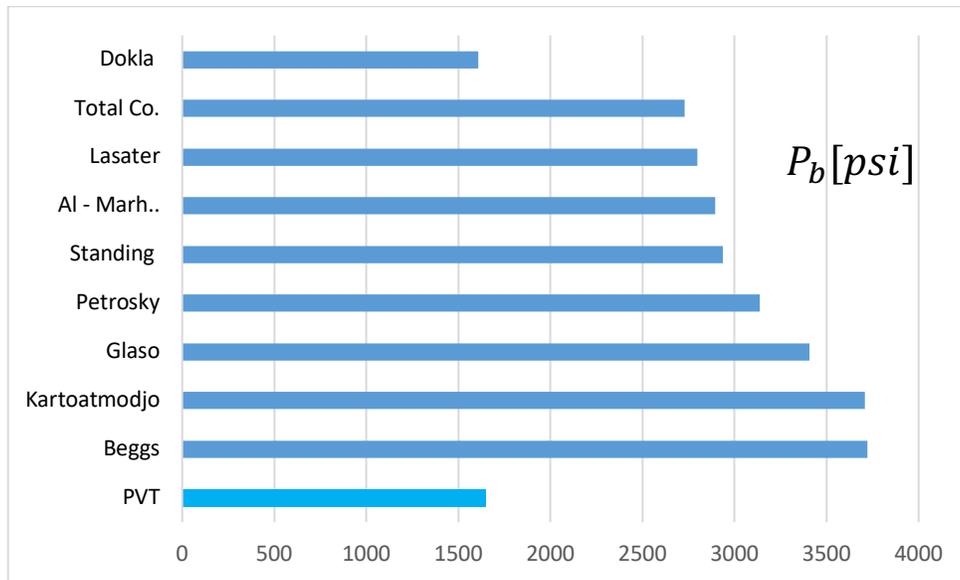


Figura 5. 4 Resultados P_b

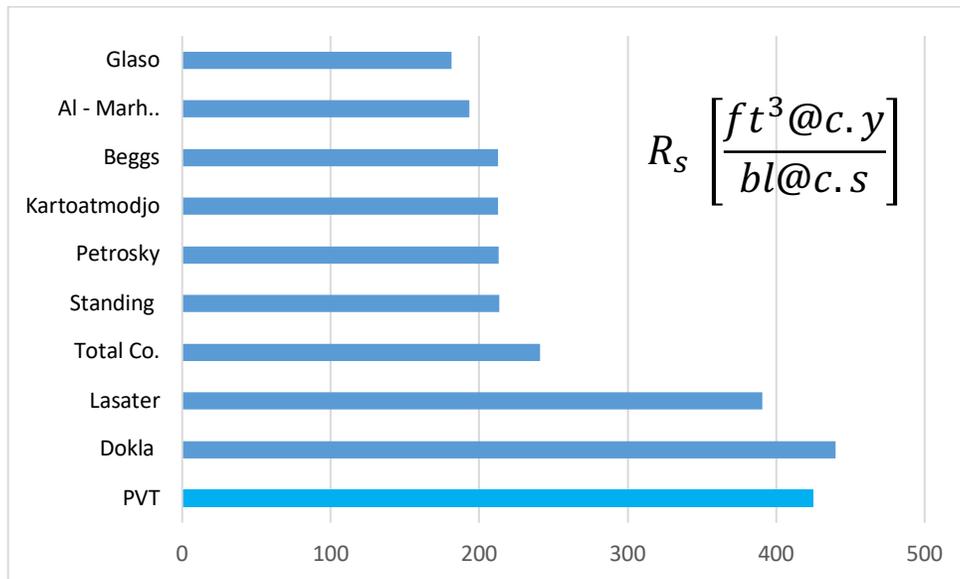


Figura 5. 5 Resultados R_s

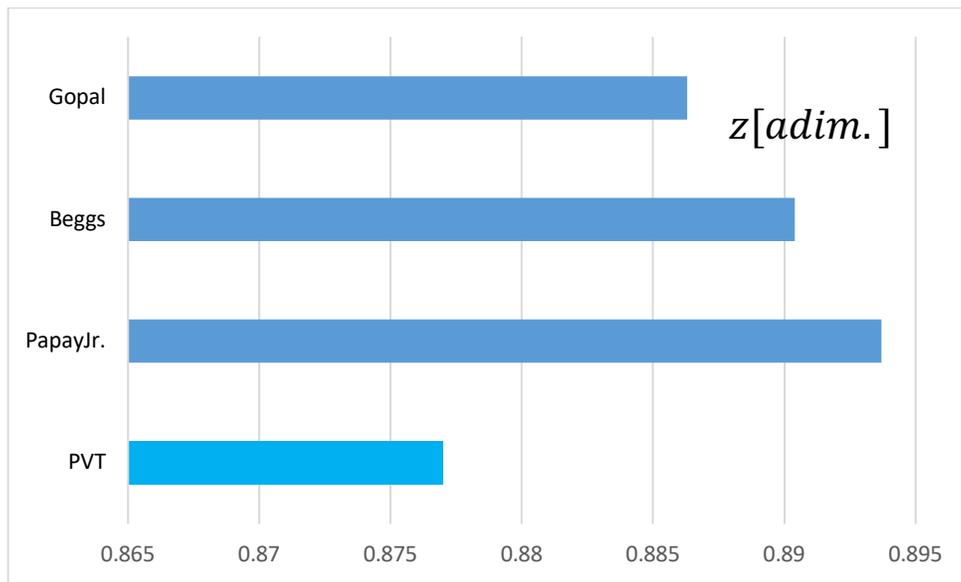


Figura 5. 6 Resultados Factor z

Graficas

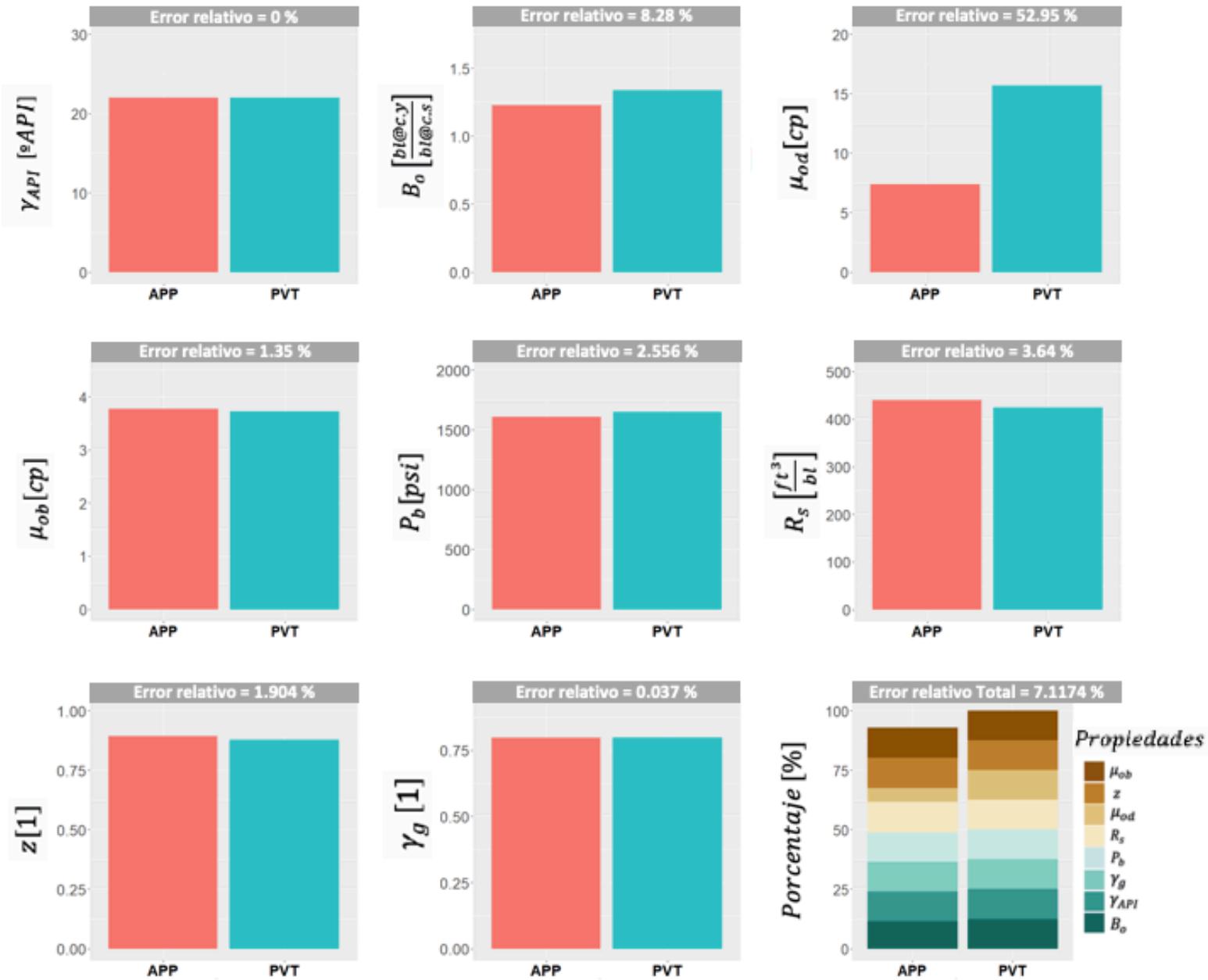


Figura 5. 7 Errores Relativos Mínimos

Para ambas situaciones comparativas, se logra obtener, observando los resultados, considerando lo anterior, se elaboraron graficas de barras apiladas, dentro de la Figura 5.1 y la Figura 5.2, ubicadas en la parte inferior derecha de cada figura, las cuales contienen errores relativos totales tanto si consideramos como fuente de información el PVT.

Las gráficas muestran el grado de error relativo total del cálculo total efectuado por la aplicación móvil como ya se ha mencionado para el PVT y la Literatura de 7.12% y de 1.95%. respectivamente.

Los vacíos presentes en los intervalos de datos reportados en el PVT para cada propiedad, fueron interpolados, sin esta medida no sería posible programar las graficas comparativas útiles para validar las correlaciones calculadas.

Se utilizaron como base las graficas de el estudio PVT, a manera de ejemplo para adecuar los rangos de trabajo dentro de nuestro análisis de sensibilidad.

Ajuste propuesto de la correlación de Lasater

Experimentalmente la envolvente de fase, curvas de puntos de rocío y burbuja, se obtiene rastreando de 4 a 5 presiones de saturación en el laboratorio, utilizando un $\Delta T \approx 20$ °[c], sometiendo a la muestra saturada a cambios de presión con diferentes temperaturas, partiendo normalmente de la temperatura del yacimiento con decrementos de temperatura, ΔT , hasta observar la primer burbuja de gas dentro de la mezcla de hidrocarburos a determinada temperatura, este proceso es iterativo hasta obtener las 4 o 5 presiones de saturación con sus temperaturas correspondientes. El rastreo de la envolvente de fase final, se

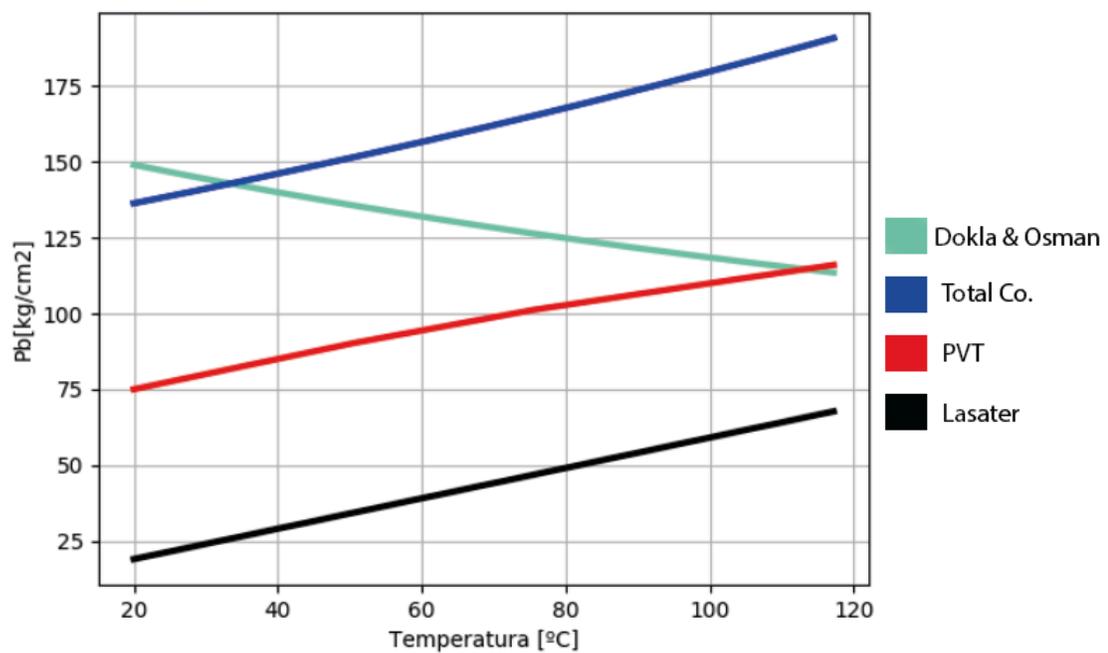


Figura 5. 8 Gráfica Envolturas De Fases

hace obteniendo la tendencia en el comportamiento de los puntos medidos a diferentes condiciones de temperatura, las correlaciones utilizadas dentro de la aplicación móvil fueron desarrolladas basándose justamente en una familia de envolventes de fase con características particulares según el tipo de fluido o investigador, dicho análisis da como resultado el desarrollo de una correlación para calcular la Presión de burbuja para mencionadas características particulares según el tipo de fluido, esto es, rangos de ajuste específicos. Con esto en mente, llevamos los datos a prueba graficando 3 correlaciones comparándolas con los resultados del PVT.

Dentro de los resultados mostrados en la Tabla 5.4, se muestra que a una Temperatura de yacimiento de 117.5 [°C], la P_b calculada por Dokla & Osman presenta un error de 2.5558408 %, aparentemente el más bajo en comparación con las demás correlaciones, sin embargo como se logra apreciar dentro de la **Figura 5.3**, la correlación de Dokla & Osman presenta pendiente negativa a diferencia de los datos de laboratorio PVT en color rojo. Se prosiguió a realizar un ajuste de la correlación desarrollada por Lasater buscando disminuir el error de esta correlación, el cual es equivalente a 56.0736%.

Ejemplificando la modificación propuesta recordemos primero la correlación de Lasater en su forma mas simple:

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right)$$

Se propuso agregar la siguiente modificación como primer aproximación para disminuir el error presente en esta correlación al ajustar con los datos del PVT agregando un termino de corrección a la presión con el error promedio calculado para cada una de las presiones calculadas comparándolas contra las presiones medidas, quedando la siguiente expresión:

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right) + (\bar{P})(\overline{ep\%})$$

Donde:

T = Temperatura del yacimiento

γ_g = Densidad Relativa del gas

P_f = Parámetro agrupado en función de R_{sb}, γ_o, M_o

R_{sb} = Relación de Solubilidad @ P_b

γ_o = Densidad Relativa del Aceite

M_o = Peso molecular del aceite

\bar{P} = Presión promedio ($n = P_b - P@c.s.$):

$$\bar{P} = \sum_{i=P@c.s.}^{P_b} \frac{P(i) + \Delta P}{n}$$

$\overline{ep\%}$ = error relativo promedio de la presión:

$$\overline{ep\%} = \sum_{i=1}^n \frac{ep\%(i)}{n}$$

Sustituyendo los datos de presión promedio y error relativo promedio para este **único** PVT con el que tenemos información obtenemos que:

$$\bar{P} = \sum_{i=75}^{116} \frac{P(i)}{175} = 97.70571429 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Considerando $\Delta P \approx 0.2 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$ y esta en función de n ; $\Delta P = \frac{|P_1 - P_2|}{n}$

$$\Delta P = \frac{|P_1 - P_2|}{n}$$

$$= \frac{|75 - 116|}{175}$$

$$= 0.234285714$$

Calculando error relativo promedio de las presiones obtenemos:

$$\overline{e\%} = \sum_{i=1}^n \frac{e\%(i)}{n} = 56.0736 \%$$

Sustituyendo en la correlación de Lasater modificada

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right) + (\bar{P})(\overline{ep\%})$$

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right) + (97.70571429)(0.560736)$$

Obtenemos el factor de ajuste para el cálculo de la envolvente de fase, haciendo hincapié en que es válido **únicamente** para el tipo de fluido cuyas propiedades se reportan en el PVT y se pueden consultar en la columna “Resultados PVT” de la Tabla 5.4. La Correlación de Lasater modificada obtiene finalmente la siguiente forma:

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right) + 54.78714382$$

Recalculando la expresión modificada se obtiene matemáticamente un error relativo promedio menor al error relativo promedio de la expresión original disminuyendo de 56.0736 % a 2.02 %, que es bastante significativo, sin embargo al graficar la correlación de Lasater modificada para el rastreo de la envolvente de fase obtenemos el comportamiento mostrado en la **Figura 5.4**.

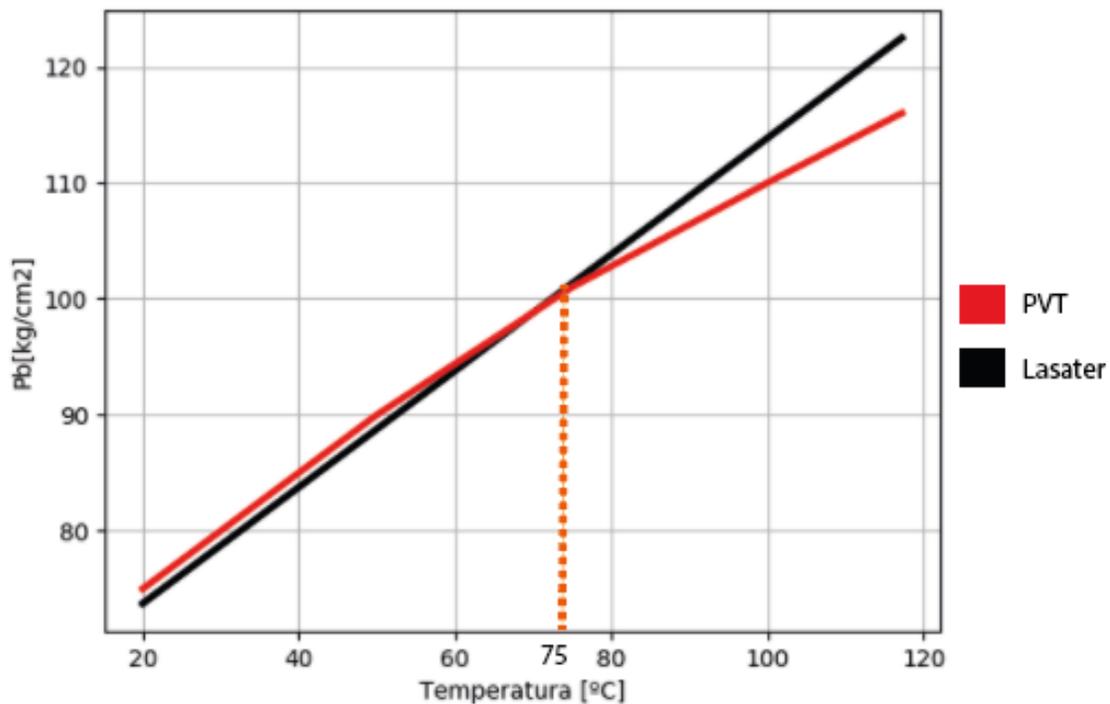


Figura 5. 9 Correlación de Lasater Modificada

En la Figura 5.4 observamos que evidentemente el comportamiento de la correlacion modificada (línea negra) se asemeja aparentemente más al comportamiento de los resultados de laboratorio (línea roja). Al observar la temperatura en el rango que va de 70[°C] a 75 [°C] aproximadamente, se hace presente un cambio ligero de pendiente en la curva de color rojo, dejando ver así, que la correlacion de lasater modificada sigue en línea recta cruzando justo en el punto de inflexion, por lo tanto la correlacion mofidicada no ajusta completamente, quedando así acotada a un rango de temperatura que va de 20[°C] – 75[°C].

En la búsqueda de un mayor grado de ajuste para la correlación de Lasater modificada, un número considerable de estudios PVT serían requeridos, analizando así los comportamientos para fluidos petroleros provenientes de yacimientos mexicanos con las características que esto llegase a implicar, continuando con la vertiente de los aceites negros (bajo la clasificación de alamilla), situación que requiere recursos difíciles de conseguir y tiempo saliendo de los objetivos de este trabajo de tesis, siendo así que las siguientes propiedades y sus comportamientos fueron elaboradas sin aplicar el algoritmo de ajuste empleado para la correlacion de lasater modificada.

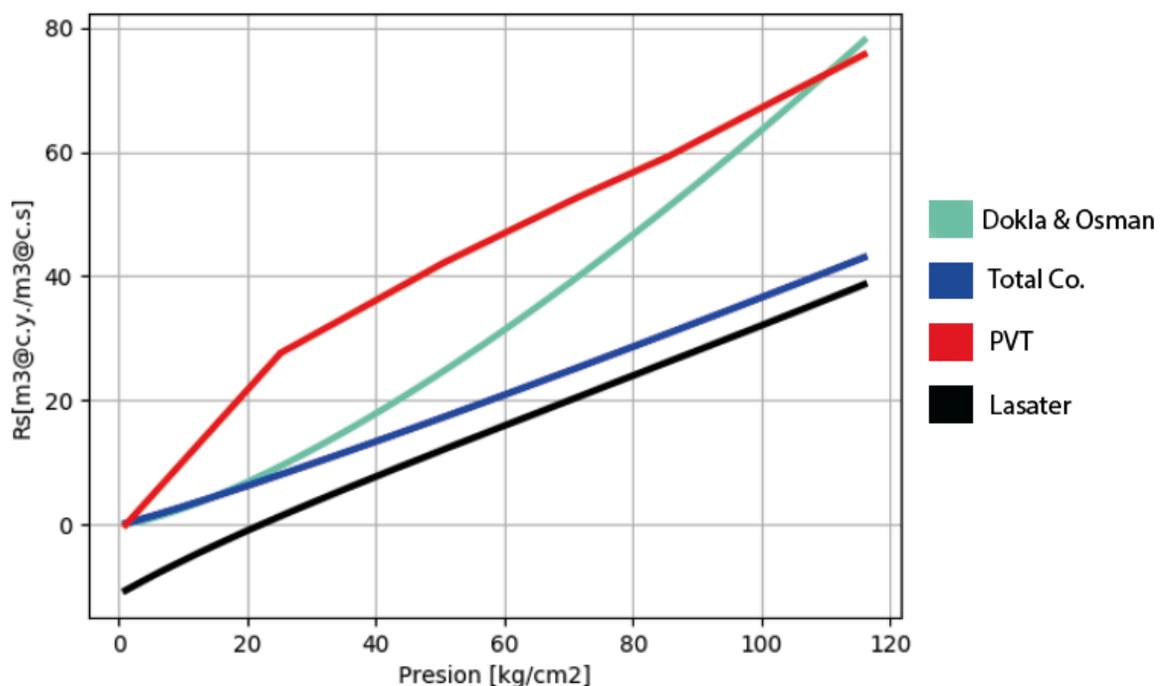


Figura 5. 10 Grafica Rs

El comportamiento de la relación de solubilidad ayuda a los ingenieros petroleros para estimar la naturaleza del crudo de interés, que en combinación con la clasificación para aceites de León y Alamilla, estimaremos si el fluido es un aceite negro, aceite intermedio o aceite ligero. Llevando a condiciones de presión variable a las correlaciones se graficaron los comportamientos para compararse contra el comportamiento que los resultados muestran en el análisis PVT, los resultados se muestran dentro de la **Figura 5.5**.

La correlación de Dokla & Osman a condiciones de yacimiento ($116 \frac{kg}{cm^2}$, $117.5 [^{\circ}C]$) resultó con un error relativo de aproximadamente 3.641120193%, mostrando un buen ajuste para las condiciones de presión y temperatura del yacimiento analizado.

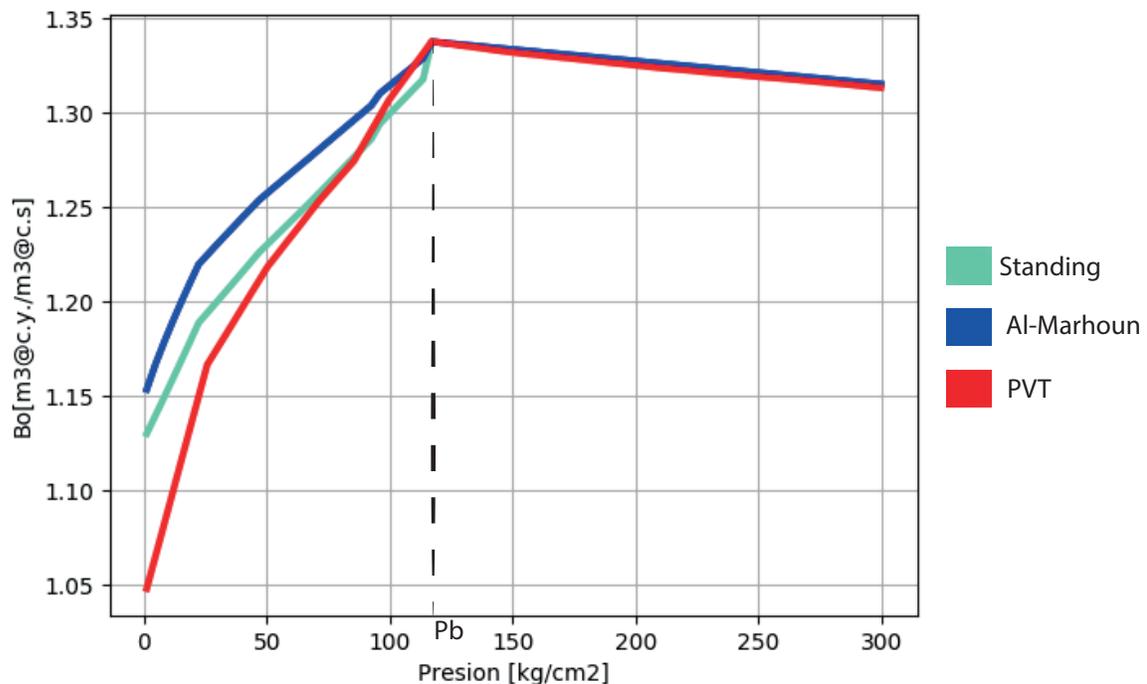


Figura 5. 11 Gráfica Bo

Dentro de la **Figura 5.6**, tenemos presentes los comportamientos de dos correlaciones encontradas con los datos de laboratorio, se hace notar que la curva general presenta dos comportamientos, tomando como punto de inflexión a la presión de burbuja, es precisamente justo en este momento en el que las correlaciones (color azul marino y verde), hacen notar un “salto” entre los datos hasta alcanzar el punto de burbuja y comenzar con el punto de inflexión en su comportamiento, la explicación a este comportamiento es

que es proporcional al grado de error directamente, siendo así que interpretamos este salto como tal.

Para el desarrollo de estas curvas fue necesario programar dos ecuaciones por curva, acotadas en dos secciones, antes del punto de burbuja y después del mismo.

Cuando la presión es mayor a la presión de burbuja, notamos un incremento en el comportamiento del factor de volumen del aceite hasta llegar a la presión de saturación en donde comenzará a disminuir de manera relativamente más rápida que cuando se encontraba la muestra completamente saturada de gas, este pequeño incremento es proporcional al grado de encogimiento que presenta el aceite.

Dentro de las curvas se aprecia que la correlación de Al – Marhoun presenta menor error relativo, el cual es de aproximadamente 2.79%.

Este factor se utiliza para transformar a condiciones de yacimiento la ecuación de los gases ideales. Se define como la relación de Volumen real ocupado de cierta cantidad de materia en estado gaseoso entre el Volumen que ocuparía esta materia con la ecuación de los gases ideales.

Ambos volúmenes deben ser calculados a las mismas condiciones de presión y temperatura. A continuación se presenta el comportamiento calculado contra el comportamiento medido en laboratorio.

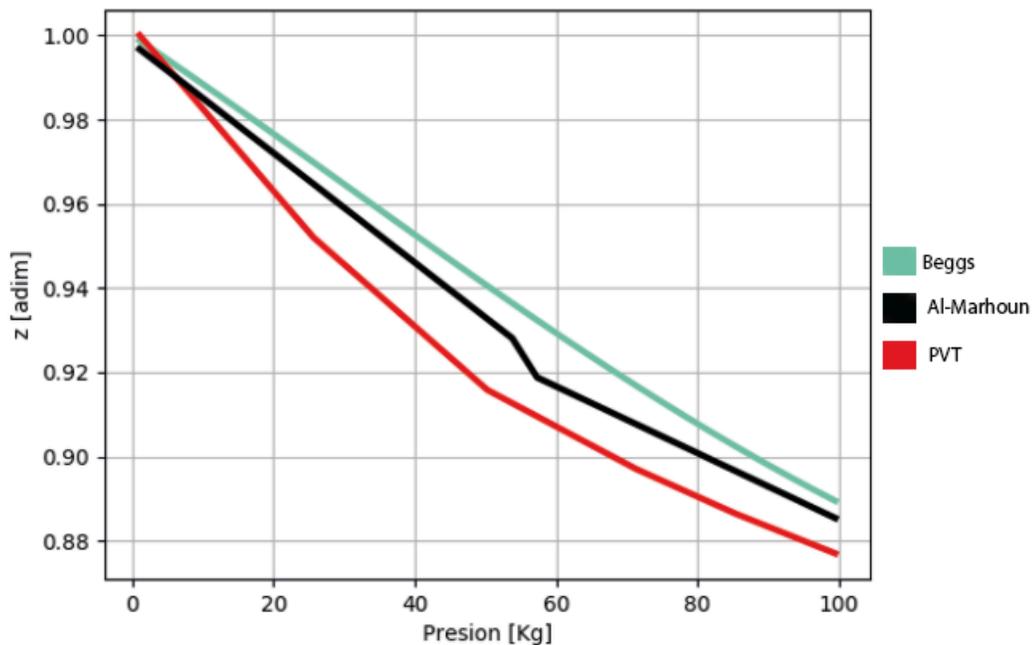


Figura 5. 12 Gráfica z

Múltiples acercamientos fueron realizados con la finalidad de analizar los comportamientos presentes de los resultados, si quisieramos realizar un ajuste mas adecuado, multiples análisis PVT son requeridos, y así de tal manera que contando con las familias de curvas de comportamientos para cada propiedad propuesta para su análisis, se pueden analizar tendencias y homologar comportamientos en alguna correlación adaptada o incluso nueva, sin embargo como ya se ha mencionado en este trabajo, sale de los objetivos principales de la tesis.

Para remediar esta situación, múltiples análisis PVT deben efectuarse, situación que si llevásemos a un análisis costo beneficio, termina por no ser rentable.

Sin embargo a continuación se listan las posibles causas por las cuales el comportamiento de los resultados calculados por la aplicación móvil varían con respecto a los resultados del PVT.

Posibles causas para la variación de resultados

Las variaciones en el comportamiento de los resultados de las correlaciones, provocan que no ajuste a la perfección la correlación con los datos de trabajo proporcionados en el apartado "C-2" del Anexo C así como en la Tabla 5.1 y la Tabla 5.2., sin embargo las causas que derivan en la desviación en el ajuste de los resultados pueden ser múltiples, como por ejemplo:

- *Adaptación de correlaciones*, el desarrollo de las correlaciones utilizadas se realizó para campos distintos a los mexicanos por lo que la naturaleza de los hidrocarburos como especie química y su comportamiento es distinta a la de los crudos mexicanos.
- *Litologías no compatibles*, las correlaciones se desarrollaron con crudos provenientes; en su mayoría, de una litología del tipo areniscas, diferente a la litología de la cual proviene la muestra analizada en el PVT cuya litología es mas de calizas y carbonatos de calcio, siendo así que las condiciones de deposito entre los yacimientos estudiados para el desarrollo de las correlaciones y el yacimiento del cual se obtuvo la muestra para el PVT son diferentes y por lo tanto una distribución litológica es distinta, la cual está directamente relacionada la formación de los canales de flujo dentro del yacimiento (porosidad, fracturas, fallas, etc.), por lo tanto esta relacionada directamente con el acomodo de las especies químicas por densidad dentro del yacimiento. Lo anterior origina diferentes concentraciones dentro del yacimiento de las diferentes especies químicas contenidas en el crudo.
- *Confiablez deficiente de la muestra*, en muchas de las ocasiones; por cuestiones de producción y económicas, el cierre de pozo no puede ser prolongado, en consecuencia, la toma de muestras se realiza de manera apresurada que no es lo mas adecuado, dando como resultado una muestra deficiente y poco representativa del yacimiento.
- *Rangos de trabajo sobrepasados*, al observar los rangos de temperatura para los cuales las correlaciones ajustan (Anexo C apartado "C-3") y los comparamos con la temperatura de trabajo reportado en el estudio PVT equivalente a 119 [°C], observamos que en la mayoría de los casos esta temperatura sobrepasa a los rangos de trabajo para las correlaciones. Estos rangos se pueden traducir que una menor profundidad de los yacimientos estudiados en el desarrollo de las

correlaciones en comparación con los yacimientos mexicanos, al aumentar la temperatura para las cuales las correlaciones fueron diseñadas obtenemos desviaciones en los resultados calculados contra los medidos y se dice que la correlación no ajusta a la perfección, originando cierto grado de error en el cálculo, el grado de error para cada correlación se reporta en el Anexo C apartado "C-3".

Conclusiones

Las correlaciones PVT, pueden ser herramientas útiles para los ingenieros petroleros, facilitan el trabajo en cuestiones de tiempo de cálculo y brindan una aproximación adecuada si son trabajadas con cuidado y las debidas medidas necesarias y de esta manera obtener resultados funcionales o representativos de el fluido que se está analizando.

Para nuestro caso en particular, las correlaciones PVT para obtener propiedades de los fluidos petroleros, mostraron buenos resultados al compararse contra los datos de la literatura, a pesar de esto, al introducir datos de un estudio PVT de laboratorio dentro de la aplicación móvil, los resultados no ajustaron a la perfección para el aceite, analizando los rangos de aplicación para las correlaciones se hace notar que la temperatura del yacimiento para el análisis PVT de laboratorio de 250 [°F], siendo esta muy alta en comparación de las temperaturas para las cuales se desarrollaron las correlaciones empleadas en el presente trabajo, encontrándose la temperatura del yacimiento, casi en el extremo superior de los rangos recomendados, ocasionando desviaciones en los resultados y comportamientos esperados, por la sencilla razón que las ecuaciones no fueron diseñadas para estos rangos de trabajo.

Los resultados obtenidos para las correlaciones que calculan propiedades del gas a partir de los datos del laboratorio, mostraron un menor error que las del aceite, los datos de entrada están dentro de los rangos recomendados.

Las variaciones de resultados entre la literatura y entre los resultados del laboratorio son causadas, además de los rangos de aplicación, a la suma de incertidumbre que se va acumulando desde el momento que se toma la muestra en el campo hasta el momento en que la muestra se traslada a la celda PVT, en la mayoría de los casos, en laboratorio no es posible medir a múltiples condiciones de temperatura o presión por que no es económicamente viable, los costos del estudio serían demasiado altos, la extrapolación de comportamiento de propiedades es lo común, sin

embargo, en ocasiones los resultados no ajustan como deberían y los resultados se deben acomodar para que ajusten bien.

El desarrollo de tecnología e investigación en cuestiones de comportamiento e interacción molecular de los fluidos petroleros, en la actualidad existen proyectos de nanotecnología manejando estas cuestiones, generando modelos de flujo nuevos y más adecuados para los fluidos mexicanos, así lograremos obtener una mejor caracterización de nuestros sistemas petroleros en el país, para ello es primordial fomentar el interés en los ingenieros en potencia por el desarrollo tecnológico y la investigación, la búsqueda de nuevas fuentes de energía e incentivar la creatividad en los alumnos empleando el uso de la tecnología para alimentar su interés por las ciencias desde un enfoque mas integral.

ANEXOS

Anexo A

Sistema Petrolero

Se le llama Sistema petrolero al conjunto de elementos que ocurren con una sincronía tal que es posible explicar el origen de los hidrocarburos y el como estos quedan atrapados. Dentro del Sistema Petrolero se deben conocer los conceptos base para comprenderlo de la mejor manera posible, conceptos como:

- Diagénesis
- Kerógeno
- Migración

Cuando los estudios sobre el origen de los hidrocarburos comenzaban existía una teoría orgánica y otra inorgánica, con ayuda del avance de la tecnología y estudios mas completos, se encontraron firmas ópticas en la mayoría de los compuestos de los hidrocarburos que son características de compuestos con origen orgánico, por tal razón el origen orgánico de los hidrocarburos sugiere una producción de hidrocarburos basada en la acumulación de organismos sometidos a condiciones de alta presión y temperatura dando origen al kerógeno, al sitio de almacenamiento primario de estos organismos se le conoce como cuenca sedimentaria, la cual es propicia para un acumulamiento masivo de organismos en condiciones preferentemente anaeróbicas o bajas en oxígeno.

Diagénesis, Catagénesis y metagénesis de los hidrocarburos

La palabra *Diagénesis* del griego “*δια*” (a través de), y *γενεσις* (origen) se emplea con siempre con un contexto que le da significado, por lo dentro de la ingeniería petrolera se puede utilizar explicando del origen de los hidrocarburos y así como se usa explicando del origen de las rocas.

Diagénesis desde el punto de vista del origen de los hidrocarburos

La diagénesis desde esta perspectiva es el proceso mediante la alteraciones físico químicas y biológica causadas por acción de alta temperatura y presión del material orgánico que fue sepultado a profundidades considerables, por los procesos conocidos como gradiente geotérmico el que dicta que a mayor profundidad mayor temperatura en un punto de interés,

salvo en algunos casos mas complejos, y gradiente de geo-presión el cual dicta que a mayor profundidad mayor acción de las cargas litostáticas suprayacentes a la del punto de interés, siendo así el resultado de que “la mayor cantidad de petróleo se forma de la materia orgánica calentada en la tierra”¹.

En la diagénesis ocurre un proceso de deposición de materia orgánica, las condiciones óptimas de un ambiente sedimentario adecuado para preservar la mayor cantidad de materia orgánica son condiciones de deposito en un medio marino o lacustre, garantizando así que los organismos terrestres como bacterias u hongos no consumirán la materia orgánica depositada, no obstante en los ambientes marinos la alteración de la materia orgánica por acción bacteriana anaeróbica esta presente pero en menor medida que la terrestre por lo que cesa rápidamente, al restante del proceso de síntesis por microorganismos de la materia depositada se le conoce como materia orgánica fósil. Con el proceso de sedimentación se viene el aumento en la profundidad de la materia orgánica fósil por lo tanto de su temperatura, dando lugar a la ruptura de cadenas dentro de la matriz orgánica o kerogeno, para dar origen a los hidrocarburos en estado disperso, es dentro de materiales porosos que se almacenan los hidrocarburos, materiales como arenas o calcareniscas, en las rocas porosas el agua contenida dentro del subsuelo van concentraciones de oxígeno relativamente altas pero a medida que aumenta la profundidad y compactación, las concentraciones disminuyen, mientras que los sedimentos como arcillas o lodo calcáreo fino se constituyen en un medio cerrado, estas rocas porosas normalmente se les conoce como roca madre donde se conserva la materia orgánica para generar petróleo y gas posteriormente, a este proceso se le conoce como diagénesis primaria y ocurre en un rango de temperatura de temperatura ambiente a los 50 [°C].

Catagénesis

El gradiente geotérmico normal de la tierra es aproximadamente de 2 a 5 grados centígrados por cada 100 [m], después de mil metros aproximadamente ocurre la denominada catagénesis, cuyos procesos de alteración de la materia orgánica son causados por la temperatura, la catagenesis ocurre en un rango de temperaturas de 50 a 100 grados centígrados por lo que las profundidades de ocurrencia pueden variar de uno a varios kilómetros, es en este proceso en el que el kerogeno produce petróleo en primera

¹ “Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México” Cap. 1 – pg.3

instancia, gas y condensado con altas concentraciones de metano, y finalmente el carbón, a cada proceso se le añade una combinación de presión y temperatura según sea el caso, en esta etapa de formación de hidrocarburos es común obtener moléculas con un peso de bajo a medio por el contenido de elementos moleculares mas largos como los asfáltenos.

Metagénesis

Cabe mencionar que para la formación de hidrocarburos, la diagénesis es necesaria, así mismo la catagénesis, mientras que la metagénesis puede o no ocurrir, la metagénesis ocurre en un rango aproximado de 150 a 200 grados centígrados, las cadenas largas de hidrocarburos se rompen generando mucho metano, y si la presión es suficiente ocurre la una cristalización y mineralización de la materia orgánica, por tal motivo a estas condiciones se encuentra el carbón

Migración

Bajo el entendimiento de los procesos de sedimentación, diagénesis, catagénesis y metagénesis, nos creamos una imagen de las condiciones de almacenamiento de los hidrocarburos en su etapa de generación, estos hidrocarburos son almacenados dentro del espacio poroso a condiciones de temperatura y presión que dependerán tanto de la profundidad como de las estructuras geológicas como fallas o trampas. El petróleo al ser un fluido, se somete a las leyes de la física como la ley de Fick explicando el fenómeno de difusión tanto de materia como de energía bajo un gradiente específico, siendo así, el hidrocarburo migrará de una zona de mayor presión a una de menor presión a través del medio poroso, a este fenómeno se le conoce como migración, el medio físico a través del cual la migración se efectúa es el medio poroso o sistemas de fallas o fracturas, el hidrocarburo que migra a una zona de menor presión lo hará de manera ascendente hasta quedar atrapado con una barrera litológica impermeable, a esta barrera se le denomina roca sello.

Envolvente de fases p-T

La envolvente de fases en una curva que representa gráficamente los puntos en los cuales existe un cambio de fase a diferentes condiciones de presión y temperatura a los que se somete nuestro fluido de interés.

El comportamiento de una mezcla de hidrocarburos depende, entre otras cosas, de la composición de la mezcla, a su vez la composición de la mezcla puede variar componente a componente si modificamos la presión y la temperatura en que se encuentra sometido el fluido.

Cuando se produce un pozo, el fluido se traslada desde el fondo del pozo a través de la tubería hacia la superficie donde posteriormente se encontrará en el árbol de válvulas o cabezal de producción.

Rastreando a nuestro fluido a través de el recorrido descrito, encontraremos que se somete caídas de presión y temperatura, conforme el fluido avanza en la tubería de producción hacia la superficie, este se enfría y al mismo tiempo la presión a la cual esta sometido disminuye, por lo tanto sus propiedades cambiarán indicando que el fluido que se encuentre en el fondo del pozo no será el mismo que midamos en la superficie, ha cambiado.

Dentro de las envolventes de fase ilustramos el camino descrito para el fluido como se observa en la **Figura A.1** de color naranja, La identificación de las diferentes envolvente de fase se puede lograr gracias al comportamiento de la curva generada por las presiones de saturación, es posible identificar para los ingenieros petroleros a las envolventes de fase e identificarlas por el tipo de fluido que representan como, aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

La ubicación del punto crítico respecto a la cricondenterma(Limite de temperatura en el que la fase líquida no se puede formar a pesar de las presiones en las que se encuentre el fluido), es característica al momento de identificar a que clasificación pertenecerá el fluido, es de considerar de que autor es la clasificación que estemos consultando. Es natural que cada autor considera diferentes aspectos al caracterizar un fluido y lograr su clasificación, debemos entonces generar un criterio propio al seleccionar cómo clasificaremos nuestro fluido, para ayudar a obtener nuestro criterio de selección se utilizan las propiedades de los fluidos. Los elementos esenciales que integran una envolvente de fase o diagrama de fase se representan en la Figura A.1 la cual muestra el comportamiento de una mezcla de gas

natural. [2] Una Envolvente de fase para una mezcla se caracteriza por tener una zona en donde coexisten las dos fases conocida como envolvente de saturación o zona de dos fases. La región mencionada anteriormente esta región se encuentra dentro de la curva de saturación compuesta por la curva de puntos de burbuja y la curva de puntos de rocío.

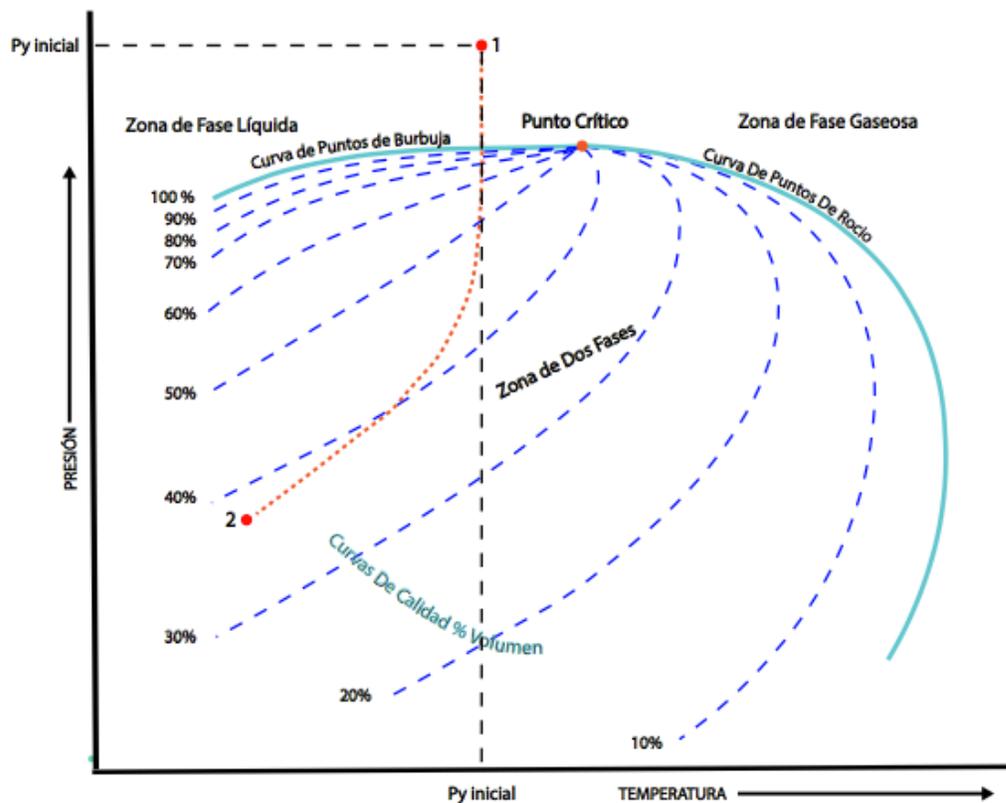


Figura A. 1 Diagrama General p-T

Definiciones Básicas Diagrama p-T

❖ *Punto crítico:*

- Zona de la envolvente de fases que representa el momento en el cual las propiedades no dependientes de la masa de las regiones de fases líquida y de la fase gaseosa, es decir son las mismas.

❖ *Línea de puntos de Burbuja:*

- Curva que representa los puntos en donde ocurre el cambio de la fase líquida a bifásica (líquido – gas).

- ❖ *Línea de puntos de Rocío:*
 - Esta curva representa las condiciones de presión y temperatura en las que el fluido cambia de fase gaseosa a bifásica(líquido – gas).
- ❖ *Curvas de calidad:*
 - Indican el comportamiento para diferentes concentraciones de líquido(%Líquido) contenido en la región de dos fases.
- ❖ *Zona de fase Líquida:*
 - Condiciones de presión y temperatura a las cuales el fluido solamente puede existir en fase líquida.
- ❖ *Zona de fase gaseosa:*
 - Condiciones de presión y temperatura a las cuales el fluido se encuentra en fase gaseosa.
- ❖ *Zona de dos fases:*
 - Dentro de esta zona coexisten en diferentes concentraciones la fase líquida y la fase gaseosa.
- ❖ *Cricondenterma:*
 - Limite de temperatura en el que la fase líquida no se puede formar a pesar de las presiones en las que se encuentre el fluido.
- ❖ *Cricondenbara:*
 - Presión máxima en la que no se puede formar la fase gaseosa independientemente de la temperatura en las que se encuentre el fluido.[4]

Clasificación de Yacimientos por su punto de burbuja

Yacimientos Bajosaturados $P_{yi} < P_b$.

Dentro de este tipo de yacimientos(**Figura.A.2**) encontraremos que la presión inicial en el yacimiento es menor a la presión de burbuja, por tal razón el fluido dentro de la formación se encontrará en su fase líquida.

El cambio de fase se presentará cuando disminuya la presión dentro del yacimiento alcanzando la presión de burbuja. Si esto pasa, lo siguiente a ocurrir es la liberación del gas el cual se agrupará gradualmente hasta alcanzar un estado de flujo en dirección a la zona de menor presión bajo la ley de Fick.

Se ha observado un comportamiento inversamente proporcional de flujos gas-aceite, conforme el flujo en fase gaseosa aumenta el flujo en fase líquida de aceite disminuye, permaneciendo en el yacimiento un volumen considerable de aceite y disminuyendo los factores de recuperación del yacimiento.

El efecto anterior se puede atribuir a que la naturaleza de flujo del gas contra el comportamiento de flujo del aceite, dicta que el flujo de gas es más rápido que el flujo de aceite, principalmente por sus diferencias en viscosidad.

Yacimientos Saturados $P_{yi} \leq P_b$.

A diferencia de los yacimientos Bajosaturados, en los yacimientos Saturados o Yacimientos con casquete de gas, encontraremos que la presión inicial es menor o igual a la presión del punto de burbuja, si observamos la **Figura.A.3.** la presión se encuentra sobre la curva de presiones de burbuja o dentro de la zona de dos fases, por tal motivo el fluido dentro de la formación se encontrará almacenado en dos fases representativas.

Condiciones iniciales de saturación

Inicialmente puede ocurrir que nuestro yacimiento se encuentra en dos fases, si es así, es altamente probable que encontremos un casquete de gas en la parte superior de nuestro yacimiento, la ubicación en la parte superior del yacimiento es gracias al gradiente de densidades a través del medio poroso de manera vertical, para la ingeniería de producción y perforación es importante conocer la ubicación aproximada del contacto Gas-Aceite, así se puede lograr un mejor aprovechamiento de la presión de yacimiento generando una estrategia de producción óptima.

Por otra parte es probable también encontrar un yacimiento para el que su presión inicial se encuentre muy cercana a la presión crítica o de burbuja, la concentración de la fase líquida en esta mezcla será mayor por lo que se espera encontrar una baja concentración de la fase gaseosa distribuida en la formación de manera discontinua y sin formar un casquete propiamente.

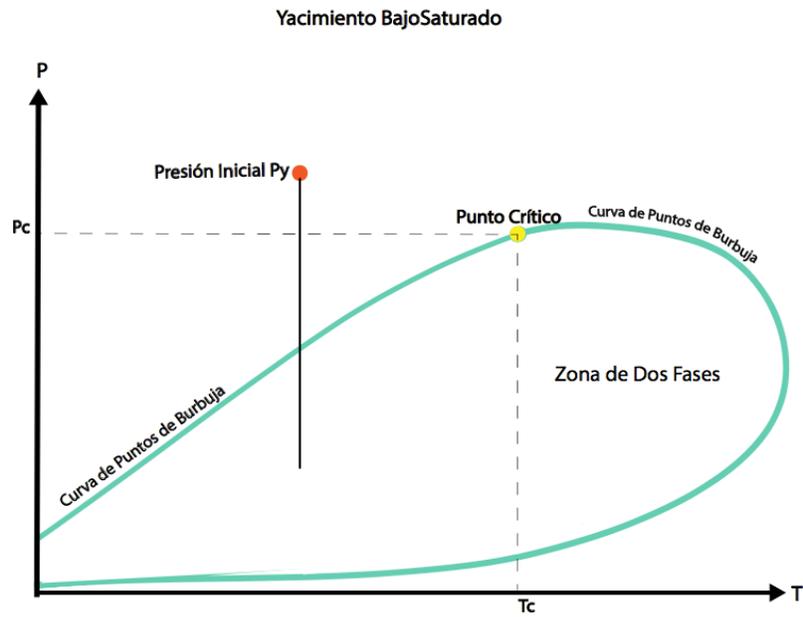


Figura A. 2 Envolvente de Fase de Yacimiento BajoSaturado

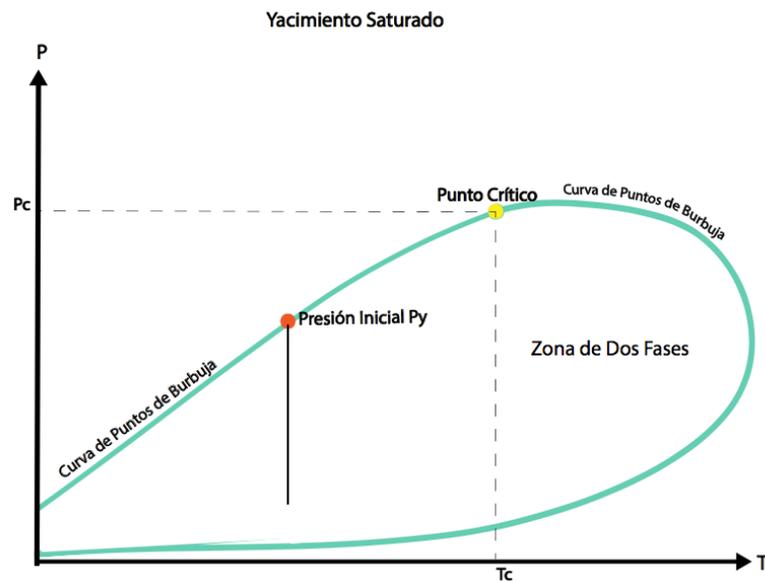


Figura A. 3 Envolvente de Fase de Yacimiento Saturado

Anexo B

Mediciones Composicionales

Crióscopo

En el Laboratorio de Crioscopía es determinado el peso molecular del aceite con un crióscopo como el que se muestra en la **Figura B1**, el peso molecular se obtiene con una serie de cálculos utilizando un peso molecular de referencia(DECANO 142.29 [g/mol]) y la constante de crioscopía que mide la conductividad de la muestras siempre que se encuentren en una solución homogénea motivo por el cual deben agitarse constantemente antes de hacer una medición de temperatura.

La medición de temperatura es un ΔT entre dos sustancias, la muestra y un solvente cuyo peso molecular es conocido. El peso molecular es calculado con la siguiente **ecuación B.1**.



Figura B . 1 Crióscopo

$$\text{PesoMolecular} = \frac{(1000)(K)(U)}{(\Delta T)(V)} \quad (\text{B.1})$$

Donde :

K = Constante crioscópica

U = Peso de la muestra en gramos

ΔT = Punto de congelamiento en °C

V = Peso de el Solvente en gramos

Cromatógrafo de gases

El cromatógrafo de gases como su nombre lo indica, se encarga de la cromatografía de los gases , este proceso se dice que es parecido a la adsorción en la cual los fluidos se hacen pasar a través de partículas porosas. La fuente de materia sin embargo para la cromatografía es muy pequeña, del orden de picómetros, su función principal es separar mezclas de gases para su caracterización por componente, buscando determinar los porcentajes en fracción-mol de las moléculas desde el C1 hasta el C5 , componentes que suelen separarse al realizar un experimento PVT.

La materia prima necesaria para un análisis cromatográfico proviene por lo general de las celdas PVT bajo dos condiciones de prueba, ya sea al finalizar la expansión del aceite y muestreando ese gas para la concentración de gas en ese momento, o a diferentes etapas de separación de la muestra de aceite, el gas que es liberado se va muestreando para obtener las concentraciones de gas para diferentes condiciones de presión y temperatura.

La extracción del gas de la celda PVT se realiza de la siguiente manera

- Conectar las líneas de vacío(mangueras metálicas en condiciones de vacío) a los matraces para muestreo.

- En caso de no haber presencia de gas a las condiciones de muestreo, bajar de 2 a 5 kilogramos de presión el sistema para obtener un poco de gas abriendo la válvula F

Determinación de la composición de hidrocarburos por medio de la Destilación Criogénica (Destilación Fraccional)

La destilación fraccional es un proceso en el cual se aprovechan los puntos de ebullición de los diferentes componentes dentro de la mezcla de hidrocarburos que estamos por analizar. Existen dos procedimientos para efectuar este trabajo de separación, destilación criogénica y destilación con altas temperaturas.

La destilación criogénica lleva a condiciones de condensación las muestras de gas oscilando en su funcionamiento con temperaturas de -300 [°C] a -280 [°C]. Una vez que la muestra se encuentra en una sola fase, introducimos energía en forma de calor para excitar las muestras hasta puntos específicos de temperatura (puntos de ebullición), cuando estos puntos son alcanzados en determinado tiempo, la muestra libera el volumen en fase gaseosa de las moléculas de hidrocarburos cuyo punto de ebullición se ha alcanzado, por ejemplo, se libera etanol a los -89 [°C]. Considerando lo anterior, se pueden obtener las concentraciones de las diferentes familias de hidrocarburos presentes en la mezcla inicial para una determinada presión.

Anexo C

Correlaciones Consideradas en el desarrollo de la aplicación móvil Ordenadas por Autor & Caso Práctico

La estructura en la cual se presentan las correlaciones es la siguiente:

Autor

Tipo de Fluido

PROPIEDAD1 (*Variables de entrada*)

correlación1

unidades

PROPIEDAD2 (*Variables de entrada*)

correlación2

unidades

C-1 Correlaciones

1 Al-Marhoun

1.1 Propiedades del Aceite

1.1.1 Presión de Burbuja P_b ($R_{sb}, \gamma_g, \gamma_o, T$)

$$P_b = 5.3808 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657}$$

Donde ;

P_b [psi] : Presión de Burbuja

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [$^{\circ}R$] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

1.1.2 Relación de Solubilidad R_s (P, γ_g, γ_o, T)

$$R_s = [185.84321p\gamma_g^{1.87784}\gamma_o^{-3.1437}T^{-1.32657}]^{1.3984}$$

Donde ;

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

T_y [$^{\circ}R$] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

1.1.3 Factor Volumétrico del Aceite a Pb $B_{ob}(T, R_s, \gamma_g, \gamma_o)$

$$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} T + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2$$

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$$

Donde ;

$B_{ob} \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

1.1.4 Factor Volumétrico Total del Aceite ($R_s, \gamma_g, \gamma_o, P, T$)

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2$$

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} p^{-0.76191} T^{2.00621}$$

Donde ;

$B_t \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen total

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

2 Baker & Swerdlow

2.1 Propiedades del Aceite

2.1.1 Tensión Interfacial Gas-Aceite $\sigma_{go}(\gamma_{API}, T)$

$$T(^{\circ}F) \leq 68$$

$$\sigma_{68} = 39 - 0.2571\gamma_{API}$$

$$T(^{\circ}F) \geq 100$$

$$\sigma_{100} = 37.5 - 0.2571\gamma_{API}$$

$$68 \leq T(^{\circ}F) \leq 100$$

$$\sigma_T = \sigma_{68} - \frac{(T - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32}$$

Factor de corrección por gas disuelto en el aceite

$$F_c = 1.0 - 0.024p^{0.45}$$

$$\sigma_{go} = F_c \sigma_T$$

Donde ;

$\sigma_{68} \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]$: Tensión interfacial a 68 [$^{\circ}F$]

$\sigma_{100} \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]$: Tensión interfacial a 100 [$^{\circ}F$]

γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite

3 Brown & Katz & Oberfell & Alden

3.1 Propiedades del Gas

3.1.1 Propiedades Pseudocríticas

$$P_{sc}Hc = 677 + 15\gamma_{gHc} - 37.5\gamma_{gHc}^2$$

$$T_{sc}Hc = 168 + 325\gamma_{gHc} - 12.5\gamma_{gHc}^2$$

Para Gas & Condensado:

$$P_{sc}Hc = 706 - 51.7\gamma_{gHc} - 11.1\gamma_{gHc}^2$$

$$T_{sc}Hc = 187 + 330\gamma_{gHc} - 71.5\gamma_{gHc}^2$$

$$\gamma_{gHc} = \frac{\gamma_g M - 0.967y_{N_2} - 1.52y_{CO_2} - 1.18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}}$$

$$\gamma_g M = \frac{M}{28.96}$$

Donde;

- P_{scHC} [psi] : Presión de pseudocrítica corregida
- T_{scHC} [psi] : Presión de pseudocrítica corregida
- γ_{gHc} [1] : Densidad Relativa de gas hidrocarburo
- γ_{gM} [1] : Densidad relativa de la mezcla total del gas
- y_{N_2} [% mol] : Contenido de Nitrogeno
- y_{CO_2} [% mol] : Contenido de Dióxido de carbono
- y_{H_2S} [% mol] : Contenido de Sulfuro de hidrógeno

4 Beggs et al

4.1 Propiedades del Gas

4.1.1 Presión Temperatura

Seudoreducidas($P, P_{scM}, T, T_{scM}, y_{N_2}, y_{CO_2}, H_2S$)

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHc} + 0.493y_{N_2} + 1071y_{CO_2} - 1306y_{H_2S}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) T_{scHc} + 227y_{N_2} + 548y_{CO_2} - 672y_{H_2S}$$

$$T_{sr} \quad [1] \quad : \text{Temperatura Seudoreducida} = \frac{T}{T_{scM}}$$

$$P_{sr} \quad [1] \quad : \text{Presión Seudoreducida} = \frac{P}{P_{scM}}$$

$$T_{scM} \quad [^{\circ}T] \quad : \text{Temperatura Seudocrítica de la mezcla}$$

$$P_{scM} \quad [P] \quad : \text{Presión Seudocrítica de la mezcla}$$

4.1.2 Factor de Desviación $Z(P_{sr}, T_{sr})$

$$z = A + \frac{1 - A}{\exp^B} + C p_{sr}^D$$

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left(\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right) P_{sr}^2 + \frac{0.32P_{sr}^6}{10^{9(T_{sr}-1)}}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(T_{sr})$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)$$

4.1.3 Compresibilidad del gas (P_{sc}, P_{sr}, z)

$$c_g = \frac{1}{P_{sc}P_{sr}} - \frac{1}{zP_{sc}} \left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

4.1.4 Compresibilidad SeudoReducida (P_{sr}, T_{sr}, z)

4.2 Brill J.P & Beggs, H.D.

$$c_r = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

$$\left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}} = \frac{1 - A}{\left[(0.62 - 0.23T_{sr}) + \left(\frac{0.132}{T_{sr} - 0.86} - 0.074 \right) P_{sr} + \frac{1.92}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^5 \right] * \exp(B) + CDP_{sr}}$$

4.2.1 Presión de Burbuja($R_{sb}, \gamma_{gc}(\gamma_g, T_{sp}, P_{sp}), T, \gamma_{API}$)

4.3 Vázquez & Beggs

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}}$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sp} \log\left(\frac{P_{sp}}{114.7}\right) \right]$$

Donde;

- P_b [psi] : Presión de Burbuja
- R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$
- T_y [$^{\circ}F$] : Temperatura del yacimiento
- γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]
- γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite
- T_{sp} [$^{\circ}F$] : Temperatura del Separador
- P_{sp} [psia] : Presión del Separador
- γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

Coeficientes para la Correlación de Vázquez & Beggs

Rango	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

4.3.1 Correcciones por Presencia de gases No Hidrocarburos

$$C_{N_2} = 1 + \left[(-2.65 * 10^{-4} \gamma_{API} + 5.5 * 10^{-3}) T_{sp} + (0.0931 \gamma_{API} - 0.8295)\right] y_{N_2} \\ + \left[(1.954 * 10^{-11} \gamma_{API}^{4.699}) T_{sp} + (0.027 \gamma_{API} - 2.366)\right] y_{N_2}^2$$

$$C_{CO_2} = 1 - 693.8y_{CO_2}T^{-1.553}$$

$$C_{H_2S} = 1 - (0.9035 + 0.0015\gamma_{API})y_{H_2S} + 0.019(45 - \gamma_{API})y_{H_2S}^2$$

$$C_{N_2} = 15.85 + 286y_{N_2} - 0.107T_{sp}$$

4.3.2 Relación Gas – Aceite(γ_{gc} , P , T , γ_{API})

4.4 Vázquez & Beggs

$$R_s = C_1\gamma_g p^{c_2} \exp\left(\frac{C_3\gamma_{API}}{T_y + 460}\right)$$

Donde;

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

T_y [$^{\circ}F$] : Temperatura del yacimiento

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]

γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite

Constante de Vázquez & Beggs

Rango	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

4.4.1 Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, T, \gamma_{API}, \gamma_{gc}$)**4.5 Vázquez & Beggs**

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right)$$

Donde;

$B_{ob} \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

$T_y \text{ [}^\circ\text{F]}$: Temperatura del yacimiento

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

Rango	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	4.677×10^{-4}	1.751×10^{-5}	-1.8106×10^{-8}
$\gamma_{API} > 30$	4.670×10^{-4}	1.100×10^{-5}	1.3370×10^{-9}

4.5.1 Factor de Volumen del Aceite para $P > P_b$ (B_{ob}, P_b, C_o, P)

4.5.2 Fórmula General

$$B_o = B_{ob} \exp[C_o(P_b - P)]$$

Donde;

$B_{ob} \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

P_b [psi] : Presión de Burbuja

P [psi] : Presión de interés

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite

4.5.3 Factor de Volumen Total (B_o, R_{si}, R_s, B_g)

4.5.4 Fórmula General

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$$

Donde;

$$B_t \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right] : \text{Factor de Volumen total}$$

$$B_o \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right] : \text{Factor de Volumen del aceite}$$

$$B_g \left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s} \right] : \text{Factor de Volumen del gas}$$

$$R_{si} \left[\frac{ft^3}{bl} \right] : \text{Relación de Solubilidad cuando } P = P_i = \text{Presión Inicial}$$

$$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right] : \text{Relación de Solubilidad}$$

Consideraciones

$$R_{si} = R_s \Leftrightarrow P > P_b \therefore$$

$$B_t = B_o$$

Antes de alcanzar la presión crítica, el $B_t = B_o$, pero al alcanzarse condiciones críticas B_t

tiende a incrementar su valor.

4.5.5 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P > P_b(R_s, T, \gamma_{gc}, \gamma_{API}, P)$

4.6 Vázquez & Beggs

$$C_o = -\frac{1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gc} + 1261\gamma_{API}}{p \times 10^5}$$

Donde;

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]

4.6.1 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(B_o, B_g, T, \gamma_{API}, \gamma_{gc}, P)$

Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

4.7 Vázquez & Beggs

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = C_1 + C_3(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}}\right)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = \frac{C_2 R_s}{p}$$

Rango	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	4.677×10^{-4}	1.751×10^{-5}	-1.8106×10^{-8}
$\gamma_{API} > 30$	4.670×10^{-4}	1.100×10^{-5}	1.3370×10^{-9}

Donde;

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

4.7.1 Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_y$ $\mu_{od}(\gamma_{API}, T)$

4.8 Beggs & Robinson Jr.

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

T_y [°F] : Temperatura del Yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

4.8.1 Viscosidad Aceite con gas cuando $P \leq P_b$ $\mu_{ob}(\mu_{od}, R_s)$

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite a la Presión de Burbuja

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

4.8.2 Viscosidad del aceite con gas (μ_{ob}, P, P_b)

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b}\right)^m$$

$$m = 2.6p^{1.187} \exp(11.513 - 8.98 \times 10^{-5}p)$$

Donde;

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite a la Presión de Burbuja

μ_o [cp] : Viscosidad del Aceite con Gas

p [psi] : Presión de interés

5 Beal

5.1 Propiedad del Aceite

5.1.1 Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_y$ $\mu_{od}(\gamma_{API}, T)$

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^a$$

$$a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{\gamma_{API}} \right)$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del Yacimiento

6 Carrn.L & Kobayashi & Burrows

6.1 Propiedad del Gas

6.1.1 Viscosidad del gas a una atmosfera ($\gamma_g, T, y_{N_2}, y_{CO_2}, y_{H_2S}$)

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2}$$

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$$

$$C_{N_2} = y_{N_2}(8.48 \times 10^{-3} \log(\gamma_g) + 9.59 \times 10^{-3})$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2}(9.08 \times 10^{-3} \log(\gamma_g) + 6.24 \times 10^{-3})$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S}(8.49 \times 10^{-3} \log(\gamma_g) + 3.73 \times 10^{-3})$$

Donde;

μ_{g1} [cp] : Viscosidad del gas corregida a 1 atm

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

y_{N_2} [%mol] : Fraccion Molar de N_2

y_{CO_2} [%mol] : Fraccion Molar de CO_2

y_{H_2S} [%mol] : Fraccion Molar de H_2S

7 Dranchuck et al

7.1 Propiedades del Gas

7.1.1 Dranchuck & Purvis & Robinson

7.1.2 Factor de Desviación $Z(\rho_r, T_{sr}, z, P_{sr})$

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{sr}} \\ + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_8 \rho_r^2)$$

Donde;

$$A_1 = 0.31506237$$

$$A_2 = -1.0467099$$

$$A_3 = -0.57832729$$

$$A_4 = 0.53530771$$

$$A_5 = -0.61232032$$

$$A_6 = -0.10488813$$

$$A_7 = 0.68157001$$

$$A_8 = 0.68446549$$

Donde;

$$\rho_r \quad [1] \quad : \text{Densidad Reducida} = 0.27 \frac{P_{sr}}{zT_{sr}}$$

$$T_{sr} \quad [1] \quad : \text{Temperatura Seudoreducida} = \frac{T}{T_{scM}}$$

$$P_{sr} \quad [1] \quad : \text{Presión Seudoreducida} = \frac{P}{P_{scM}}$$

$$T_{scM} \quad [^{\circ}T] \quad : \text{Temperatura Seudocrítica de la mezcla}$$

$$P_{scM} \quad [P] \quad : \text{Presión Seudocrítica de la mezcla}$$

7.1.3 Dranchuck & Abou & Kassem

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 - A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2)$$

con;

$$A_1 = 0.3265$$

$$A_2 = -1.07$$

$$A_3 = -0.5339$$

$$A_4 = 0.01569$$

$$A_5 = -0.05165$$

$$A_6 = 0.5475$$

$$A_7 = -0.7361$$

$$A_8 = 0.1844$$

$$A_9 = 0.1056$$

$$A_{10} = 0.6134$$

$$A_{11} = 0.721$$

8 Egbogad

8.1 Propiedades del Aceite

8.1.1 Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_y$ $\mu_{od}(\gamma_{API}, T)$

$$\mu_{od} = 10^{10x}$$

$$x = 1.8653 - 0.025086\gamma_{API} - 0.5644 \log T$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del Yacimiento

9 Glaso

9.1 Propiedades del Aceite

9.1.1 Presión de Burbuja $P_b(R_{sb}, \gamma_{API}, T)$

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log(F) - 0.30218(\log F)^2]}$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_{API}} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

P_b [psi] : Presión de Burbuja

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_{API} [$^{\circ}$ API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [$^{\circ}$ F] : Temperatura del yacimiento

9.1.2 Relación Gas – Aceite $(P, \gamma_{API}, T, \gamma_g)$

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log(p))^{0.5}]}$$

Donde;

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

9.1.3 Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, \gamma_g, \gamma_o, T$)

$$B_{ob} = 1 + 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683(\log F)^2]}$$

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968T$$

Donde;

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

9.1.4 Factor de Volumen Total($R_s, \gamma_g, T, P, \gamma_o$)

$$B_t = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7257 \times 10^{-1} \log F + 1.7351 \times 10^{-1} \log(F)^2]}$$

$$F = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) p^{-1.1089} \gamma_o^{2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}}$$

Donde;

$B_t \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen total

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

P [psi] : Presión de interés

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

9.1.5 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b$ $P_b(R_s, B_o, P, B_g, \gamma_g, \gamma_o, T)$

9.1.6 Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

10 Glaso

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s}\right)_T = (2.91329 - 0.55366 \log(F)) 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log(F) - 0.27683 \log(F)^2]} \left(\frac{1}{F}\right) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.526}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T = 2.02777 \frac{R_s}{p(14.1811 - 3.3093 \log(p))^{0.5}}$$

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.526} + 0.968T$$

Donde;

C_o [psi]⁻¹ : *Compresibilidad isotérmica del aceite*

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: *Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$*

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: *Relación de Solubilidad*

B_o $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s}\right]$: *Factor de Volumen del aceite*

B_g $\left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s}\right]$: *Factor de Volumen del gas*

γ_g [1] : *Densidad Relativa del gas*

γ_o [1] : *Densidad Relativa del aceite*

P [psi] : *Presión de interés*

T_y [°R] : *Temperatura del yacimiento*

10.1.1 Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_y$ $\mu_{od}(\gamma_{API}, T)$

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.444} (\log \gamma_{API})^{(10.313 \log T - 36.447)}$$

Donde;

μ_{od} [cp] : *Viscosidad del Aceite Muerto*

γ_{API} [°API] : *Densidad Relativa API del Aceite*

T_y [°F] : *Temperatura del yacimiento*

11 Hall K.R & Yarborough L.

11.1 Propiedades del Gas

11.1.1 Factor de Desviación $Z(P_{sr}, y$ (Densidad Reducida), T_{sc}, T)

$$z = \frac{0.06125 p_{sr} t \exp [1.2(1.2(1 - t)^2)]}{y}$$

con:

$$A = 0.06125t \exp[-1.2 (1 - t)^2]$$

$$B = 14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3$$

$$C = 90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3$$

$$D = 2.18 + 2.82t$$

Donde;

$$t \quad [1] \quad : \text{Parametro } t = \frac{T_{sc}}{T}$$

$$T_{sc} \quad [^{\circ}R] \quad : \text{Temperatura Seudocrítica}$$

$$z \quad [1] \quad : \text{Factor de desviación } z$$

$$y \quad [1] \quad : \text{Densidad reducida que se resuelve con la siguiente ecuación:}$$

$$-AP_{sr} + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1 - y)^3} - By^2 + Cy^D = 0$$

11.1.2 Compresibilidad SeudoReducida(P_{sr} , y , z , T_{sc} , T)

$$c_r = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

$$z = \frac{AP_{sr}}{y}$$

$$\left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}} = \frac{A}{y} - \frac{AP_{sr}}{y^2} \left(\frac{\delta y}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

con:

$$\left(\frac{\delta y}{\delta P_{sr}}\right)_{T_{sr}} = A \left[\frac{(1-y)^4}{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 + y^4 - (1-y)^4(2By - CDy^{(D-1)})} \right]$$

t [1] : Parametro $t = \frac{T_{sc}}{T}$

y [1] : Densidad reducida que se resuelve con la siguiente ecuación:

$$-AP_{sr} + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} - By^2 + Cy^D = 0$$

Donde:

c_r [1] : Compresibilidad SeudoReducida

P_{sr} [1] : Presión Seudoreducida = $\frac{P}{P_{scM}}$

z [1] : Factor de desviación z

12 Kartoatmodjo & Schmidt

12.1 Propiedades del Aceite

12.1.1 Presión de Burbuja($R_{sb}, \gamma_{gc}, \gamma_{API}, T$)

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} C_2 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)}} \right]^{C_4}$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [$^{\circ}F$] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100

12.1.2 Densidad Relativa Corregida($\gamma_g, \gamma_{API}, T_{sp}, P_{sp}$)

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right]$$

Donde:

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite

T_{sp} [$^{\circ}F$] : Temperatura del Separador

P_{sp} [psia] : Presión del Separador

12.1.3 Relación de Solubilidad($\gamma_{gc}, P, \gamma_{API}, T$)

$$R_s = C_1 \gamma_g^{C_2} p^{\frac{1}{C_4}} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)}$$

Donde:

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

12.1.4 Factor Volumétrico del Aceite a $P_b(R_{sb}, \gamma_{gc}, \gamma_o, T)$

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 \times 10^{-4} F^{1.5}$$

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T$$

Donde:

B_{ob} $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s}\right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

12.1.5 Compresibilidad Isotérmica del Aceite

$P \leq P_b(B_o, B_g, R_s, P, \gamma_{gc}, \gamma_o, T)$

Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 1.1324 \times 10^{-4} \frac{F^{1.5} - 0.45TF^{0.5}}{R_s}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{C_4} \frac{R_s}{p}$$

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite cuando $p \leq p_b$

B_o $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite

B_g $\left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del gas

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

12.1.6 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P > P_b(\gamma_{API}, \gamma_{gc}, T, R_s, P)$

$$C_o = - \frac{6.8257R_s^{0.5002}\gamma_{API}^{0.3613} + T^{0.76606}\gamma_{gc}^{0.35505}}{p \times 10^6}$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite cuando $p > p_b$

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

γ_{gc} [1] : Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

12.1.7 Viscosidad para Aceite Muerto $p = atm$ & $T = T_y$ $\mu_{od}(T, \gamma_{API})$

$$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{5.7526 \log T - 26.9718}$$

Donde:

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

12.1.8 Viscosidad Aceite con gas a $P \leq P_b$ $\mu_{ob}(R_s, \mu_{od})$

$$\mu_{ob} = 0.06821 + 0.9824A + 40.34 \times 10^{-5} A^2$$

con:

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{0.43 + 0.5165b}$$

$$b = 10^{-0.00081 R_s}$$

Donde:

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite @ p_b

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

12.1.9 Viscosidad Aceite con gas (μ_o, P, P_b)

$$\mu_o = 1.008 \mu_{ob} + 1.127 \times 10^{-3} (P - P_b) (65.17 \times 10^{-4} \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 \mu_{ob}^{1.59})$$

Donde:

μ_o [cp] : Viscosidad del Aceite vivo

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite @ p_b

P [psi] : Presión de interés

P_b [psi] : Presión de Burbuja

13 Lasater

13.1 Propiedades del Aceite

13.1.1 Presión de Burbuja $P_b(\gamma_g, T, \gamma_{API}, R_{sb}, \gamma_o, M_o)$

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right)$$

Procedimiento de cálculo:

1) Determinamos el Peso Molecular Efectivo M_o en función de γ_{API}

Para $\gamma_{API} \leq 40$

$$M_o = 630 - 10\gamma_{API}$$

Para $\gamma_{API} > 40$

$$M_o = 73110\gamma_{API}^{-1.562}$$

2) Calcular la fracción molar de gas en el sistema y_g

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379.3}}{\frac{R_{sb}}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}}$$

3) Determinar el factor de de la presión de burbuja " P_f "

Para $y_g \leq 0.60$

$$P_f = 0.679 \exp(2.786 y_g) - 0.323$$

Para $\gamma_{API} > 0.60$

$$P_f = 8.26 y_g^{3.56} + 1.95$$

4) Obtener la Presión de Burbuja P_b

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right)$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

M_o $\left[\frac{lb}{lb-mol} \right]$: Peso molecular del aceite

13.1.2 Relación Gas – Aceite ($\gamma_g, P_b, T, P, \gamma_{API}, M_o$)

Procedimiento de cálculo

1) Determinar el Factor de presión de burbuja p_f

$$= \frac{P_b \gamma_g}{T} \text{ donde } P_b \text{ es cualquier presión de saturación}$$

2) Calcular y_g

$$\text{para } \frac{P_b \gamma_g}{T} < 3.29$$

$$y_g = 0.359 \ln \left(\frac{1.473 p \gamma_g}{T} + 0.476 \right)$$

$$\text{para } \frac{P_b \gamma_g}{T} > 3.29$$

$$y_g = \left(\frac{0.121 p \gamma_g}{T} - 0.236 \right)^{0.281}$$

3) A partir de γ_{API} calcular M_o

Para $\gamma_{API} \leq 40$

$$M_o = 630 - 10\gamma_{API}$$

Para $\gamma_{API} > 40$

$$M_o = 73110 \gamma_{API}^{-1.562}$$

4) Calcular γ_o con γ_{API}

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{API}}$$

5) Utilizar la correlación de lasater para obtener R_s

$$R_s = \frac{132755\gamma_o y_g}{M_o(1 - y_g)}$$

Donde:

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

P_b [psi] : Presión de Burbuja

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

P [psi] : Presión de interés

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

M_o $\left[\frac{lb}{lb-mol}\right]$: Peso molecular del aceite

14 Lee & González & Eakin

14.1 Propiedades del Gas

14.1.1 Viscosidad del Gas(T, ρ_g, P, z, M)

$$\mu_g = \frac{K \exp(X\rho_g^Y)}{10^4}$$

con:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

Donde:

M $\left[\frac{lb}{lb-mol}\right]$: *Peso molecular del Gas*

z [1] : *Factor de desviación z*

P [psi] : *Presión de interés*

T_y [$^{\circ}R$] : *Temperatura del yacimiento*

15 McCain jr. & Villena & Lanzi A.J.

15.1 Propiedad del Aceite

15.1.1 Compresibilidad del Aceite($P, T, \gamma_{API}, \gamma_g$)

$$\ln(C_o) = -7.114 - 1.394\ln(p) - 0.981\ln(T) + 0.770\ln(\gamma_{API}) + 0.446\ln(\gamma_g)$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

16 Petrosky & Farshad

16.1 Propiedades del Aceite

16.1.1 Presión de Burbuja $P_b(R_{sb}, T, \gamma_{API}, \gamma_g)$

$$P_b = 112.727[F - 12.34]$$

$$F = \frac{R_{sb}^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^{(4.561 \cdot 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \cdot 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541})}$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

16.1.2 Relación de Solubilidad($P, \gamma_g, \gamma_{API}, T$)

$$R_s = \left[\gamma_g^{0.8439} \left(\frac{P}{112.727} + 12.34 \right) 10^{7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911}} \right]^{1.73184}$$

Donde:

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

P [psi] : Presión de interés

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

16.1.3 Factor Volumétrico del Aceite a $P_b(\gamma_g, \gamma_o, R_{sb}, T)$

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936}$$

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T^{0.5371}$$

Donde:

$B_{ob} \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [$^{\circ}F$] : Temperatura del yacimiento

16.1.4 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P > P_b(R_s, \gamma_g, \gamma_{API}, T, P)$

$$C_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T^{0.6729} P^{-0.5906}$$

Donde:

C_o [psi] $^{-1}$: Compresibilidad isotérmica del aceite cuando $p > p_b$

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [$^{\circ}F$] : Temperatura del yacimiento

P [psi] : Presión de interés

16.1.5 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b(B_o, B_g, R_s, \gamma_g, \gamma_o, P)$

Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 83.313 \times 10^{-6} F^{2.0936} R_s^{-0.6262} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = 1.7318 \frac{R_s}{p + 139.05}$$

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626T^{0.5371}$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite cuando $p > p_b$

B_o $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite

B_g $\left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del gas

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

P [psi] : Presión de interés

17 Standing et al

17.1 Propiedades del Aceite

17.1.1 Presión de Burbuja $P_b(\gamma_g, R_{sb}, \gamma_{API}, T)$

$$P_b = 18.2 [F - 1.4]$$

con:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{0.00091T - 0.0125\gamma_{API}}$$

Donde:

- P_b [psi] : Presión de Burbuja
- γ_g [1] : Densidad Relativa del gas
- R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$
- γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite
- T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

17.1.2 Relación Gas – Aceite($\gamma_g, P, \gamma_{API}, T$)

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.125\gamma_{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}$$

Donde:

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

P [psi] : Presión de interés

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

17.1.3 Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, \gamma_g, \gamma_o, T$)

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T$$

Donde:

B_{ob} $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

17.1.4 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b$ $P_b(B_o, B_g, \gamma_g, \gamma_o, R_s, T)$

Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

Standing

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 14.4 \times 10^5 \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{0.2}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = \frac{R_s}{0.83p + 21.15}$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite cuando $p \geq p_b$

B_o $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite

B_g $\left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del gas

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

18 ChewJ.N. & Connally Jr.

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b$$

18.1.1 Ajuste de Standing para "A" & "b"

$$A = \text{antilog} [(R_s 2.2 \times 10^{-7} R_s - 7.4 \times 10^{-4})]$$

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62 \times 10^{-5} R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1 \times 10^{-3} R_s}} + \frac{0.62}{10^{3.74 \times 10^{-3} R_s}}$$

Donde:

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite @ p_b

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

18.1.2 Viscosidad Aceite con gas (P, P_b, μ_{ob})**19 Beal & Standing**

$$\mu_o = [0.001(P - P_b)] [0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56}] + \mu_{ob}$$

Donde:

μ_o [cp] : Viscosidad del Aceite Vivo

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite @ p_b

P [psi] : Presión de interés

P_b [psi] : Presión de Burbuja

20 TOTAL C.F.P**20.1 Propiedades del Aceite****20.1.1 Presión de Burbuja $P_b(R_{sb}, \gamma_g, T, \gamma_{API})$**

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{C_3 T - C_4 \gamma_{API}}$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

20.1.2 Relación de Solubilidad($\gamma_g, \gamma_{API}, T, P$)

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P}{C_1} 10^{C_2 \gamma_{API} - C_3 T} \right]^{C_4}$$

Donde:

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

P [psi] : Presión de interés

20.1.3 Factor de Volumen del Aceite a la presión de Burbuja($R_{sb}, T, \gamma_{API}, \gamma_g$)

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 \times 10^{-4} R_{sb} - 2.009 \times 10^{-6} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17.569 \times 10^{-9} R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

Donde:

B_{ob} $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

20.1.4 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b$ $P_b(B_o, B_g, T, \gamma_{API}, \gamma_g, R_s, P)$

Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = 4.857 \times 10^{-4} + (17.569 \times 10^{-9})(T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = C_4 \frac{R_s}{p}$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite

B_o $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite

B_g $\left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del gas

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

21 Dokla & Osman

21.1 Propiedades del Aceite

21.1.1 Presión de Burbuja($R_{sb}, \gamma_g, \gamma_o, T$)

$$P_b = 0.836386 \times 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584}$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

21.1.2 Relación de Solubilidad(P, γ_g, γ_o, T)

$$R_s = [0.11956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{-0.952584}]^{1.3811}$$

Donde:

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

$T_y \text{ [}^\circ\text{R]}$: Temperatura del yacimiento

$P \text{ [psi]}$: Presión de interés

21.1.3 Factor Volumétrico del Aceite a $P_b(T, R_s, \gamma_g, \gamma_o)$

$$B_{ob} = 0.491935 \times 10^{-1} + 0.156667 \times 10^{-2} T + 0.0139775 \times 10^{-2} F + 0.380525 \times 10^{-5} F^2$$

$$F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605}$$

Donde:

$B_{ob} \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

$T_y \text{ [}^\circ\text{R]}$: Temperatura del yacimiento

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

$\gamma_g \text{ [1]}$: Densidad Relativa del gas

$\gamma_o \text{ [1]}$: Densidad Relativa del aceite

21.1.4 Compresibilidad Isotérmica del Aceite $P \leq P_b$ $P_b(B_o, R_s, p, B_g, \gamma_g, \gamma_o)$

Fórmula General Modificada para $P \leq P_b$

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T - B_g \right]$$

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial R_s} \right)_T = \frac{1.08126 \times 10^{-3} F + 5.887 \times 10^{-6} F^2}{R_s}$$

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = 1.3811 \frac{R_s}{p}$$

$$F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605}$$

Donde:

C_o [psi]⁻¹ : Compresibilidad isotérmica del aceite

B_o $\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

P [psi] : Presión de interés

B_g $\left[\frac{ft^3@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del gas

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

22 Papay Jr.

22.1 Propiedades del Gas

22.1.1 Factor de Desviación $Z(P_{sr}, T_{sr})$

$$z = 1 - \frac{3.52P_{sr}}{10^{0.9813T_{sr}}} + \frac{0.274P_{sr}^2}{10^{0.8157T_{sr}}}$$

Donde:

z [1] : Factor de desviación z

P_{sr} [1] : Presión Seudoreducida = $\frac{P}{P_{scM}}$

T_{sr} [1] : Temperatura Seudoreducida = $\frac{T}{T_{scM}}$

T_{scM} [°T] : Temperatura Seudocrítica de la mezcla

P_{scM} [P] : Presión Seudocrítica de la mezcla

22.1.2 Compresibilidad Pseudoreducida (P_{sr}, T_{sr}, z)

$$c_r = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

$$\left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}} = -\frac{3.52}{10^{0.9813T_{sr}}} + \frac{0.548P_{sr}}{10^{0.8157T_{sr}}}$$

Donde:

c_r [1] : *Compresibilidad SeudoReducida*

z [1] : *Factor de desviación z*

P_{sr} [1] : *Presión Seudoreducida* = $\frac{P}{P_{scM}}$

T_{sr} [1] : *Temperatura Seudoreducida* = $\frac{T}{T_{scM}}$

T_{scM} [°T] : *Temperatura Seudocrítica de la mezcla*

P_{scM} [P] : *Presión Seudocrítica de la mezcla*

23 Gopal V.N.

23.1 Propiedades del Gas

23.1.1 Factor de Desviación $Z(P_{sr}, T_{sr})$

Rango de P_{sr}	Rango de T_{sr}	Ecuaciones para Z
0.2 – 1.2	1.05 -1.2	$P_{sr}(1.6643T_{sr} - 2.2114) - 0.3647T_{sr} + 1.4385$
	1.2-1.4	$P_{sr}(0.0522T_{sr} - 0.8511) - 0.0364T_{sr} + 1.0490$
	1.4-2.0	$P_{sr}(0.1391T_{sr} - 0.2988) + 0.0007T_{sr} + 0.9969$
	2.0-3.0	$P_{sr}(0.0295T_{sr} - 0.0825) + 0.0009T_{sr} + 0.9967$
1.2 – 2.8	1.05 -1.2	$P_{sr}(-1.3570T_{sr} + 1.4942) + 4.6315T_{sr} - 4.7009$
	1.2-1.4	$P_{sr}(0.1717T_{sr} - 0.3232) + 0.5869T_{sr} + 0.1229$
	1.4-2.0	$P_{sr}(0.0984T_{sr} - 0.2053) + 0.0621T_{sr} + 0.8580$
	2.0-3.0	$P_{sr}(0.0211T_{sr} - 0.0527) + 0.0127T_{sr} + 0.9549$
2.8 – 5.4	1.05 -1.2	$P_{sr}(-0.3278T_{sr} - 0.4752) + 1.8223T_{sr} + 1.9036$
	1.2-1.4	$P_{sr}(-0.2521T_{sr} - 0.3871) + 1.6087T_{sr} + 1.6635$
	1.4-2.0	$P_{sr}(-0.0284T_{sr} - 0.0625) + 0.4714T_{sr} + 0.0011$
	2.0-3.0	$P_{sr}(0.0041T_{sr} - 0.0039) + 0.0607T_{sr} + 0.7927$
5.4 – 15	1.05 – 3	$P_{sr}(0.711 + 3.66T_{sr})^{-1.4667} + 0.0607T_{sr} - \frac{1.637}{0.319T_{sr} + 0.522} + 2.071$

23.1.2 Compresibilidad SeudoReducida(P_{sr}, T_{sr}, z)

$$c_r = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

Rango de P_{sr}	Tango de T_{sr}	Ecuaciones para $\left(\frac{\delta z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$
0.2 – 1.2	1.05 -1.2	$1.6643T_{sr} - 2.2114$
	1.2-1.4	$0.0522T_{sr} - 0.8511$
	1.4-2.0	$0.1391T_{sr} - 0.2988$
	2.0-3.0	$0.0295T_{sr} - 0.0825$
1.2 – 2.8	1.05 -1.2	$-1.3570T_{sr} + 1.4942$
	1.2-1.4	$0.1717T_{sr} - 0.3232$
	1.4-2.0	$0.0984T_{sr} - 0.2053$
	2.0-3.0	$0.0211T_{sr} - 0.0527$
2.8 – 5.4	1.05 -1.2	$-0.3228T_{sr} + 0.4752$
	1.2-1.4	$-0.2521T_{sr} + 0.3871$
	1.4-2.0	$-0.0284T_{sr} + 0.0625$
	2.0-3.0	$0.0041T_{sr} + 0.0039$
5.4 – 15	1.05 – 3	$(0.0711 + 3.66T_{sr})^{-1.4667}$

C-2 Caso Práctico

La estructura de presentación para la muestra de procedimientos y resultados de los cálculos es la siguiente:

Fórmula (en orden de uso)

Correlación 1

Datos de Entrada

Propiedad 1

Propiedad 2

...

Propiedad n

Resolución

Correlación 1 (Propiedad 1, Propiedad 2, ..., Propiedad n)

Fórmula

Correlación 2

Datos de Entrada

Propiedad 1

Propiedad 2

...

Propiedad n

Resolución

Correlación 1 (Propiedad 1, Propiedad 2, ..., Propiedad n)

Resultados

<i>PROPIEDADES</i>	<i>RESULTADOS APP</i>
<i>Correlación 1</i>	<i>Resultado 1</i>
<i>Correlación 2</i>	<i>Resultado 2</i>
...	...
<i>Correlación n</i>	<i>Resultado n</i>

C2-1 Fórmulas utilizadas

<i>PROPIEDADES</i>	<i>AUTORES</i>	<i>PROPIEDADES</i>	<i>AUTORES</i>
γ_{API}	<i>FÓRMULA GENERAL</i>	R_s	<i>DOKLA & OSMAN</i>
B_o	<i>STANDING</i>	z	<i>BEGGS</i>
μ_{od}	<i>BEGGS</i>	γ_g	<i>FÓRMULA GENERAL</i>
μ_{ob}	<i>BEGGS</i>	B_t	<i>GLASO</i>
P_b	<i>DOKLA & OSMAN</i>	μ_g	<i>LEE – GONZÁLEZ</i>
μ_{gc1}	<i>CARR – BURROWS</i>		

Tabla C2- 1 Formulas utilizadas

Las siguientes ecuaciones representan los cálculos internos de la aplicación móvil para obtener las propiedades de interés con datos de la **literatura**.

 γ_{API} – fórmula general

Fórmula

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Datos de Entrada

$$\gamma_o = 0.871$$

Resolución

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{0.871} - 131.5$$

$$\gamma_{API} = 30.956946$$

 B_{ob} – Standing

Fórmulas

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.125\gamma_{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T$$

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

Datos de Entrada

$$B_{ob} = 1.41258$$

$$C_o = 3.6 * 10^{-6} [psi]^{-1}$$

$$P_b = 2500$$

$$P = 2500$$

$$T_y = 180$$

$$\gamma_g = 0.95$$

$$\gamma_o = 0.871$$

$$\gamma_{API} = 31$$

Donde:

$B_{ob} \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$

P_b [psi] : Presión de Burbuja

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

Resolución

Para obtener el factor de volumen es necesario primero calcular la relación de solubilidad, para mantener la estabilidad de los datos lo mas integra posible, calcularemos la relación de solubilidad con la correlación de Standing.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.125\gamma_{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}$$

Sustituyendo los datos de entrada.

$$R_s = (0.95) \left[\left(\frac{2500}{18.2} + 1.4 \right) 10^{((0.125)(31) - (0.00091)(180))} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = 673.36002$$

Sustituyendo los datos en la correlación de standing para el factor de volumen

$$F = (673.36002) \sqrt{\frac{0.95}{0.871}} + (1.25)(180)$$

$$F = 928.234313$$

$$B_{ob} = 0.9759 + (((12)(10^{-5}))(928.234313^{1.2}))$$

$$B_{ob} = 1.4127 \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$$

Fórmulas

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 180$$

$$\gamma_{API} = 31$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

T_y [°F] : Temperatura del Yacimiento

γ_{API} [°API] : Densidad Relativa API del Aceite

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en las fórmulas obtenemos:

$$z = 3.0324 - (0.02023)(31)$$

$$z = 2.40527$$

$$y = 10^{2.40527}$$

$$y = 254.2552$$

$$x = (254.2552)(180^{-1.163})$$

$$x = 0.6058$$

$$\mu_{od} = 10^{0.6058} - 1$$

$$\mu_{od} = 3.03535[cp]$$

μ_{ob} – Beggs

Fórmulas

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Datos de Entrada

$$\mu_{od} = 2.65$$

$$R_s = 675$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

μ_{ob} [cp] : Viscosidad del Aceite a la Presión de Burbuja

R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en las fórmulas obtenemos:

$$b = 5.44(675 + 150)^{-0.338}$$

$$b = 0.562130$$

$$a = 10.715(675 + 100)^{-0.515}$$

$$a = 0.3486$$

$$\mu_{ob} = (0.3486)(2.65)^{0.562130}$$

$$\mu_{ob} = \mathbf{0.602450 [cp]}$$

P_b – Dokla & Osman

Fórmulas

$$P_b = 0.836386 \times 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 180$$

$$\gamma_{API} = 31$$

$$R_s = 675$$

$$\gamma_o = 0.871$$

$$\gamma_g = 0.95$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en las fórmulas obtenemos:

$$P_b = 0.836386 \times 10^4 (675^{0.724047}) (90.5^{-1.01049}) (0.871^{0.107991}) (180^{-0.952584})$$

$d \quad P_b = 2059.9946$ [psi]

Fórmulas

$$R_s = [0.11956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{-0.952584}]^{1.3811}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 180$$

$$\gamma_g = 0.95$$

$$\gamma_o = 0.871$$

$$\gamma_{API} = 31$$

$$P_b = 2500$$

$$P = 2500$$

Donde:

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

$T_y \text{ [}^\circ\text{R]}$: Temperatura del yacimiento

$P \text{ [psi]}$: Presión de interés

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en la fórmula obtenemos:

$$R_s = [0.11956 \times 10^{-3} (2500) (0.95^{1.01049}) (0.871^{-0.107991}) (180^{-0.952584})]^{1.3811}$$

$$R_s = 881.7698 \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$$

z – Beggs

Fórmulas

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}$$

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci}$$

$$\epsilon = 120 \left[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} \right] + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \epsilon$$

$$T'_{scM} = T_{scM} - \epsilon$$

$$P'_{scM} = \frac{(P_{scM})(T'_{scM})}{T_{scM} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})(\epsilon)}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T'_{scM}}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P'_{scM}}$$

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left(\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right) P_{sr}^2 + \frac{0.32P_{sr}^6}{10^9(T_{sr} - 1)}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(T_{sr})$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)$$

$$z = A + \frac{1-A}{\exp^B} + Cp_{sr}^D$$

Datos de Entrada

$$T_y = 640 [^{\circ}R]$$

$$P = 3810 [psi]$$

Composición en fracción mol. de la mezcla de hidrocarburos

1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Frac.</i>	<i>Peso</i>	<i>Temp.</i>	<i>Pres.</i>			
	<i>Mol.</i>	<i>Mol.</i>	<i>Crit.</i>	<i>Crit.</i>			
	y_i	<i>lb/lb m</i>	[$^{\circ}R$]	[<i>psia</i>]	2 x 3	2 x 4	2 x 5
H_2S	0.0491	34.076	672.7	1306	1.6731	33.02957	64.1246
CO_2	0.1101	44.01	547.9	1071	4.8455	60.32379	117.9171
N_2	0.0051	28.013	227.6	493	0.1428	1.16076	2.5143
C_1	0.577	16.043	343.37	667.8	9.2568	198.1244	385.3206
C_2	0.0722	30.07	550.09	707.8	2.1710	39.71649	51.10316
C_3	0.0455	44.097	666.01	616.3	2.0064	30.30345	28.04165
$i - C_4$	0.0096	58.124	734.98	529.1	0.5579	7.055808	5.07936
$n - C_4$	0.0195	58.124	765.65	550.7	1.1334	14.93017	10.73865

$i - C_5$	0.0078	42.151	829.1	480.4	0.3287	6.46698	3.74712
$n - C_5$	0.0071	42.151	845.7	488.6	0.2992	6.00447	3.46906
C_6	0.0145	86.178	913.7	436.9	1.2495	13.24865	6.33505
C_{7+}	0.0835	142	1144.2	370.3	11.857	95.54320	30.92005

Tabla C2 - 1 Composición de la mezcla

Donde :

y_i [%] : Fracción mol de la mezcla de gases

z [1] : Factor de desviación z

T_{sr} [1] : Temperatura Seudoreducida

P_{sr} [1] : Presión Seudoreducida

T_{scM} [°R] : Temperatura Seudocrítica de la mezcla

P_{scM} [psi] : Presión Seudocrítica de la mezcla

T'_{scM} [°R] : Temperatura Seudocrítica de la mezcla corregida

P'_{scM} [psi] : Presión Seudocrítica de la mezcla corregida

Resolución

Con la composición de la tabla siguiente obtenemos la presión y temperatura pseudocrítica de la mezcla en [psi] y en [°R], la temperatura y presión pseudocríticas de la mezcla se obtiene con la sumatoria de la multiplicación de la fracción molar por la temperatura crítica y presión crítica respectivamente.

1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Frac.</i> <i>Mol.</i>	<i>Peso</i> <i>Mol.</i>	<i>Temp.</i> <i>Crit.</i>	<i>Pres.</i> <i>Crit.</i>			
	y_i	<i>lb/lb m</i>	[°R]	[psia]	2 x 3	2 x 4	2 x 5
H_2S	0.0491	34.076	672.7	1306	1.6731	33.02957	64.1246
CO_2	0.1101	44.01	547.9	1071	4.8455	60.32379	117.9171
N_2	0.0051	28.013	227.6	493	0.1428	1.16076	2.5143
C_1	0.577	16.043	343.37	667.8	9.2568	198.1244	385.3206
C_2	0.0722	30.07	550.09	707.8	2.1710	39.71649	51.10316
C_3	0.0455	44.097	666.01	616.3	2.0064	30.30345	28.04165
$i - C_4$	0.0096	58.124	734.98	529.1	0.5579	7.055808	5.07936
$n - C_4$	0.0195	58.124	765.65	550.7	1.1334	14.93017	10.73865
$i - C_5$	0.0078	42.151	829.1	480.4	0.3287	6.46698	3.74712
$n - C_5$	0.0071	42.151	845.7	488.6	0.2992	6.00447	3.46906

C_6	0.0145	86.178	913.7	436.9	1.2495	13.24865	6.33505
C_{7+}	0.0835	142	1144.2	370.3	11.857	95.54320	30.92005
Total	1				35.521	505.9078	709.3107

Tabla C2 - 2 Método de Kay para presión y temperatura pseudocrítica

Aplicando el método de Kay la temperatura y presión Pseudocríticas de la mezcla son:

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} = 505.9078 [^{\circ}R]$$

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} = 709.3107 [psia]$$

Aplicando la corrección por presencia de gases no hidrocarburos de Wichert & Aziz para calcular la temperatura y presión pseudoreducidas

$$\epsilon = 120 [(0.1101 + 0.0491)^{0.9} - (0.1101 + 0.0491)^{1.6}] + 15(0.0491^{0.5} - 0.0491^4)$$

$$\epsilon = 19.9385$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \epsilon$$

$$T'_{scM} = T_{scM} - \epsilon$$

$$T'_{scM} = 505.9078 - 19.9385$$

$$T'_{scM} = 485.86145 [^{\circ}R]$$

$$P'_{scM} = \frac{(P_{scM})(T'_{scM})}{T_{scM} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})(\epsilon)}$$

$$P'_{scM} = \frac{(709.3107)(485.861)}{505.907 + 0.0491(1 - 0.0491)(19.9385)}$$

$$P'_{scM} = 679.99195[\text{psi}]$$

$$T_{Sr} = \frac{T}{T'_{scM}} = \frac{640}{485.86145}$$

$$T_{Sr} = 1.31724$$

$$P_{Sr} = \frac{P}{P'_{scM}} = \frac{3810}{679.99195}$$

$$P_{Sr} = 5.60300$$

Sustituyendo en la correlación de Beggs

$$A = 1.39(1.31 - 0.92)^{0.5} - (0.36)(1.31) - 0.101$$

$$A = 0.30087$$

$$B = (0.62 - (0.23)(1.31))(5.6) + \left(\frac{0.066}{1.31 - 0.86} - 0.037 \right) (5.6^2) + \frac{(0.32)(5.6^6)}{10^9(1.31 - 1)}$$

$$B = 18.9642$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(1.31)$$

$$C = 0.09370$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - (0.49)(1.31) + (0.1824)(1.31^2))$$

$$D = 0.9586$$

$$z = 0.30087 + \frac{1-0.30087}{2.718281^{18.9642}} + (0.09370)(5.6^{0.9586}) =$$

0.7897

$\gamma_g - \text{General}$

Fórmulas

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.96}$$

Datos de Entrada

$$M_g = 23.132$$

Donde :

$$M_g \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{lb-mol}} \right] \quad : \text{Peso Molecular del gas}$$

Resolución

Sustituyendo en la fórmula mostrada.

$$\gamma_g = \frac{23.132}{28.96}$$

$$\gamma_g = \mathbf{0.7987}$$

*B_t – Glaso***Fórmulas**

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log(p))^{0.5}]}$$

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

$$F = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) p^{-1.1089} \gamma_o^{2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}}$$

$$B_t =$$

$$10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7257 \times 10^{-1} \log F + 1.7351 \times 10^{-1} \log(F)^2]}$$

Datos de Entrada

$$B_{ob} = 1.4258$$

$$C_o = 9.6 \times 10^{-6}$$

$$P_b = 2500$$

$$P = 2000$$

$$T_y = 180$$

$$\gamma_g = 0.95$$

$$\gamma_o = 0.871$$

$$\gamma_{API} = 31$$

Donde;

$B_t \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen total

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

T_y [$^{\circ}F$] : Temperatura del yacimiento

P [psi] : Presión de interés

P_b [psi] : Presión de burbuja

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

Resolución

Calculamos con la correlación de Glaso la relación de solubilidad

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log(2000))^{0.5}]}$$

$$F = 12.0824$$

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

$$R_s = 0.95 \left[(12.0824) \frac{31^{0.989}}{180^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

$$R_s = 432.632498$$

$$F =$$

$$(432.6324) \left(\frac{180^{0.5}}{0.95^{0.3}} \right) (2000^{-1.1089}) (0.871^{2.9 \times 10^{(-0.00027)(432.6324)}})$$

$$F = 0.9484$$

$$B_t = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7257 \times 10^{-1} \log(0.9484) + 1.7351 \times 10^{-1} \log(0.9484)^2]}$$

$$B_t = \mathbf{1.17316}$$

$$\mu_g - \text{Lee \& González \& Eakin}$$

Fórmulas

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

$$\mu_g = \frac{K \exp(X\rho_g^Y)}{10^4}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 654$$

$$P = 3810$$

$$z = 0.78$$

$$M_g = 35.969$$

$$\rho_o = 0.40122$$

Donde:

M_g [$\frac{lb}{lb-mol}$] : *Peso molecular del Gas*

z [1] : *Factor de desviación z*

P [psi] : *Presión de interés*

T_y [°R] : *Temperatura del yacimiento*

Resolución

$$K = \frac{(9.4 + (0.02)(35.969))654^{1.5}}{209 + (19)(35.969) + 654}$$

$$K = 84.353018$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{654} + (0.01)(35.969)$$

$$X = 4.85969$$

$$Y = 2.4 - (0.2)(4.85969)$$

$$Y = 1.428062$$

$$\rho_g = (1.4935)(10^{-3}) \left(\frac{(3810)(35.969)}{(0.78)(654)} \right)$$

$$\rho_g = 0.4012233$$

$$\mu_g =$$

$$\frac{(84.353018) \exp((4.85969)(0.4012233^{1.428062}))}{10^4}$$

$$\mu_g = 0.031542 \text{ [cp]}$$

$$\mu_{g1c} - \text{Carrn \& Kobayashi \& Burrows}$$

Fórmulas

$$C_{N_2} = y_{N_2}(8.48 \times 10^{-3} \log(\gamma_g) + 9.59 \times 10^{-3})$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2}(9.08 \times 10^{-3} \log(\gamma_g) + 6.24 \times 10^{-3})$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S}(8.49 \times 10^{-3} \log(\gamma_g) + 3.73 \times 10^{-3})$$

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g)T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$$

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 194$$

$$y_{N_2} = 0.0051$$

$$y_{CO_2} = .01101$$

$$y_{H_2S} = 0.0491$$

$$\gamma_g = 1.242$$

Donde;

μ_{g1} [cp] : Viscosidad del gas a 1 atmósfera corregida por impurezas

μ_{g1} [cp] : Viscosidad del gas a 1 atmósfera SIN corregir

γ_g [1] : Densidad relativa del gas (aire = 28.98)

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

y_{N_2} [%mol] : Fracción Molar de N_2

y_{CO_2} [%mol] : Fracción Molar de CO_2

y_{H_2S} [%mol] : Fracción Molar de H_2S

$C_{y_{N_2}}$ [%mol] : Corrección por la Fracción Molar de N_2

$C_{y_{CO_2}}$ [%mol] : Corrección por la Fracción Molar de CO_2

$C_{y_{H_2S}}$ [%mol] : Corrección por la Fracción Molar de H_2S

Resolución

Aplicando las correcciones por presencia de impurezas

$$C_{N_2} = (0.0051)(8.48 \times 10^{-3} \log(1.242) + 9.59 \times 10^{-3})$$

$$C_{N_2} = 5.298$$

$$C_{CO_2} = (0.1101)(9.08 \times 10^{-3} \log(1.242) + 6.24 \times 10^{-3})$$

$$C_{CO_2} = 0.000781118$$

$$C_{H_2S} = (0.0491)(8.49 \times 10^{-3} \log(1.242) + 3.73 \times 10^{-3})$$

$$C_{H_2S} = 2.223784 \times 10^{-4}$$

$$\mu_{g1} = ((1.709)(10^{-5}) - (2.062)(10^{-6})(1.242))(194) + (8.188)(10^{-3}) - (6.15)(10^{-3})(\log(1.242))$$

$$\mu_{g1} = 0.0104277$$

$$\mu_{g1c} = 0.0104277 + 2.223784 \times 10^{-4} + 5.298$$

$$\mu_{g1c} = \mathbf{0.0114842}$$

Resultados

C2-1 Datos obtenidos de la literatura

<i>PROPIEDADES</i>	<i>RESULTADOS APP</i>
γ_{API}	30.9569
B_o	1.4127
μ_{od}	3.03535
μ_{ob}	0.6024
P_b	2059.9946
R_s	881.7698
z	0.7897
γ_g	0.7987
B_t	1.173162
M_g	0.05475
M_{gc1}	0.01148

Tabla C2- 2 Resultados con Datos de Literatura

Las siguientes ecuaciones representan los cálculos internos de la aplicación móvil para obtener las propiedades de interés con datos de la un **PVT**.

γ_{API} – fórmula general

Fórmula

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Datos de Entrada

$$\gamma_o = 0.871$$

Resolución

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{0.871} - 131.5$$

$$\gamma_{API} = 21.954$$

B_o – Standing

Fórmulas

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T$$

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 243.5$$

$$\gamma_g = 0.799$$

$$\gamma_o = 0.9221$$

$$R_{sb} = 424.677$$

Donde:

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

T_y [°F] : Temperatura del yacimiento

Resolución

Sustituyendo los datos en la correlación de standing para el factor de volumen

$$F = (424.677) \sqrt{\frac{0.799}{0.9221}} + (1.25)(243.5)$$

$$F = 699.689841337$$

$$B_{ob} = 0.9759 + (((12)(10^{-5}))(699.689841337^{1.2}))$$

$$B_{ob} = 1.287120 \left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$$

μ_{od} – Beggs

Fórmulas

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 243.5$$

$$\gamma_{API} = 21.95$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

T_y [°F] : Temperatura del Yacimiento

γ_{API} [$^{\circ}API$] : Densidad Relativa API del Aceite

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en las fórmulas obtenemos:

$$z = 3.0324 - (0.02023)(21.95)$$

$$z = 2.5883$$

$$y = 10^{2.5883}$$

$$y = 387.5712$$

$$x = (387.5712)(243.5^{-1.163})$$

$$x = 0.64909$$

$$\mu_{od} = 10^{0.64909} - 1$$

$$\mu_{od} = 3.46591[cp]$$

μ_{ob} – Standing

Fórmulas

$$A1 = (2.2)(10^{-7})(R_s) - (7.4)(10^{-4})$$

$$A2 = (R_s)(A1)$$

$$A = 10^{A2}$$

$$B1 = (8.6)(10^{-5})(R_s)$$

$$B2 = (1.1)(10^{-3})(R_s)$$

$$B3 = (3.74)(10^{-3})(R_s)$$

$$B = \frac{0.68}{10^{B1}} + \frac{0.25}{10^{B2}} + \frac{0.062}{10^{B3}}$$

$$\mu_{ob} = (A)(\mu_{od}^B)$$

Datos de Entrada

$$R_s = 243.5$$

$$\mu_{od} = 15.68$$

Donde;

μ_{od} [cp] : Viscosidad del Aceite Muerto

R_{sb} $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

Resolución

$$A1 = (2.2)(10^{-7})(243.5) - (7.4)(10^{-4})$$

$$A1 = -0.000646494$$

$$A2 = (243.5)(-0.000646494)$$

$$A2 = -0.27477574703$$

$$A = 10^{-0.27477574703}$$

$$A = 0.531158$$

$$B1 = (8.6)(10^{-5})(243.5)$$

$$B1 = 1.589589$$

$$B2 = (1.1)(10^{-3})(243.5)$$

$$B2 = 0.467526$$

$$B3 = (3.74)(10^{-3})(243.5)$$

$$B3 = 1.58958960$$

$$B = \frac{0.68}{10^{1.589589}} + \frac{0.25}{10^{0.467526}} + \frac{0.062}{10^{1.589}}$$

$$B = 0.7117783$$

$$\mu_{ob} = (0.531158)(15.68^{0.7117783})$$

$$\mu_{ob} = \mathbf{3.767433 [cp]}$$

P_b – Dokla & Osman

Fórmulas

$$P_b = 0.836386 \times 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 243.5$$

$$\gamma_{API} = 21.95$$

$$R_s = 423.5$$

$$\gamma_o = 0.9221$$

$$\gamma_g = 0.799$$

Donde:

P_b [psi] : Presión de Burbuja

$R_{sb} \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$

T_y [°R] : Temperatura del yacimiento

γ_g [1] : Densidad Relativa del gas

γ_o [1] : Densidad Relativa del aceite

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en las fórmulas obtenemos:

$$P_b = 0.836386 \times 10^4 (423.5^{0.724047}) (0.799^{-1.01049}) (0.9221^{0.107991}) (243.5^{-0.952584})$$

$$P_b = 1614.04344802 [\text{psi}]$$

R_s – Dokla & Osman

Fórmulas

$$R_s = [0.11956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{-0.952584}]^{1.3811}$$

Datos de Entrada

$$T_y = 243.5$$

$$\gamma_g = 0.799$$

$$\gamma_o = 0.9221$$

$$P_b = 1650$$

Donde:

$R_s \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: *Relación de Solubilidad*

$T_y \ [^{\circ}R]$: *Temperatura del yacimiento*

$P_b \ [psi]$: *Presión de burbuja*

Resolución

Sustituyendo los datos de entrada en la fórmula obtenemos:

$$R_s = [0.11956 \times 10^{-3} (1650) (0.7999^{1.01049}) (0.9221^{-0.107991}) (243.5^{-0.952584})]^{1.3811}$$

$$R_s = 475.5595 \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$$

z – Beggs

Fórmulas

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}$$

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci}$$

$$\epsilon = 120 \left[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} \right] + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \epsilon$$

$$T'_{scM} = T_{scM} - \epsilon$$

$$P'_{scM} = \frac{(P_{scM})(T'_{scM})}{T_{scM} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})(\epsilon)}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T'_{scM}}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P'_{scM}}$$

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.101$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left(\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right) P_{sr}^2 + \frac{0.32P_{sr}^6}{10^9(T_{sr} - 1)}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(T_{sr})$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)$$

$$z = A + \frac{1-A}{\exp^B} + Cp_{sr}^D$$

Datos de Entrada

$$T_y = 703.5 [^{\circ}R]$$

$$P = 1422.3 [psi](\text{tabla 8 PVT})$$

Composición en fracción mol. de la mezcla de hidrocarburos

1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Frac.</i>	<i>Peso</i>	<i>Temp.</i>	<i>Pres.</i>			
	<i>Mol.</i>	<i>Mol.</i>	<i>Crit.</i>	<i>Crit.</i>			
	y_i	<i>lb/lb m</i>	[°R]	[psia]	2 x 3	2 x 4	2 x 5
H_2S	0.0112	34.076	672.7	1306	0.3816	7.53424	14.6272
CO_2	0.0345	44.01	547.9	1071	1.5214	18.9409 0	37.0244 7
N_2	0.0073	28.013	227.6	493	0.2047	1.66375 6	3.60383
C_1	0.7240	16.043	343.37	667.8	11.615	248.613 6	483.513 9
C_2	0.1143	30.07	550.09	707.8	3.4379	62.8917 8	80.9227 7
C_3	0.0605	44.097	666.01	616.3	2.6705	40.3335 6	37.3231 2

$i - C_4$	0.0069	58.124	734.98	529.1	0.4010	5.07136 2	3.65079
$n - C_4$	0.0192	58.124	765.65	550.7	1.1188	14.7387 6	10.6009 7
$i - C_5$	0.0053	42.151	829.1	480.4	0.2238	4.40252 1	2.55092 4
$n - C_5$	0.0063	42.151	845.7	488.6	0.2689	5.39556 6	3.11726 8
C_6	0.0057	86.178	913.7	436.9	0.4955	5.25377 5	2.51217 5
C_{7+}	0.0044	142	1144.2	370.3	0.6248	5.03461 2	1.62932

Tabla C2 - 3 Composición de la mezcla

Donde :

y_i [%] : Fracción mol de la mezcla de gases

z [1] : Factor de desviación z

T_{sr} [1] : Temperatura Seudoreducida

P_{sr} [1] : Presión Seudoreducida

T_{scM} [°R] : Temperatura Seudocrítica de la mezcla

P_{scM} [psi] : Presión Seudocrítica de la mezcla

T'_{scM} [°R] : Temperatura Seudocrítica de la mezcla corregida

P'_{scM} [psi] : Presión Seudocrítica de la mezcla corregida

Resolución

Con la composición de la tabla siguiente obtenemos la presión y temperatura pseudocrítica de la mezcla en [psi] y en [°R], la temperatura y presión pseudocriticas de la mezcla se obtiene con la sumatoria de la multiplicación de la fracción molar por la temperatura crítica y presión crítica respectivamente.

1	2	3	4	5	6	7	8
	<i>Frac.</i> <i>Mol.</i>	<i>Peso</i> <i>Mol.</i>	<i>Temp.</i> <i>Crit.</i>	<i>Pres.</i> <i>Crit.</i>			
	y_i	lb/lb m	[°R]	[psia]	2 x 3	2 x 4	2 x 5
H_2S	0.0112	34.076	672.7	1306	0.3816	7.53424	14.6272
CO_2	0.0345	44.01	547.9	1071	1.5214	18.9409 0	37.0244 7
N_2	0.0073	28.013	227.6	493	0.2047	1.66375 6	3.60383

C_1	0.7240	16.043	343.37	667.8	11.615	248.613 6	483.513 9
C_2	0.1143	30.07	550.09	707.8	3.4379	62.8917 8	80.9227 7
C_3	0.0605	44.097	666.01	616.3	2.6705	40.3335 6	37.3231 2
$i - C_4$	0.0069	58.124	734.98	529.1	0.4010	5.07136 2	3.65079
$n - C_4$	0.0192	58.124	765.65	550.7	1.1188	14.7387 6	10.6009 7
$i - C_5$	0.0053	42.151	829.1	480.4	0.2238	4.40252 1	2.55092 4
$n - C_5$	0.0063	42.151	845.7	488.6	0.2689	5.39556 6	3.11726 8
C_6	0.0057	86.178	913.7	436.9	0.4955	5.25377 5	2.51217 5
C_{7+}	0.0044	142	1144.2	370.3	0.6248	5.03461 2	1.62932
Total	1				22.965	419.874 4	681.076 7

Tabla C2 - 4 Método de kay para presión y temperatura pseudocrítica

Aplicando el método de Kay la temperatura y presión Pseudocríticas de la mezcla son:

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} = 419.875 [^{\circ}R]$$

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} = 681.077 [psia]$$

Aplicando la corrección por presencia de gases no hidrocarburos de Wichert & Aziz para calcular la temperatura y presión pseudoreducidas

$$\epsilon = 120 [(0.0345 + 0.0112)^{0.9} - (0.0345 + 0.0112)^{1.6}] + 15(0.0112^{0.5} - 0.0112^4)$$

$$\epsilon = 8.1926$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \epsilon$$

$$T'_{scM} = T_{scM} - \epsilon$$

$$T'_{scM} = 419.875 - 8.1926$$

$$T'_{scM} = 411.68223 [^{\circ}R]$$

$$P'_{scM} = \frac{(P_{scM})(T'_{scM})}{T_{scM} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})(\epsilon)}$$

$$P'_{scM} = \frac{(681.077)(411.68223)}{419.875 + 0.0112(1 - 0.0112)(8.1926)}$$

$$P'_{scM} = 667.643443 [psi]$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T'_{scM}} = \frac{703.5}{411.68223}$$

$$T_{sr} = 1.7088$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P'_{scM}} = \frac{1422.3}{667.6434}$$

$$P_{sr} = 2.130$$

Sustituyendo en la correlación de Beggs

$$A = 1.39(1.7088 - 0.92)^{0.5} - (0.36)(1.7088) - 0.101$$

$$A = 0.51837$$

$$B = (0.62 - (0.23)(1.7088))(2.130) + \left(\frac{0.066}{1.7088 - 0.86} - 0.037 \right) (2.130^2) + \frac{(0.32)(2.130^6)}{10^9(1.7088 - 1)}$$

$$B = 0.6684$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log(1.7088)$$

$$C = 0.05753$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - (0.49)(1.7088) + (0.1824)(1.7088))$$

$$D = 1.01368$$

$$z = 0.51837 + \frac{1-0.51837}{2.718281^{0.6684}} + (0.05753)(2.130^{1.01368}) =$$

0.88904

$\gamma_g - General$

Fórmulas

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.96}$$

Datos de Entrada

$$M_g = 23.132$$

Donde :

$$M_g \quad \left[\frac{lb}{lb-mol} \right] \quad : \text{Peso Molecular del gas}$$

Resolución

Sustituyendo en la fórmula mostrada.

$$\gamma_g = \frac{23.132}{28.96}$$

$$\gamma_g = 0.7987$$

Resultados

C2-1 Datos obtenidos del Análisis PVT

<i>PROPIEDADES</i>	<i>RESULTADOS APP</i>
γ_{API}	21.954
B_o	1.28712
μ_{od}	3.4659
μ_{ob}	3.767433
P_b	1614.04
R_s	475.5595
z	0.88904
γ_g	0.7987

Tabla C2- 3 Resultados con Datos del PVT

Las tablas comparativas se encuentran en el trabajo de tesis bajo la clasificación de “Tabla 5. 2 Resultados App y PVT” y “Tabla 5. 3 Resultados App y Literatura” en donde se muestran los grados de error entre resultados calculados y resultados

medidos en laboratorio así como también resultados calculados por la aplicación por resultados calculados por la literatura.

C-3 Rangos de Ajuste

La estructura de presentación para los rangos de trabajo de las correlaciones es como se muestra a continuación:

AUTOR (*Propiedad para cual aplican los rangos*)

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
<i>Propiedad 1 [unidades 1]</i>	<i>valor 1</i>
<i>Propiedad 2 [unidades 2]</i>	<i>valor 2</i>
<i>Propiedad 3 [unidades 3]</i>	<i>valor 3</i>
<i>Propiedad 4 [unidades 4]</i>	<i>valor 4</i>

Al-Marhoun. ($P_b, B_{ob}, C_o@P > P_b$)

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$T_y [^{\circ}F]$	74 - 240
$P_b [psi]$	20 - 3573
$B_o \frac{bl@c.s.}{bl@c.y.}$	1.032 - 1.997
$B_t \frac{ft^3@c.s.}{bl@c.y.}$	1.032 - 6.982
$^{\circ}API$	19.4 - 44.6
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	26 - 1602
γ_g	0.752 - 1.367
Fracción molar CO_2 de la mezcla de gases [%mol]	0 - 16.38
Fracción molar H_2S de la mezcla de gases [%mol]	0 - 16.13
Fracción molar N_2 de la mezcla de gases [%mol]	0 - 3.89

Standing. (P_b , B_{ob})

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$T_y [^{\circ}F]$	100 - 258
$P_b [psi]$	130 - 7000
$B_o \frac{bl@c.s.}{bl@c.y.}$	1.024 - 2.15
$T_{sp} [^{\circ}F]$	100
$^{\circ}API$	16.5 - 63.8
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	20 - 1425
γ_g	0.59 – 0.95
$P_{sp} [psi]$	265 – 465

Lasater.(P_b)

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$T_y[{}^{\circ}F]$	82 - 272
$P_b[psi]$	48 - 5780
$T_{sp}[{}^{\circ}F]$	34 - 106
${}^{\circ}API$	17.9 - 51.1
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	3.0 - 2905
γ_g	0.574 – 1.233
$P_{sp}[psi]$	15 – 605

Beggs et al. (P_b)

Propiedad de Entrada	Rangos de Ajuste
$T_y [^{\circ}F]$	162 - 180
$P_b [psi]$	15 - 6055
$B_o \frac{bl@c.s.}{bl@c.y.}$	1.042 - 2.26
$^{\circ}API$	15.3 - 59.5
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	0 - 2199
γ_g	0.511 - 1.259

Beggs et al. (C_o cuando $P > P_b$, μ_o)

Propiedad de Entrada	Rangos de Ajuste
$P [psi]$	141 - 9515
$B_o \frac{bl@c.s.}{bl@c.y.}$	1.006 - 2.226

°API	15.3 - 59.5
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	9.3 - 2149
γ_g	0.511 – 1.351
$\mu_o[\text{cp}]$	0.117 – 148

Beggs et al. (μ_o)

Propiedad de Entrada	Rangos de Ajuste
$P[\text{psi}]$	141 - 9515
$B_o \frac{bl@c.s.}{bl@c.y.}$	1.006 - 2.226
°API	15.3 - 59.5
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	9.3 - 2149
γ_g	0.511 – 1.351
$\mu_o[\text{cp}]$	0.117 – 148

Beggs et al. (μ_0 cuando $P = 1 \text{ atm.}$)

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$P[\text{psi}]$	15 – 5265
$T_y[^\circ\text{F}]$	70 – 295
$^\circ\text{API}$	16 – 58
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	20 - 2070

Glaso. (P_b, B_{ob}, B_t)

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$T_y[^\circ\text{F}]$	80 – 280
$P_b[\text{psi}]$	165 – 7142
$B_o \frac{bl@c. s.}{bl@c. y.}$	1.025 - 2.588
$^\circ\text{API}$	22.3 - 48.1

$R_s \frac{ft^3}{bl}$	90 - 2637
γ_g	0.65 – 1.276
$T_{sp} [^{\circ}F]$	125
$P_{sp} [psi]$	15 – 415

Dokla & Osman (P_b , B_{ob} , C_o cuando $P \leq P_b$)

Propiedad de Entrada	Rangos de Ajuste
$T_y [^{\circ}F]$	190 – 275
$P_b [psi]$	590 - 4640
$B_o \frac{bl@c.s.}{bl@c.y.}$	1.216 - 2.493
$^{\circ}API$	22.3 - 48.1
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	81 – 2266
γ_g	0.789 – 1.29

$T_{sp} [^{\circ}F]$	125
$P_{sp} [psi]$	15 – 415
Fracción molar CO_2 de la mezcla de gases [%mol]	0.37 – 8.9
Fracción molar H_2S de la mezcla de gases [%mol]	0.0 – 6.02
Fracción molar N_2 de la mezcla de gases [%mol]	0.1 – 1.85
γ_o	0.8236 – 0.886

Petrosky & Farshad ($P_b, B_{ob}, C_o @ P > P_b$)

Propiedad de Entrada	Rangos de Ajuste
$T_y [^{\circ}F]$	114 - 288
$P_b [psi]$	1572 - 6523
$B_o \frac{bl@c. s.}{bl@c. y.}$	1.1178 - 1.6229
$^{\circ}API$	16.3 – 45
$R_s \frac{ft^3}{bl}$	217 – 1406
γ_g	0.5781 – 0.8519

$P[\text{psi}]$	1700 – 10692
Fracción molar CO_2 de la mezcla de gases [%mol]	0.0 – 0.79
Fracción molar N_2 de la mezcla de gases [%mol]	0.0 – 3.72
$C_o * 10^{-6}[\text{psia}]^{-1}$	3.507 – 24.64

Kartoatmodjo & Schmidt ($R_s, B_t, C_o @ P \leq P_b$)

Propiedad de Entrada	Rangos de Ajuste
$T_y[^\circ\text{F}]$	75 – 320
$P_b[\text{psi}]$	14.7 - 6054
$B_o \frac{\text{bl@c.s.}}{\text{bl@c.y.}}$	1.007 - 2.144
$^\circ\text{API}$	14.4 - 58.9
$R_s \frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}$	0 - 2890
γ_g	0.379 – 1.709

Beal (μ_{od} @ $P = 1 \text{ atm.}$)

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$T_y [^{\circ}F]$	98 – 250
$^{\circ}API$	10 - 52.5
$\mu_o [cp]$	0.865 – 1.55

Beal (μ_{ob})

<i>Propiedad de Entrada</i>	<i>Rangos de Ajuste</i>
$T_y[{}^{\circ}F]$	50 – 300
${}^{\circ}API$	20.1 - 48.1
$\mu_o[cp]$	0.616 – 39.1

Anexo D

Análisis para la selección de correlaciones empíricas PVT empleadas en el cálculo de propiedades de los fluidos petroleros.

Las estructura de las tablas es la siguiente.

Tabla tipo 1, matriz de existencia

Autor	<i>Variables Independientes (VI)</i>				
<i>Variables Dependiente</i>	<i>VI 1</i>	<i>VI 2</i>	<i>VI 3</i>	<i>...</i>	<i>VI n</i>
<i>Variables Dependiente 1</i>					
<i>Variables Dependiente 2</i>					
<i>..</i>					
<i>Total</i>					
<i>Porcentajes</i>					

Tabla tipo 2, matriz de variables de entrada

PROPIEDAD			
AUTOR 1	Variable Independiente 1	VI 1	Variables de Entrada
AUTOR 2	Variable Independiente 2	VI 2	
...	...	VI 3	
AUTOR n	Variable Independiente n	...	

Nomenclatura

B_o	$\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite
B_{ob}	$\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen del aceite cuando $p \geq p_b$
B_t	$\left[\frac{bl@c.y}{bl@c.s} \right]$: Factor de Volumen total
C_o	$[psi]^{-1}$: Compresibilidad isotérmica del aceite
c_r	[1]	: Compresibilidad SeudoReducida
γ_{API}	$[^\circ API]$: Densidad Relativa API del Aceite
γ_g	[1]	: Densidad Relativa del gas
γ_o	[1]	: Densidad Relativa del aceite
γ_{gc}	[1]	: Densidad Relativa del gas corregida a 100 [psi]
M_g	[1]	: Peso molecular del gas
μ_{od}	[cp]	: Viscosidad del Aceite Muerto
μ_{ob}	[cp]	: Viscosidad del Aceite a la Presión de Burbuja
μ_o	[cp]	: Viscosidad del Aceite con Gas
ρ_r	[1]	: Densidad Reducida = $0.27 \frac{P_{sr}}{zT_{sr}}$
ρ_g	[1]	: Densidad del gas
R_s	$\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$
R_{sb}	$\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$: Relación de Solubilidad cuando $p \geq p_b$
σ_{go}	$\left[\frac{dinas}{cm} \right]$: Tensión interfacial gas – aceite

T_{scM} [°R]	: Temperatura Seudocrítica de la mezcla
T_{sp} [°F]	: Temperatura del Separador
T_{sr} [1]	: Temperatura Seudoreducida = $\frac{T}{T_{scM}}$
T_y [°R]	: Temperatura del yacimiento
P [psi]	: Presión de interés
P_{scM} [psi]	: Presión Seudocrítica de la mezcla
P_{sp} [psia]	: Presión del Separador
P_{sr} [1]	: Presión Seudoreducida = $\frac{P}{P_{scM}}$
y [1]	: Densidad reducida
y_{N_2} [% mol]	: Contenido de Nitrogeno
y_{CO_2} [% mol]	: Contenido de Dióxido de carbono
y_{H_2S} [% mol]	: Contenido de Sulfuro de hidrógeno
z [1]	: Factor de desviación z

TABLAS

Tabla tipo 1, matriz de existencia

Al-Marhoun	Variables Independientes																					
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	Y_o	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	
P_b					1		1			1			1									
R_s					1		1			1		1										
B_{ob}					1		1			1			1									
B_t					1		1			1		1	1									
C_o					1		1					1	1					1	1			
Total	0	0	0	0	5	0	5	0	0	4	0	3	4	0	0	0	1	1	0	0	0	0

Baker & Swerdlow	Variables Independientes																					
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	Y_o	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	
σ_{go}							1					1										
Total	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Beal	Variables Independientes																					
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o		
μ_{od}						1			1													
Total	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Carrn. & Kobayashi & Burrows	Variables Independientes																							
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	
μ_{g1c}					1				1												1	1	1	1
Total	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

Dranchuck	Variables Independientes																							
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r
z	1	1		1																				1
Total	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Egbogad	Variables Independientes																							
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r
μ_{od}						1			1															1
Total	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Hall & Yarborough	Variables Independientes																							
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r
z	1								1														1	1
C_r	1			1					1														1	1
Total	2	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2

Glaso	Variables Independientes																								
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o
P_b						1			1			1													
R_s					1	1			1		1														
B_{ob}					1				1			1													1
B_t					1				1		1	1													1
C_o					1				1		1	1					1	1							1
μ_{od}						1			1																
total	0	0	0	0	4	3	0	0	6	0	3	4	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	3

Dokla & Osman	Variables Independientes																													
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}	M_o	ρ_g	M_g	
P_b					1				1		1															1				
R_s					1				1		1															1				
B_{ob}					1				1		1															1				
C_o					1					1	1					1	1								1					
Total	0	0	0	0	4	0	0	0	3	0	2	3	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0

Beggs et al	Variables Independientes																			
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o
z	1	1																		
C_g	1		1	1																
C_r	1	1		1																
Y_{gc}					1	1	1	1												
R_s									1		1	1	1							
P_b									1		1	1		1						
B_{ob}									1		1	1		1						
B_o													1		1	1	1			
C_o								1		1	1	1					1	1		
B_t													1				1	1		
μ_{od}								1		1										
μ_{ob}																			1	
μ_o												1			1					1
Total	3	2	1	2	1	6	1	1	5	4	4	4	1	2	1	2	2	1	1	0

Papay jr.	Variables Independientes																			
	P_{SR}	T_{SR}	P_{SC}	z	Y_g	Y_{API}	T_{SP}	P_{SP}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o
z	1	1																		
C_r	1	1		1																
Total	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Kartoatmodjo & Schmidt	Variables Independientes																									
	P_{sr}	T_{sr}	P_{sc}	Z	Y_g	Y_{API}	T_{sp}	P_{sp}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}
P_b						1			1	1		1														
Y_{gc}					1	1	1	1																		
R_s						1			1	1	1															
B_{ob}									1	1		1													1	
C_o									1	1	1	1				1	1								1	
C_o						1			1	1	1	1														
μ_{od}						1			1																	
μ_{ob}												1									1					
μ_o											1			1							1					
Total	0	0	0	0	1	5	1	1	6	5	4	5	0	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	2	0

Lasater	Variables Independientes																										
	P_{sr}	T_{sr}	P_{sc}	Z	Y_g	Y_{API}	T_{sp}	P_{sp}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}	M_o
P_b					1	1			1			1													1	1	
R_s					1	1			1		1			1												1	
Total	0	0	0	0	2	2	0	0	2	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2

Lee ,Gonzales & Eakin	Variables Secundarias																											
	P_{sr}	T_{sr}	P_{sc}	Z	Y_g	Y_{API}	T_{sp}	P_{sp}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}	M_o	ρ_g
μ_g					1				1		1																1	1
Total	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1						

Petrosky & Farshad	Variables Independientes																													
	P_{sr}	T_{sr}	P_{sc}	Z	Y_g	Y_{API}	T_{sp}	P_{sp}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}	M_o	ρ_g	M_g	
P_b					1	1			1			1																		
R_s					1	1			1		1																			
B_{ob}					1				1			1														1				
C_o					1	1			1		1	1																		
C_o					1						1	1				1	1									1				
Total	0	0	0	0	5	3	0	0	4	0	3	4	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0

Standing et al.	Variables Independientes																												
	P_{sr}	T_{sr}	P_{sc}	Z	Y_g	Y_{API}	T_{sp}	P_{sp}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}	M_o	ρ_g	M_g
P_b					1	1			1			1																	
R_s					1	1			1		1																		
B_{ob}					1				1			1														1			
C_o					1				1		1				1	1										1			
μ_{ob}											1									1									
μ_o										1			1							1									
Total	0	0	0	0	4	2	0	0	4	0	2	4	0	1	0	1	1	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0

TOTAL Co.	Variables Independientes																												
	P_{sr}	T_{sr}	P_{sc}	Z	Y_g	Y_{API}	T_{sp}	P_{sp}	T	Y_{gc}	P	R_s	B_{ob}	P_b	C_o	B_o	B_g	μ_{od}	μ_{ob}	μ_o	Y_{N_2}	Y_{CO_2}	Y_{H_2S}	ρ_r	Y_o	T_{sc}	M_o	ρ_g	M_g
P_b					1	1			1			1																	
R_s					1	1			1		1																		
B_{ob}					1	1			1			1														1			
C_o					1	1			1		1	1			1	1										1			
Total	0	0	0	0	4	4	0	0	4	0	2	3	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

La matriz existencia se diseña en la búsqueda de una selección apropiada para las correlaciones empíricas PVT que se programarían dentro de la aplicación móvil.

El primer paso es conjuntar todas las correlaciones consideradas y ordenarlas como se muestra en la estructura ejemplificada en la primer página de este apéndice, clasificando las variables dependientes(correlaciones) y las independientes(variables de entrada), agrupándolas por autor, colocando la existencia de las variables independientes por cada correlación y buscando un cúmulo de variables en común para las propiedades o autores en la búsqueda de facilitar el cálculo de la aplicación, optimizando el procesamiento

Se encontraron patrones entre las diferentes propiedades de interés a pesar de que el diseño se elaboró para encontrar patrones en común por autor, es decir que cada autor manejase variables independientes para el cálculo de las propiedades; sin embargo, los patrones se encontraron dentro de las variables dependientes.

Dando la pauta a la selección de correlaciones(variables dependientes) que compartiesen variables independientes ,de entrada ,en común. Como resultado de esta labor se obtuvo la tabla tipo 2 que muestra la matriz de variables de entrada resultante con las correlaciones seleccionadas.

Tabla tipo 2, matriz de entrada

PRESION BURBUJA								
Al-Marhoun	Y_g	Y_o	T	R_s			Y_g	Variables de Entrada
Beggs et al	Y_{API}	T	Y_{gc}	R_s			Y_o	
Glaso	Y_{API}	T	R_s				T	
Kartoatmodjo & Schmidt	Y_{API}	T	Y_{gc}	R_s			R_s	
Lasater	Y_g	Y_{API}	T	R_s	Y_o	M_o	Y_{API}	
Petrosky & Farshad	Y_g	Y_{API}	T	R_s			Y_{gc}	
Standing	Y_g	Y_{API}	T	R_s			M_o	
TOTAL	Y_g	Y_{API}	T	R_s				
Dokla & Osman	Y_g	T	R_s	Y_o				
RELACIÓN DE SOLUBILIDAD								
Al-Marhoun	Y_g	Y_o	T	P			Y_g	Variables de Entrada
Beggs et al	Y_{API}	Y_{gc}	T	P			Y_o	
Glaso	Y_g	Y_{API}	T	P			T	
Kartoatmodjo & Schmidt	Y_{API}	T	Y_{gc}	P			P	
Lasater							Y_{API}	
Petrosky & Farshad	Y_g	Y_{API}	T	P			Y_{gc}	
Standing	Y_g	Y_{API}	T	P				
TOTAL	Y_g	Y_{API}	T	P				
Dokla & Osman	Y_g	T	P	Y_o				
FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE								
Formula General	B_{ob}	C_o	P	P_b			B_{ob}	Variables de Entrada
							C_o	
							P	
							P_b	
FACTOR DE VOLUMEN TOTAL DEL ACEITE								
Al-Marhoun	Y_g	Y_o	T	P	R_s		Y_g	Variables de Entrada
Glaso	Y_g	Y_o	T	P	R_s		Y_o	
Standing	Y_g	Y_o	T		R_s		T	
TOTAL	Y_g	Y_o	T	R_s			P	
							R_s	

VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO								
Beggs et al	γ_{API}	T					γ_{API}	Variables de Entrada
Beal	γ_{API}	T					T	
Egbogad	γ_{API}	T					ρ_r	
Glaso	γ_{API}	T						
Kartoatmodjo & Schmidt	γ_{API}	T						
VISCOSIDAD DEL ACEITE $P < P_b$								
Beggs et al	P	P_b	μ_{ob}				P	Variables de Entrada
Kartoatmodjo & Schmidt	P	P_b	μ_{ob}				P_b	
Standing	P	P_b	μ_{ob}				μ_{ob}	
VISCOSIDAD DEL ACEITE $P = P_b$								
Beggs et al	R_s	μ_{od}					μ_{od}	Variables de Entrada
Kartoatmodjo & Schmidt	R_s	μ_{od}					R_s	
Standing	R_s	μ_{od}						
FACTOR DE DESVIACIÓN Z								
Beggs et al	P_{sr}	T_{sr}					P_{sc}	Variables de Entrada
Papay Jr.	P_{sr}	T_{sr}					T_{sc}	
Gopal	P_{sr}	T_{sr}					T	
P_{sr}	P_{sc}	P	y_{CO_2}	y_{H_2S}			P	
T_{sc}	T_{sc}	T	y_{CO_2}	y_{H_2S}			y_{CO_2}	
							y_{H_2S}	
VISCOSIDAD DEL GAS								
Lee ,Gonzales & Eakin	z	T	P	M_g			z	Variables de Entrada
							T	
							P	
							M_g	
VISCOSIDAD DEL GAS CORREGIDA POR IMPUREZAS								
Carr & Kobayashi	T	y_{CO_2}	y_{H_2S}	y_{N_2}	ρ_g		T	Variables de Entrada
							y_{CO_2}	
							y_{H_2S}	
							y_{N_2}	
							ρ_g	
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS								
GENERAL	M_g							Variables de Entrada

Las tablas tipo 1 y tipo 2 tienen el propósito de optimizar el diseño dentro de la aplicación móvil, al recopilar las variables de entrada por cada propiedad de interés así como comparándola por autor, quedando como resultado variables de entrada requeridas por el usuario en el cálculo de las propiedades de interés en una sola forma estructurada para cuestiones de diseño, siendo así que se puede homogeneizar una interfaz de usuario de datos de entrada para cada propiedad de interés en lugar de hacer una interfaz de usuario por cada autor para cada propiedad eliminando de esta manera las posibles múltiples interfaces que no son necesarias, ayudando a un desempeño más óptimo dentro de los tiempos que toma el procesamiento de la aplicación.