

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL
CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO**

**ANGIE PAULINA PATERNINA VERGARA
JÓHNATHAN DAVID SIERRA PÉREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL
CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO**

**ANGIE PAULINA PATERNINA VERGARA
JÓHNATHAN DAVID SIERRA PÉREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:
ING. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

*Quiero dedicar este proyecto primero que todo al patrocinador de todos mis logros, Dios.
Que me ha dado la fuerza para llegar a este momento de mi vida.*

*A mis padres, Martha y Giovanni, porque son ellos los que me impulsan a seguir adelante
y me han guiado en este importante camino. Porque sin sus consejos, no hubiese podido
enfrentar cada prueba encontrada en mi caminar.*

*A toda mi familia, porque en cada paso que doy siempre están presentes, dándome su mano
dispuesta a ayudar y ser mi apoyo, en los buenos y malos momentos.*

*A mi compañero de tesis, mi compañero de lucha, mi amigo, “José”, que me ha acompañado
en tan valioso trayecto de mi vida, siendo constante con su lealtad y primordialmente su
amistad.*

*A mis amigas, Alejandra y Juliana, que han sido parte fundamental en esta etapa de mi
vida, mis compañeras de chisme, mis cómplices, mis colegas y finalmente mis grandes
amigas.*

*A Edna, Mery y Andrés, porque han sido testigos del desarrollo de este proyecto,
compartiendo buenos y difíciles momentos, y especialmente esos “deseos frustrados”, que
ellos y yo entendemos.*

*A mis amigas, Lilián, Melissa, Gisell, Nurby, Ana Raquel, Tatiana, Joselin, Daniela, que
han estado ahí siempre para mí.*

Angie Paulina Paternina Vergara

DEDICATORIA

Dedico este logro en primer lugar a mi madre Diana y a mi padre Alfredo, quienes me han brindado su apoyo y amor incondicional para cumplir todas mis metas. Gracias por todas las enseñanzas y los valores inculcados, y por estar presentes en todos los momentos de mi vida. Este logro es el resultado de su esfuerzo y sin ustedes no hubiera sido posible.

A mis hermanos Daniel y Carlos, a quienes quiero con mi vida y fueron una de mis más grandes motivaciones en este proceso. Gracias por los juegos, las risas, las peleas y por compartir como hermanos siempre.

A mi familia, en especial a mi tía Mayo y a mi tío Jose, quienes me han querido como un hijo y siempre han estado presentes ayudándome en mi formación personal y profesional. A mi abuela Ruth, que la vida le regale más años para compartir con la familia.

A mi amiga y compañera de proyecto Angie, una hermana que encontré al principio de este viaje y con quien recorrí este camino hasta el final. Gracias por la complicidad, la paciencia y por hacerme parte de tu familia.

A mis amigos Alejandra 24/7, Juliana, Edna, Mery y Jorge, con quienes compartí momentos inolvidables en estos años. Desde las traspasadas estudiando hasta los paseos y los días de vagancia, valoro cada uno de los momentos vividos en este corto tiempo.

Jóhnathan “José” David Sierra Pérez

AGRADECIMIENTOS

Los autores queremos expresar sinceros agradecimientos a:

El ingeniero Julio Cesar Pérez Ángulo, por dirigir este proyecto y por la atención brindada durante su realización.

La Universidad Industrial de Santander, nuestra alma mater y segundo hogar durante nuestro proceso de formación como profesionales y seres humanos.

A los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, quienes contribuyeron en nuestro proceso de aprendizaje y nos enriquecieron con sus experiencias y consejos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	24
1. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	26
1.1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO	26
1.1.1 Gravedad específica del petróleo	26
1.1.2 Gravedad API	26
1.1.3 Presión de burbuja	27
1.1.4 Razón gas disuelto - petróleo	27
1.1.5 Factor volumétrico del petróleo	28
1.1.6 Factor volumétrico total	29
1.1.7 Compresibilidad del petróleo	30
1.1.8 Viscosidad del petróleo	32
1.1.9 Densidad del petróleo	33
1.1.10 Tensión interfacial gas - petróleo	33
1.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS	34
1.2.1 Gravedad específica del gas	34
1.2.2 Presión y Temperatura pseudocrítica de gases naturales	35
1.2.3 Factor volumétrico de formación del gas	35
1.2.4 Compresibilidad del gas	36
1.2.5 Viscosidad del gas	37

1.2.6 Densidad del gas	38
1.3 PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA	39
1.3.1 Presión de burbuja	39
1.3.2 Razón gas disuelto - agua	39
1.3.3 Factor volumétrico del agua	39
1.3.4 Compresibilidad del agua.....	41
1.3.5 Viscosidad del agua	41
1.3.6 Densidad del agua	42
1.3.7 Tensión interfacial gas - agua	43
2. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	44
2.1 CORRELACIONES PARA CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	44
2.1.1 Gravedad específica del petróleo	44
2.1.1.1 Correlación utilizando densidades	44
2.1.1.2 Correlación utilizando la Gravedad API	45
2.1.2 Presión de burbuja.....	45
2.1.2.1 Correlación de Standing, M.B	45
2.1.2.2 Correlación de Lasater, J.A.....	46
2.1.2.3 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D	48
2.1.2.4 Correlación de Glaso, O.....	50
2.1.2.5 Correlación de Al-Marhoun, M.A.....	51
2.1.2.6 Otras correlaciones.....	52
2.1.3 Razón gas disuelto - petróleo	53

2.1.3.1	Correlación de Standing, M.B.	53
2.1.3.2	Correlación de Lasater, J.A.....	54
2.1.3.3	Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D	55
2.1.3.4	Correlación de Glaso, O.....	56
2.1.3.5	Correlación de Al-Marhoun, M.A.....	56
2.1.3.6	Otras correlaciones.....	56
2.1.4	Factor volumétrico de formación.....	57
2.1.4.1	Correlación de Standing, M.B.	57
2.1.4.2	Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	58
2.1.4.3	Correlación de Glaso, O.....	58
2.1.4.4	Correlación de Al-Marhoun, M.A.....	59
2.1.4.5	Otras correlaciones.....	59
2.1.5	Factor volumétrico total.....	60
2.1.5.1	Correlación de Standing, M.B	60
2.1.5.2	Correlación de Glaso, O.....	61
2.1.5.3	Correlación de Al-Marhoun, M.A.....	61
2.1.6	Compresibilidad del petróleo.....	62
2.1.6.1	Correlaciones para petróleo subsaturado	62
2.1.6.2	Correlaciones para petróleo saturado	65
2.1.7	Viscosidad del petróleo	66
2.1.7.1	Correlaciones para petróleo muerto.....	66
2.1.7.2	Correlaciones para petróleo saturado	69
2.1.7.3	Correlaciones para petróleo subsaturado	70

2.1.7.4 Otras correlaciones	72
2.1.8 Densidad del petróleo	73
2.1.8.1 Ecuación de balance de materiales	73
2.1.8.2 Ecuación de densidad a $P > P_b$	74
2.1.8.3 Correlación de Standing, M.B	74
2.1.8.4 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F	74
2.1.8.5 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	75
2.1.9 Tensión interfacial gas - petróleo	75
2.1.9.1 Correlación de Baker, O. y Swerdloff, W.....	75
2.2 CORRELACIONES PARA CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL GAS	76
2.2.1 Gravedad específica del gas.....	76
2.2.2 Presión y Temperatura pseudocríticas de gases naturales	76
2.2.2.1 Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, R.C.	76
2.2.2.2 Correlación de Sutton, R.P	77
2.2.3 Presión y Temperatura pseudocríticas del componente pesado	78
2.2.3.1 Correlación de Mathews, T.A., Roland, C.H. y Katz, D.L.	78
2.2.3.2 Correlación de Kessler, M.G. y Lee, B.I.	78
2.2.4 Factor volumétrico del gas	79
2.2.5 Viscosidad del gas	80
2.2.5.1 Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B	80
2.2.5.2 Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E.	81
2.2.5.3 Correlación de Dean y Stiel	82
2.2.6 Densidad del gas	82

2.3 CORRELACIONES PARA CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL AGUA	83
2.3.1 Razón gas disuelto - agua	83
2.3.1.1 Correlación de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr.	83
2.3.1.2 Correlación de McCoy, R.L	84
2.3.2 Factor volumétrico del agua	85
2.3.2.1 Correlación de McCain, W.D.....	85
2.3.2.2 Correlación de McCoy, R.L.	85
2.3.3 Compresibilidad isotérmica del agua	86
2.3.3.1 Correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B.	86
2.3.3.2 Correlación de Osif, T.L.	87
2.3.4 Viscosidad del agua	87
2.3.4.1 Correlación de Van Wingen, N.....	87
2.3.4.2 Correlación de Matthews, C.S. y Russel, D.G	88
2.3.4.3 Correlación de McCain, W.D., Jr.....	88
2.3.4.4 Correlación de McCoy, R.L.	89
2.3.5 Densidad del agua	90
2.3.5.1 Correlación de McCain.....	90
2.3.6 Tensión interfacial gas - agua	90
2.3.6.1 Correlación de Jennings, H.Y. Jr. y Newman, G.H.	90
3. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL ORION 1.0.....	91
3.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA	91
3.2 DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO UTILIZANDO VISUAL BASIC .NET	92
3.3 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA.....	96

3.4 INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	103
3.5 MANEJO BÁSICO DE LA HERRAMIENTA	105
3.5.1 Ventanas de cálculo.....	105
3.5.2 Comparación entre correlaciones	107
3.5.3 Comparación con pruebas PVT	109
3.6 OTRAS FUNCIONES	110
4. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL ORION 1.0	112
4.1 ANÁLISIS PARA LA RAZÓN GAS DISUELTO - PETRÓLEO	113
4.2 ANÁLISIS DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.....	115
4.3 ANÁLISIS DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL	118
4.4 ANÁLISIS DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	120
4.5 ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO.....	122
4.6 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS	124
5. CONCLUSIONES	126
6. RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA.....	129
ANEXOS.....	133

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Razón gas disuelto - petróleo vs Presión a temperatura constante	28
Figura 2. Factor volumétrico del petróleo vs Presión a temperatura constante	29
Figura 3. B_t y B_o vs Presión a temperatura constante.....	30
Figura 4. Compresibilidad del petróleo vs Presión a temperatura constante	31
Figura 5. Viscosidad del petróleo vs Presión a temperatura constante	32
Figura 6. Efecto de las fuerzas intermoleculares en la tensión interfacial.....	34
Figura 7. Factor volumétrico del gas vs Presión a temperatura constante	36
Figura 8. Compresibilidad del gas vs Presión a temperatura constante	37
Figura 9. Viscosidad del gas vs Presión a tres temperaturas del yacimiento	38
Figura 10. Factor volumétrico del agua vs Presión a temperatura constante	40
Figura 11. Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua.....	41
Figura 12. Efecto de la salinidad en el coeficiente de viscosidad del agua.....	42
Figura 13. Diagrama de flujo general para los cálculos	93
Figura 14. Diagrama de flujo para la correlación de Standing, M.B.	94
Figura 15. Código correspondiente a la correlación de Standing, M.B.	95
Figura 16. Pantalla de inicio de la herramienta ORION 1.0	96
Figura 17. Ventana de propiedades del petróleo	98
Figura 18. Ventanas de preselección para la presión de burbuja del petróleo	99
Figura 19. Selección de la condición del petróleo para el cálculo de la viscosidad	100
Figura 20. Correlaciones de viscosidad para petróleo muerto en la herramienta	100
Figura 21. Elementos de la ventana de cálculos de una correlación	101
Figura 22. Función de comparación entre correlaciones	102
Figura 23. Función de comparación con prueba PVT	103
Figura 24. Asistente de instalación de la herramienta	104

Figura 25. Proceso para seleccionar una correlación	105
Figura 26. Datos requeridos por una correlación	106
Figura 27. Tabla y gráfico de resultados de una correlación	107
Figura 28. Acceso a cálculos estadísticos en la herramienta	108
Figura 29. Manejo de la ventana para comparar correlaciones	109
Figura 30. Tabla de resultados de comparación con prueba PVT	110
Figura 31. Acceso al manual de Ayuda	111
Figura 32. Función del botón Acerca de	111
Figura 33. Gráfico de resultados R_s vs P	114
Figura 34. Gráfico de resultados B_o vs P	116
Figura 35. Gráfico de resultados B_t vs P	119
Figura 36. Gráfico de resultados μ_o vs P	121
Figura 37. Gráfico de resultados ρ_o vs P	123

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación del petróleo según el American Petroleum Institute.....	27
Tabla 2. Rango de los datos para la correlación de Standing, M.B.	46
Tabla 3. Rango de los datos para la correlación de Lasater, J.A.....	48
Tabla 4. Constantes para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	49
Tabla 5. Rango de los datos para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.	49
Tabla 6. Rango de datos para la gravedad específica del gas corregida	50
Tabla 7. Rango de los datos para la correlación de Glaso, O.....	51
Tabla 8. Rango de los datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.....	52
Tabla 9. Otras correlaciones para presión de burbuja	52
Tabla 10. Otras correlaciones para razón gas disuelto - petróleo.....	57
Tabla 11. Otras correlaciones para factor volumétrico de formación	59
Tabla 12. Rangos para la correlación de compresibilidad de Vázquez y Beggs....	62
Tabla 13. Rango de datos de la correlación de Petrosky, G.R. y Farshad, F.F.	63
Tabla 14. Rangos de la correlación de compresibilidad de Kartoatmodjo y Schmidt.....	64
Tabla 15. Rango de datos para la gravedad específica del gas corregida	65
Tabla 16. Rango de los datos para la correlación de McCain y Rollins	66
Tabla 17. Rango de datos para la correlación de Beal, C.....	67
Tabla 18. Rango de los datos para la correlación de Beggs y Robinson.....	68
Tabla 19. Rango de los datos para la correlación de Egbogah, E.O.	68
Tabla 20. Rango de los datos para la Correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A., Jr.....	69
Tabla 21. Rango de datos para la correlación de Beal, C.....	71
Tabla 22. Otras correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo	72
Tabla 23. Coeficientes para la ecuación de Dempsey	81

Tabla 24. Resultados para razón gas disuelto - petróleo.....	113
Tabla 25. Errores relativos para razón gas disuelto - petróleo.....	114
Tabla 26. Cálculos de desviación estándar para razón gas disuelto - petróleo ...	115
Tabla 27. Resultados para el factor volumétrico del petróleo	116
Tabla 28. Errores relativos para factor volumétrico del petróleo	117
Tabla 29. Cálculos de desviación estándar para el factor volumétrico de formación	117
Tabla 30. Resultados para el factor volumétrico total	118
Tabla 31. Errores relativos para factor volumétrico total	119
Tabla 32. Cálculos de desviación estándar para factor volumétrico total	120
Tabla 33. Resultados para la viscosidad del petróleo saturado	120
Tabla 34. Errores relativos para viscosidad del petróleo saturado.....	121
Tabla 35. Cálculos de desviación estándar para viscosidad del petróleo	122
Tabla 36. Resultados para la densidad del petróleo	122
Tabla 37. Errores relativos para densidad del petróleo.....	123
Tabla 38. Cálculos de desviación estándar para densidad del petróleo	124

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Códigos de programación

Anexo B. Reporte PVT Campo X

Anexo C. Manual del usuario

NOMENCLATURA

- γ_o = Gravedad específica del aceite (agua = 1)
- ρ_o = Densidad del petróleo (lb/ft³)
- ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³)
- $^\circ\text{API}$ = Gravedad API del petróleo ($^\circ\text{API}$)
- P_b = Presión de burbuja (psia)
- R_{sb} = Razón gas disuelto - petróleo a $P \geq P_b$ (SCF/STB)
- γ_g = Gravedad específica del gas (adim.)
- T = Temperatura del yacimiento ($^\circ\text{F}$, $^\circ\text{R}$)
- γ_{gc} = Gravedad específica del gas corregida a 114,7 psia (aire = 1)
- P_{sp} = Presión del separador (psia)
- T_{sp} = Temperatura del separador ($^\circ\text{F}$)
- R_s = Razón gas disuelto - petróleo a $P < P_b$ (SCF/STB)
- P = Presión del yacimiento (psia)
- B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a P_b (bbl/STB)
- B_t = Factor volumétrico total (bbl/STB)
- C_o = Compresibilidad del petróleo (psi⁻¹)
- μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. (cp)
- μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado (cp)
- μ_o = Viscosidad del petróleo subsaturado (cp)
- γ_{gd} = Gravedad específica del gas disuelto (aire = 1)
- ρ_{ob} = Densidad del petróleo a presión de burbuja (lb/ft³)
- σ_t = Tensión interfacial en el rango 68 $^\circ\text{F}$ - 100 $^\circ\text{F}$ (dinas/cm)
- σ_{68} = Tensión interfacial a 68 $^\circ\text{F}$ (dinas/cm)
- σ_{100} = Tensión interfacial a 100 $^\circ\text{F}$ (dinas/cm)
- M_g = Peso molecular del gas (lb/lb-mol)
- M_a = Peso molecular del aire (28,96 lb/lb-mol)

P_{scHC} = Presión pseudocrítica de la porción de gas hidrocarburo (psia)
 T_{scHC} = Temperatura pseudocrítica de la porción de gas hidrocarburo ($^{\circ}R$)
 P_{scM} = Presión pseudocrítica de la mezcla total de gases (psia)
 T_{scM} = Temperatura pseudocrítica de la mezcla total de gases (psia)
 γ_{gHC} = Gravedad específica de la porción de gas hidrocarburo (aire = 1)
 γ_{gM} = Gravedad específica de la mezcla total de gas (aire = 1)
 y_{N_2} = Fracción molar de N_2
 y_{CO_2} = Fracción molar de CO_2
 y_{H_2S} = Fracción molar de H_2S
 P_{scC7+} = Presión pseudocrítica del $C7+$ (psia)
 T_{scC7+} = Temperatura pseudocrítica del $C7+$ ($^{\circ}R$)
 M_{scC7+} = Peso molecular pseudocrítica del $C7+$ (lb/lb-mol)
 γ_{scC7+} = Gravedad específica del $C7+$ (agua = 1)
 T_b = Temperatura de ebullición ($^{\circ}R$)
 z = Factor de compresibilidad del gas
 μ_g = Viscosidad del gas a P y T (cp)
 μ_{g1} = Viscosidad del gas a presión atmosférica (cp)
 μ_{g1c} = Viscosidad del gas a presión atmosférica corregida por impurezas (cp)
 P_{sr} = Presión pseudoreducida de la mezcla de hidrocarburos
 T_{sr} = Temperatura pseudoreducida de la mezcla de hidrocarburos
 P_{pc} = Presión pseudoreducida de la mezcla de hidrocarburos (psia)
 T_{pc} = Temperatura pseudoreducida de la mezcla de hidrocarburos ($^{\circ}R$)
 R = Constante de los gases reales (10,73 psia*ft³/lb-mol* $^{\circ}R$)
 R_{swp} = Solubilidad del gas metano en el agua pura
 S = Porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)
 B_w = Factor volumétrico del agua (bbl/STB)
 B_{wp} = Factor volumétrico del agua pura (bbl/STB)
 B_{wb} = Factor volumétrico del agua a presión de burbuja (bbl/STB)
 R_{sw} = Razón gas disuelto - agua (SCF/STB)
 μ_w = Viscosidad del agua (cp)

ρ_{w1} = Densidad del agua a condiciones normales (lb/ft³)

γ_w = Gravedad específica del agua

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO*

AUTORES: ANGIE PAULINA PATERNINA VERGARA
JÓHNATHAN DAVID SIERRA PÉREZ**

PALABRAS CLAVE: Propiedades de los fluidos, Correlaciones, Herramienta computacional, Visual Studio.

DESCRIPCIÓN

La implementación de correlaciones empíricas para el cálculo de las propiedades de los fluidos del yacimiento juega un papel muy importante en la Ingeniería de Petróleos. Sus aplicaciones van desde el aula de clases y laboratorios hasta su incorporación en simuladores comerciales para estudiar el comportamiento del yacimiento. Debido a que una correlación empírica se desarrolla en base a la información obtenida de uno o más yacimientos similares, sus resultados no son ajustables a yacimientos con diferentes propiedades. Sin embargo, cada correlación exhibe un rango de tolerancia en la que presenta un comportamiento con error aceptable.

Es por esto que se crea la herramienta computacional ORION 1.0, un software de aplicación académica que permite al usuario hacer cálculos de las propiedades de los fluidos del yacimiento (aceite, agua y gas) haciendo uso de las diversas correlaciones existentes. Además, mediante tablas y gráficas, ORION 1.0 brinda a los usuarios una experiencia didáctica; y a través de parámetros estadísticos ofrece al usuario la posibilidad de comparar los resultados arrojados por cada correlación con datos reales obtenidos de un campo o de una prueba PVT con el objetivo de identificar qué correlación se ajusta mejor al comportamiento obtenido mediante dichas pruebas.

El presente trabajo muestra la interfaz gráfica de la herramienta ORION 1.0, se hace una descripción de sus principales funciones y se dan algunas instrucciones para el uso de la herramienta. Adicionalmente, se muestra como esta puede ser utilizada para realizar un análisis de sensibilidad y así, observar como el comportamiento de las propiedades de los fluidos varía en función de determinados parámetros.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Julio Cesar Pérez Angulo

SUMMARY

TITLE: DEVELOPMENT OF A SOFTWARE TOOL FOR CALCULATING PROPERTIES OF RESERVOIR FLUIDS*

AUTHORS: ANGIE PAULINA PATERNINA VERGARA
JÓHNATHAN DAVID SIERRA PÉREZ**

KEY WORDS: Properties of fluids, Correlations, Software, Visual Studio

DESCRIPTION

Implementation of empirical correlations for calculating properties of reservoir fluids has a very important role in Petroleum Engineering. Their applications go from classroom and labs to their incorporation in commercial simulators. Due to an empirical correlation is developed based on the information obtained from one or more similar reservoirs, its results are not adjustable to a reservoir with different properties. However, each correlation exhibits a tolerance range in which it offers and acceptable behavior.

Therefore, the software ORION 1.0 is created, an academic application tool for calculating the properties of the reservoir fluids (oil, water, and gas) making use of the different correlations that exist. Also, through tables and plots ORION 1.0 offers the users a learning experience; and by using statistical parameters it gives the users the possibility of comparing the results of each correlation with actual data obtained from a field or a PVT test with the purpose of identifying which correlation adjusts better to the results obtained from these tests.

This document shows the graphic interface of the software ORION 1.0, a description of its main functions is presented, and some instructions are given. Additionally, a sensitivity analysis is done, to study the way behavior of the properties of the fluids vary in function of certain parameters.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering. Director: Eng. Julio Cesar Pérez Angulo

INTRODUCCIÓN

El estudio de las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento es de vital importancia en la industria de los hidrocarburos. Para su determinación se utilizan desde pruebas PVT llevadas a cabo en laboratorios utilizando muestras de fluidos, hasta correlaciones numéricas desarrolladas a partir de un yacimiento modelo. En muchos casos no se dispone de los equipos necesarios para llevar a cabo un análisis PVT, por lo que las correlaciones empíricas adquieren un papel importante en la determinación de las propiedades físicas de los fluidos.

En el ámbito académico es aún más complejo realizar un análisis PVT por los costos involucrados en el proceso y la disponibilidad de los equipos. Es por esto que se crea la herramienta computacional ORION 1.0, la cual es una herramienta con fines académicos que permite al usuario hacer uso de las distintas correlaciones existentes para calcular las propiedades de los fluidos de yacimiento. Asimismo, brinda un soporte tecnológico a la asignatura Propiedades de los fluidos del yacimiento.

El presente libro consta de cuatro capítulos. En el primero capítulo se hace una revisión teórica de las principales propiedades de los fluidos y de las variables que afectan el comportamiento de estas. El segundo capítulo consta de una recopilación de las correlaciones empíricas sido desarrolladas para la determinación de dichas propiedades, cada una de ellas con sus respectivos rangos de operación óptimos.

En el tercer capítulo consiste en una descripción de la herramienta computacional desarrollada. Aquí, se muestra desde la creación del código fuente y el proceso de diseño de la interfaz gráfica, hasta una breve explicación del manejo y las funciones básicas de la herramienta. Finalmente, en el último capítulo se hace la validación

del funcionamiento de la herramienta mediante el desarrollo de una actividad propuesta para el aula de clases.

1. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Es necesario comprender que un yacimiento de hidrocarburos no solo almacena petróleo, sino que este se encuentra acompañado de gas y agua. Estos tres fluidos interactúan entre sí constantemente y son afectados por los cambios de presión y temperatura que ocurren en el yacimiento. En este capítulo se hace una revisión conceptual de las principales propiedades físicas de los fluidos del yacimiento para conocer la manera en que estos cambios afectan el comportamiento de dichas propiedades, y para identificar que otras variables influyen sobre ellas.

1.1 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO

1.1.1 Gravedad específica del petróleo: La gravedad específica del petróleo se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60 °F y a presión atmosférica.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1)$$

Donde:

γ_o = Gravedad específica del aceite

ρ_o = Densidad del petróleo (lb/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³)

1.1.2 Gravedad API: En la industria del petróleo es también común hacer uso de la gravedad API, la cual se define con la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (2)$$

Donde:

$^{\circ}API$ = Gravedad API del petróleo

γ_o = Gravedad específica del aceite

La clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad API se observa en la siguiente tabla:

Tabla 1. Clasificación del petróleo según el American Petroleum Institute.

Tipo de crudo	Gravedad API
Extrapesado	Menor a 10 °API
Pesado	10 - 22,3 °API
Mediano	22,3 – 31,3 °API
Liviano	Mayor a 31,1 °API

1.1.3 Presión de burbuja: Es la presión a la cual se observa la primera burbuja de gas en el petróleo. En este punto el sistema pasa a estar en estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una fracción infinitesimal de gas. A medida que la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de burbuja el petróleo libera gas en solución y pasa a estar saturado con gas natural. Las correlaciones desarrolladas para determinar la presión de burbuja suelen estar en función del gas en solución, las gravedades específicas del petróleo y el gas y la temperatura del yacimiento.

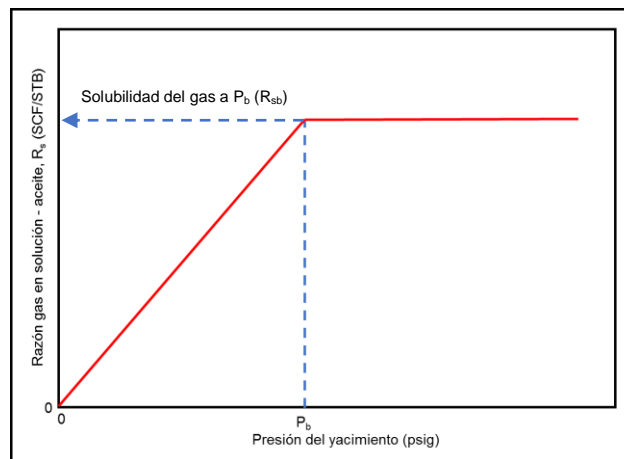
1.1.4 Razón gas disuelto - petróleo¹: La razón gas disuelto - petróleo (R_s) se define como la cantidad de gas en pies cúbicos estándar (SCF) que pueden disolverse en un barril de petróleo a condiciones de tanque (STB) cuando ambos son llevados a

¹ AHMED, Tarek. "Hydrocarbon Phase Behavior: Contributions in Petroleum Geology and Engineering". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 1989.

la presión y temperatura del yacimiento. La cantidad de gas disuelto en el líquido es limitada únicamente por la presión y la cantidad de livianos existentes.

Como se observa en la figura 1, a presiones mayores a la presión de burbuja la gráfica es una línea recta que indica que la cantidad de gas disuelto en el petróleo es constante, esto debido a que no ha tenido lugar una liberación de gas en solución. Pero al llegar a la presión de burbuja el valor de R_s comienza a disminuir como consecuencia de la liberación del gas.

Figura 1. Razón gas disuelto - petróleo vs Presión a temperatura constante



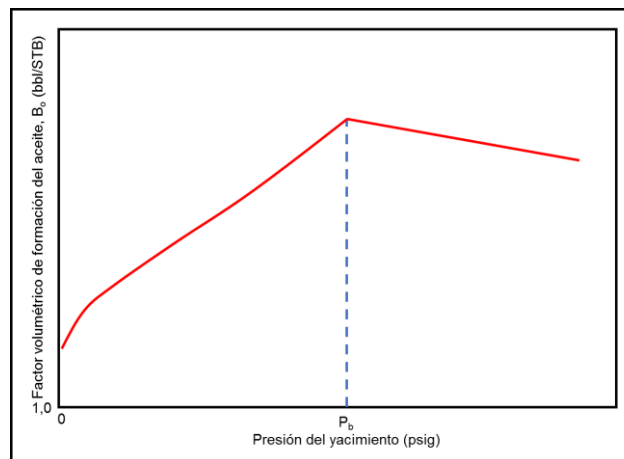
Fuente: Modificada, AHMED, Tarek. "Reservoir Engineering Handbook". Boston, Massachusetts. Gulf Professional Publishing. 2010.

1.1.5 Factor volumétrico del petróleo: El factor volumétrico de formación del petróleo expresa el número de barriles de aceite a condiciones de yacimiento que son necesarios para tener un barril a condiciones estándar. Cuando el petróleo es producido su volumen disminuye, principalmente por la liberación del gas en solución y la reducción de la temperatura. La reducción de la presión provoca una expansión del aceite, pero esta es contrarrestada por el efecto de la temperatura. El factor volumétrico (B_o) se define de la siguiente manera:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de aceite a condiciones estandar}} \quad (3)$$

Como se aprecia en la figura 2, cuando no se ha alcanzado la presión de burbuja, el valor de B_o experimenta un ligero aumento con la disminución de la presión. Esto es producto de la expansión del líquido y del gas en solución, pero al llegar a la presión de burbuja B_o disminuye debido a la liberación del gas.

Figura 2. Factor volumétrico del petróleo vs Presión a temperatura constante



Fuente: Modificada, McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

1.1.6 Factor volumétrico total²: El factor volumétrico total o bifásico se define como el volumen ocupado por un barril normal de petróleo más su gas, inicialmente en solución, a condiciones de yacimiento. Puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \quad (4)$$

² BANZER, Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". Maracaibo. 1996.

Donde:

B_t = Factor volumétrico total o bifásico (bbl/STB)

B_o = Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)

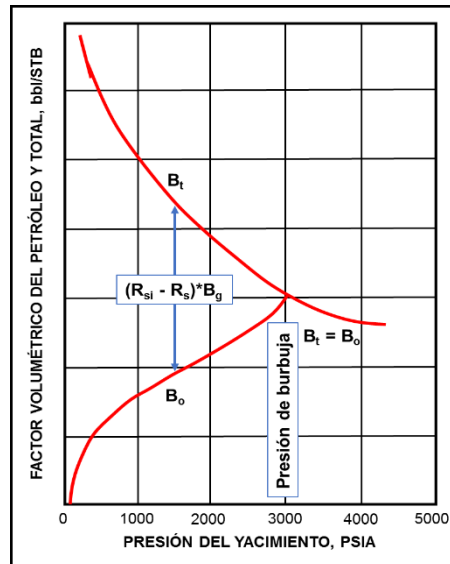
B_g = Factor volumétrico del gas (bbl/SCF)

R_{si} = Razón gas disuelto - petróleo inicial (SCF/STB)

R_s = Razón gas disuelto - petróleo actual (SCF/STB)

En la figura 3 se puede observar que por encima de la presión de burbuja el factor volumétrico total y el del petróleo se comportan igual, debido a que R_{si} se mantiene constante. Al llegar a la presión de burbuja, B_t comienza a incrementarse y B_o disminuye, debido a que la diferencia $(R_{si} - R_s)$ se hace más grande a medida que el gas en solución es liberado.

Figura 3. B_t y B_o vs Presión a temperatura constante



Fuente: Modificada, BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

1.1.7 Compresibilidad del petróleo³: También es conocido como Coeficiente de compresibilidad isotérmica y está definido como el cambio fraccional en el volumen

³ AHMED. Op. cit., p. 156.

de líquido a medida que la presión varía a temperatura constante. Está dado por la siguiente expresión matemática, donde el subíndice T indica un proceso isotérmico.

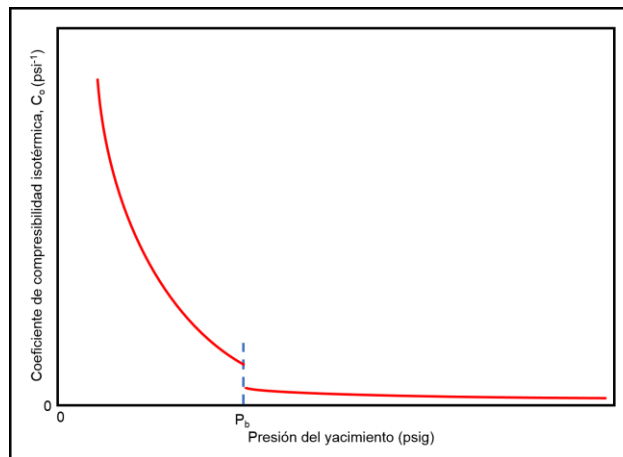
$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

En un petróleo subsaturado (por encima de la presión de burbuja) la compresibilidad es positiva a medida que la presión aumenta, esto debido a la disminución del volumen. La compresibilidad generalmente se expresa en unidades de psi^{-1} y se puede expresar mediante las siguientes ecuaciones equivalentes:

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T ; C_o = -\frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial P} \right)_T ; C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T \quad (6)$$

Como se observa a continuación, el petróleo se hace cada vez más compresible a medida que la presión del yacimiento disminuye.

Figura 4. Compresibilidad del petróleo vs Presión a temperatura constante

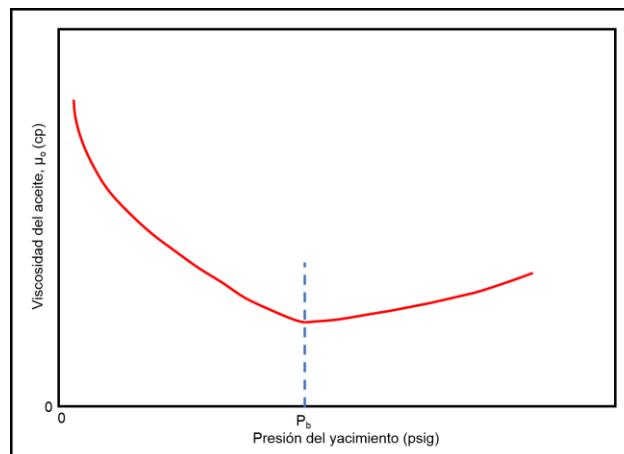


Fuente: Modificada, McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

1.1.8 Viscosidad del petróleo⁴: El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia a fluir ejercida por un fluido. Asimismo, es una medida de la fricción interna entre las moléculas de dicho fluido. Al igual que otras propiedades del petróleo la viscosidad depende en gran medida de la presión y la temperatura. Al incrementarse la temperatura la viscosidad del petróleo disminuye, y un descenso en la presión producirá una disminución de la viscosidad.

Otro parámetro que tiene un efecto importante en la viscosidad del petróleo y que está influenciado por la presión es la cantidad de gas en solución, ya que al aumentar este valor la viscosidad del aceite será menor. Como se aprecia en la figura 5, la viscosidad del petróleo disminuye a medida que lo hace la presión del yacimiento, pero al llegar a la presión de burbuja esta comienza a incrementarse debido a la liberación del gas en solución. La viscosidad se expresa en centipoise (cP).

Figura 5. Viscosidad del petróleo vs Presión a temperatura constante



Fuente: Modificada, McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

⁴ McCAIN, William. "The Properties of Petroleum Fluids". Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Company, 1990.

1.1.9 Densidad del petróleo: La densidad del petróleo expresa la cantidad de masa de petróleo por unidad de volumen a una presión y temperatura determinada. La densidad del petróleo generalmente se expresa en lb/ft³.

$$\rho_o = \frac{m_o}{V_o} \quad (7)$$

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo (lb/ft³)

m_o = Masa del petróleo (lb)

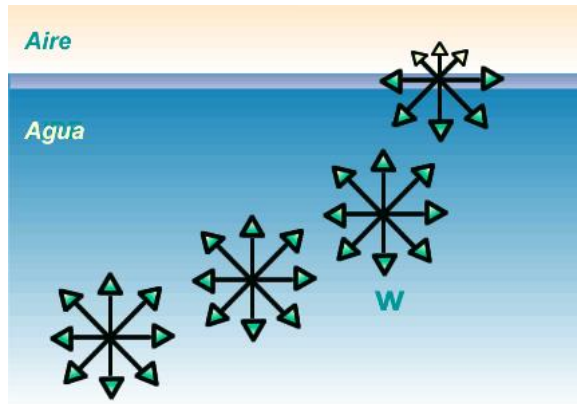
V_o = Volumen de petróleo (ft³)

La densidad es una propiedad que depende en gran parte de los cambios de presión. Cuando el petróleo sube a superficie la presión disminuye y este experimenta cambios en su volumen debido a la liberación del gas, lo que produce un aumento de la densidad. Además de la presión, la densidad del petróleo es función de la temperatura, la cantidad de gas en solución y la gravedad específica de dicho gas.

1.1.10 Tensión interfacial gas - petróleo⁵: El fenómeno de la tensión interfacial es el resultado del desbalance de fuerzas que ocurre en la interface de dos fluidos inmiscibles debido a la atracción entre sus moléculas. La figura 6 explica como una molécula de líquido es atraída uniformemente por las demás moléculas alrededor. Sin embargo, las moléculas que se encuentran en la interfase gas - líquido son atraídas con menor fuerza por las moléculas de gas. Esto se debe a que las moléculas del gas se encuentran más separadas entre sí, y la atracción que ejercen es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia intermolecular y directamente proporcional a la masa de las moléculas.

⁵ Ibid., p. 239.

Figura 6. Efecto de las fuerzas intermoleculares en la tensión interfacial



Fuente: IFAS. Fuerzas en el seno de un fluido [en línea] disponible en: http://fsz.ifas.ufl.edu/surfacetensionandcapillarity/html/diagramas/fuerzas_en_el_seno_de_un_fluido.htm

1.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS

1.2.1 Gravedad específica del gas: La gravedad específica del gas se define como el cociente entre la densidad del gas y una densidad de referencia, que en este caso es el aire. Ambas densidades están reportadas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_w} \quad (8)$$

Donde:

γ_g = Gravedad específica del gas

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³)

1.2.2 Presión y Temperatura pseudocrítica de gases naturales: Las propiedades físicas de las mezclas gaseosas están determinadas por la presión y temperatura pseudocrítica del mismo modo en que los gases puros se relacionan con la presión y temperatura crítica. Para el estudio de estas propiedades Kay, W.B.⁶ propuso un método en el que cada componente aporta a la presión y temperatura pseudocrítica en proporción de sus fracciones molares.

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \quad T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad (9)$$

Donde:

P_{scM} = Presión pseudocrítica de la mezcla (psia)

T_{scM} = Temperatura pseudocrítica de la mezcla (°R)

P_{ci} = Presión crítica del componente i (psia)

T_{ci} = Temperatura crítica del componente i (°R)

y_i = Componente i de la mezcla (fracción molar)

n = Número de componentes de la mezcla

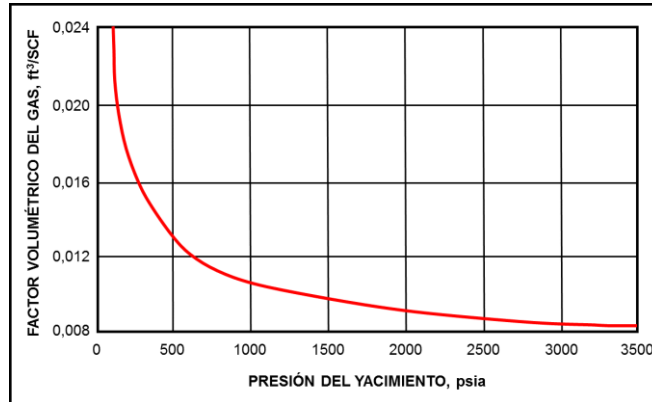
1.2.3 Factor volumétrico de formación del gas⁷: El factor volumétrico de formación del gas se define como el volumen de gas a condiciones de yacimiento que se necesita para tener un pie cúbico de gas a condiciones de superficie. Usualmente es expresado en pies cúbicos (ft³) sobre pies cúbicos estándar (SCF).

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de gas a condiciones estandar}} \quad (10)$$

⁶ KAY, W. "Gases and Vapors at High Temperature and Pressure: Density of Hydrocarbon". Industrial and Engineering Chemistry. 1936. P. 1014-1019.

⁷ AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.

Figura 7. Factor volumétrico del gas vs Presión a temperatura constante



Fuente: Modificada, BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996

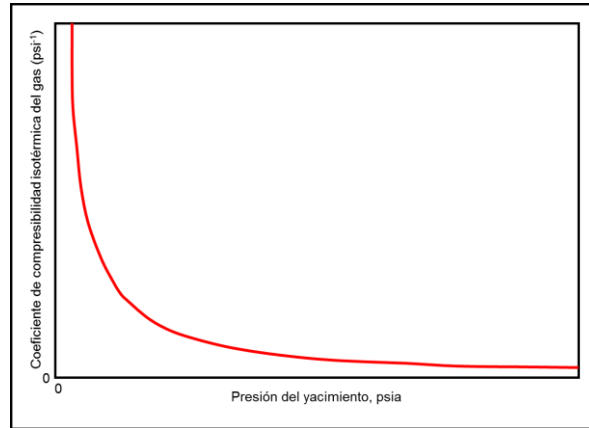
1.2.4 Compresibilidad del gas⁸: También es conocido como Coeficiente de compresibilidad isotérmica, y se define como el cambio de volumen del gas a medida que la presión cambia a temperatura constante. La compresibilidad del gas está dada por las siguientes ecuaciones, y se expresa en psi^{-1} .

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{V}{\partial P} \right)_T ; C_g = -\frac{1}{V_M} \left(\frac{V_M}{\partial P} \right)_T ; C_g = -\frac{1}{v} \left(\frac{v}{\partial P} \right)_T \quad (11)$$

A continuación, se representa el comportamiento del coeficiente de compresibilidad en función de la presión a una temperatura constante para un gas seco.

⁸ AHMED, Tarek. "Reservoir Engineering Handbook". Boston, Massachusetts. Gulf Professional Publishing. 2010.

Figura 8. Compresibilidad del gas vs Presión a temperatura constante

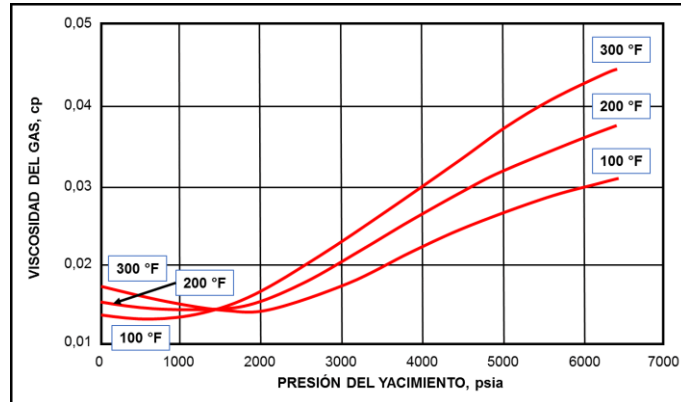


Fuente: Modificada, McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

1.2.5 Viscosidad del gas⁹: El coeficiente de viscosidad del gas es una medida de la resistencia a fluir ejercida por las moléculas del gas. A medida que la presión del yacimiento disminuye la viscosidad del gas natural también lo hace, esto debido a que la distancia entre sus moléculas se incrementa. La figura 9 describe el efecto de la presión sobre la viscosidad del gas a tres temperaturas diferentes. Se puede observar que a bajas presiones la viscosidad del gas se incrementa a medida que la temperatura incrementa, mientras que a presiones altas la viscosidad decrece cuando la temperatura aumenta. La viscosidad del gas natural se expresa en centipoise (cP).

⁹ AHMED, Tarek. "Hydrocarbon Phase Behavior: Contributions in Petroleum Geology and Engineering". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 1989.

Figura 9. Viscosidad del gas vs Presión a tres temperaturas del yacimiento



Fuente: Modificada, BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996

1.2.6 Densidad del gas: La densidad del gas está determinada por la ley de los gases reales, donde la constante de los gases reales tiene un valor de 10,73 psia*ft³/lb-mol*°R.

$$PV = znRT \quad (12)$$

El número de moles se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$n = \frac{m}{28,96\gamma_g} \quad (13)$$

Combinando estas dos ecuaciones se obtiene que:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{(28,96)P\gamma_g}{(10,73)zT} = 2,70 \frac{P\gamma_g}{zT} \quad (14)$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³)

γ_o = Gravedad específica del gas (aire = 1)

z = Factor de compresibilidad del gas

P = Presión del yacimiento (psia)

T = Temperatura del yacimiento (°R)

1.3 PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA

1.3.1 Presión de burbuja: Para una salmuera saturada con gas la presión de burbuja es igual a la presión de burbuja del petróleo en el yacimiento, ya que ambos fluidos coexisten en un equilibrio termodinámico. Si la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja del petróleo, la salmuera libera parte de su gas en solución. Esto ocasiona que la presión de burbuja de la salmuera se iguale a la presión del yacimiento, al igual que el petróleo está saturado a cualquier presión por debajo de su presión de burbuja. La salmuera en un yacimiento de gas se considera saturada a cualquier presión del yacimiento, por lo que la presión de burbuja de la salmuera será igual a la presión inicial del yacimiento.

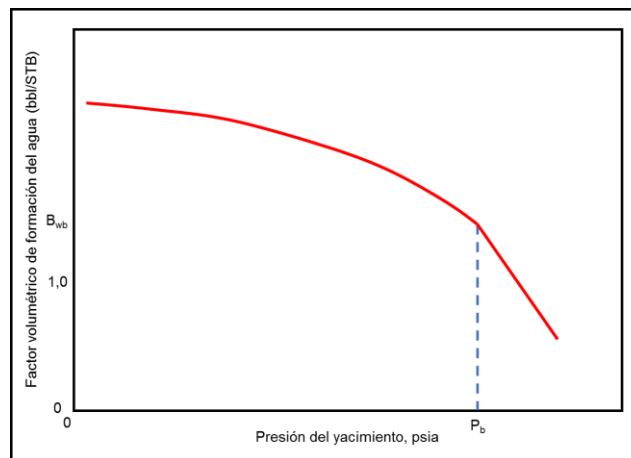
1.3.2 Razón gas disuelto - agua: La razón gas disuelto - agua se define como la cantidad de gas en pies cúbicos estándar que pueden disolverse en un barril estándar de agua, ambas cantidades llevadas a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. El valor numérico de R_{sw} varía de la misma manera que la razón gas disuelto - petróleo, y puede ser apreciado en la figura 1.

1.3.3 Factor volumétrico del agua¹⁰: En forma análoga al petróleo el factor volumétrico de formación del agua se define como el número de barriles de agua a condiciones de yacimiento necesarios para tener un barril de agua en superficie. De igual manera esta propiedad está en función de tres parámetros: gas en solución, presión y temperatura.

¹⁰ McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990

Puesto que la cantidad de gas disuelto en el agua es mucho menor que en el petróleo, la liberación del gas en solución no tiene un efecto tan significativo en el cambio del volumen de agua. Asimismo, los cambios de presión y temperatura provocan cambios muy pequeños en el volumen del agua debido a su poca compresibilidad.

Figura 10. Factor volumétrico del agua vs Presión a temperatura constante



Fuente: Modificada, McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

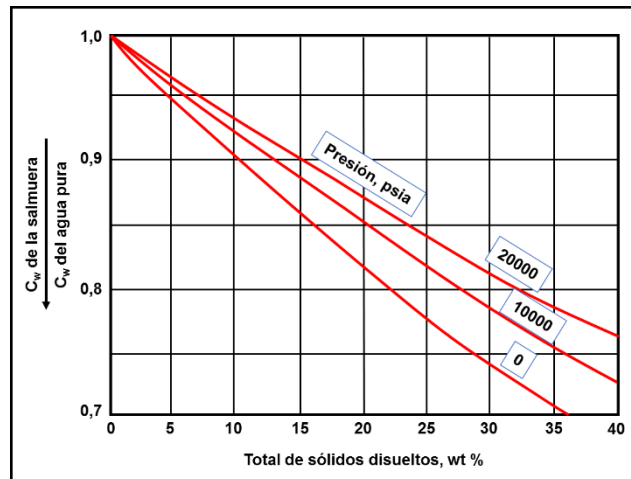
En la figura anterior el factor volumétrico del agua aumenta a medida que la presión del yacimiento disminuye por encima de la presión de burbuja. Esto es causado por la expansión de las moléculas del gas en solución. Al caer por debajo de la presión de burbuja el gas comienza a liberarse y el volumen del agua disminuye. Esta reducción en el volumen es compensada por la expansión ocasionada por la disminución de la presión, por lo que el factor volumétrico continúa incrementándose.

1.3.4 Compresibilidad del agua¹¹: De manera análoga al petróleo, el coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua representa el cambio en el volumen con respecto a la presión, y está definido por las siguientes expresiones:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial P} \right)_T ; C_w = -\frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right)_T ; C_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T \quad (15)$$

La compresibilidad del agua depende de la presión y temperatura. Al aumentar la presión el valor de la compresibilidad será menor, mientras que un aumento de la temperatura produce el efecto contrario. La salinidad del agua también influye en la compresibilidad del agua. En el siguiente gráfico, un aumento en la salinidad del agua ocasiona una disminución en la compresibilidad.

Figura 11. Efecto de la salinidad en la compresibilidad del agua



Fuente: Modificada, McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

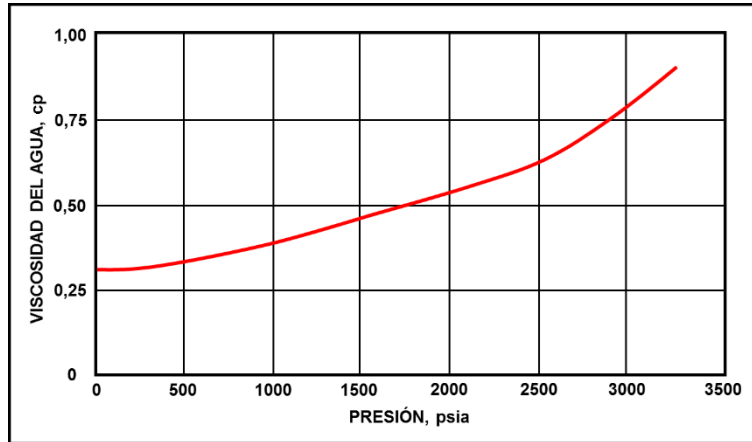
1.3.5 Viscosidad del agua¹²: El coeficiente de viscosidad del agua es una medida de la resistencia al flujo ejercida por las moléculas de agua. La viscosidad del agua

¹¹ Ibíd., p. 121

¹² BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996

se reporta generalmente en centipoise (cp). La viscosidad del agua se incrementa con un aumento de la presión y del porcentaje de sólidos disueltos, mientras que disminuye con un aumento de la temperatura. En la figura 12 se puede apreciar el efecto de la presión sobre la viscosidad del agua a una temperatura constante.

Figura 12. Efecto de la salinidad en el coeficiente de viscosidad del agua



Fuente: Modificada, BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996

1.3.6 Densidad del agua: La densidad del agua de formación se obtiene dividiendo la densidad del agua a condiciones estándar (62,4 lb/SCF) entre el factor volumétrico de formación del agua, como se muestra a continuación.

$$\rho_w = \frac{62,4 \text{ lb/SCF}}{B_w} \quad (16)$$

Donde:

ρ_w = Densidad del agua a condiciones de yacimiento (lb/ft³)

B_w = Factor volumétrico de formación del agua (ft³/SCF)

1.3.7 Tensión interfacial gas - agua¹³: La tensión interfacial gas - agua se define como la fuerza por unidad de longitud presente en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. Las moléculas de agua son atraídas con la misma fuerza por otras moléculas de agua, pero aquellas que se encuentran en la interfase son atraídas con menos fuerza por las moléculas de gas. Esto es debido a que las moléculas de gas se encuentran más separadas entre sí, lo que hace que su fuerza de atracción sea menor.

¹³ Ibid., p. 133

2. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

A través de los años se ha desarrollado un gran número de correlaciones para la determinación y el estudio de las propiedades de los fluidos, esto con el propósito de implementar una alternativa en caso de no contar con los equipos, las instalaciones, el personal, el presupuesto o los datos experimentales requeridos para realizar un análisis PVT de manera detallada. En este capítulo se hace una recopilación de las correlaciones empíricas PVT de mayor relevancia en la industria utilizadas para calcular las propiedades físicas del petróleo, el gas y el agua de formación.

2.1 CORRELACIONES PARA CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

2.1.1 Gravedad específica del petróleo

2.1.1.1 Correlación utilizando densidades: Para calcular la gravedad específica del petróleo a través de su densidad se utiliza la siguiente fórmula, donde ambas densidades están medidas a la misma presión y temperatura, y la densidad del agua es igual a 62,4 lb/ft³.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (17)$$

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo (lb/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³)

2.1.1.2 Correlación utilizando la Gravedad API¹⁴: Partiendo de la fórmula para calcular la gravedad API se puede obtener la gravedad específica del petróleo de la siguiente manera:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + {}^\circ API} \quad (18)$$

2.1.2 Presión de burbuja

2.1.2.1 Correlación de Standing, M.B.¹⁵: Standing utilizó 105 puntos de datos obtenidos experimentalmente de 22 mezclas de crudo y gas natural provenientes de California a una variedad de temperaturas. Standing determinó una relación entre la presión de burbuja y un factor de correlación, F, definido de la siguiente manera:

$$P_b = 18,2(F - 1,4) \quad (19)$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} 10^{(0,0009T - 0,0125{}^\circ API)} \quad (20)$$

Donde:

T = Temperatura del yacimiento (°F)

¹⁴ AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.

¹⁵ STANDING, M.B. "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases". American Petroleum Institute. 1947. P 275-287.

Tabla 2. Rango de los datos para la correlación de Standing, M.B.

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING, M.B.	
Presión de burbuja, psia	130 – 7000
Temperatura, °F	100 – 258
Relación gas disuelto - aceite, SCF/STB	20 – 1425
Gravedad API del aceite en tanque, °API	16,5 – 63,8
Gravedad específica del gas (aire = 1)	0,59 – 0,95
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,024 – 2,15

Fuente: Modificada, STANDING, M.B. "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases". Los Angeles, California. American Petroleum Institute. 1947. P 275-287.

2.1.2.2 Correlación de Lasater, J.A.¹⁶: Lasater utilizó 158 mediciones de presión de burbuja determinadas experimentalmente y provenientes de 137 sistemas petrolíferos independientes ubicados en Canadá, oeste y centro de Estados Unidos y Sur América. Beggs¹⁷ llevó las correlaciones gráficas desarrolladas por Lasater a ecuaciones simples que pueden ser utilizadas para calcular el peso molecular efectivo del petróleo y el factor de presión de burbuja. El procedimiento para calcular la presión de burbuja es el siguiente:

1. Calcular el peso molecular efectivo del petróleo:

Para °API ≤ 40:

$$M_o = 630 - 10(^{\circ}API) \quad (21)$$

Para °API > 40:

$$M_o = 73110(^{\circ}API)^{-1,562} \quad (22)$$

¹⁶ LASATER, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation". Technical Note. Society of Petroleum Engineers. 1958. P. 65-67.

¹⁷ BEGGS, H.D. "Oil System Correlations". Society of Petroleum Engineers. 1987. Capítulo 22.

2. Calcular la fracción molar de gas en el sistema:

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379,3}}{\frac{R_{sb}}{379,3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}} \quad (23)$$

3. Determinar el factor de presión de burbuja:

Para $y_g \leq 0,6$:

$$P_f = \frac{P_b \gamma_g}{T} = 0,679e^{(2,786y_g)} - 0,323 \quad (24)$$

Para $y_g > 0,6$:

$$P_f = \frac{P_b \gamma_g}{T} = 8,26y_g^{3,56} + 1,95 \quad (25)$$

Donde T es la temperatura en °R.

4. Calcular la presión de burbuja:

$$P_b = P_f \frac{T}{\gamma_g} \quad (26)$$

Donde

T es la temperatura en °R.

Tabla 3. Rango de los datos para la correlación de Lasater, J.A.

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE LASATER, J.A.	
Presión de burbuja, psia	48 – 5780
Temperatura, °F	82 – 272
Relación gas disuelto - aceite, SCF/STB	3 – 2905
Gravedad API del aceite en tanque, °API	17,9 – 51,1
Gravedad específica del gas (aire = 1)	0,574 – 1,223

Fuente: LASATER, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers. 1958. P. 65-67.

2.1.2.3 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.¹⁸: Para el desarrollo de esta correlación se utilizaron 6004 puntos de datos provenientes de dos grupos de crudos, separados debido a la volatilidad de estos. En el primer grupo se ubicaron los crudos con gravedades API menores o iguales a 30, y en el segundo los crudos con gravedades API mayores a 30.

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \text{°API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}} \quad (27)$$

Donde la temperatura está en °F y γ_{gc} es la gravedad corregida del gas a 114,7 psia.

¹⁸ BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

Tabla 4. Constantes para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

VALORES DE LAS CONSTANTES C_1 , C_2 y C_3			
	C_1	C_2	C_3
$^{\circ}\text{API} \leq 30$	0,0362	1,0937	25,724
$^{\circ}\text{API} > 30$	0,0178	1,1870	23,931

Fuente: Modificada, BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

La tabla 5 muestra los rangos de datos utilizados para el desarrollo de la correlación.

Tabla 5. Rango de los datos para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.		
	$^{\circ}\text{API} \leq 30$	$^{\circ}\text{API} > 30$
Presión de burbuja, psia	15 – 4572	15 – 6055
Temperatura promedio, $^{\circ}\text{F}$	162	180
Relación gas disuelto - aceite, SCF/STB	0 – 831	0 – 2199
Gravedad API del aceite en tanque, $^{\circ}\text{API}$	5,3 – 30	30,6 – 59,5
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,511 – 1,351	0,53 – 1,259
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,042 – 1,545	0,53 – 1,259

Fuente: Modificada, BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

Además de esto, Vázquez y Beggs desarrollaron una correlación para normalizar la gravedad del gas a partir de datos obtenidos de 27 crudos diferentes, a una presión de separación de 114,7 psia como referencia de las condiciones promedio de separación en el campo.

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5,912 \times 10^{-5} (\text{°API})(T_{sp}) \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right] \quad (28)$$

Donde la temperatura del separador, T_{sp} , está en °F, y P_{sp} es la presión del separador.

Los rangos de datos utilizados se muestran en la siguiente tabla. En caso de no conocer la presión y la temperatura de separación, se puede utilizar la gravedad específica del gas sin corregir.

Tabla 6. Rango de datos para la gravedad específica del gas corregida

RANGO DE DATOS PARA LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS CORREGIDA	
Presión del separador, psia	60 – 565
Temperatura del separador, °F	76 – 150
Gravedad API del petróleo, °API	17 – 45
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,58 – 1,2

Fuente: Modificada, BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

2.1.2.4 Correlación de Glaso, O.¹⁹: Glaso desarrolló una correlación para calcular la presión de burbuja a partir de muestras de crudo provenientes de la región del Mar del Norte. Sin embargo, su trabajo es válido con cualquier mezcla de hidrocarburos corregida por presencia de gases ácidos (CO₂, N₂ Y H₂S).

$$P_b = 10^{[1,7669 + 1,7447 \log P_b^* - 0,30218 (\log P_b^*)^2]} \quad (29)$$

$$P_b^* = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,816} \frac{T^{0,172}}{\text{°API}^{0,989}} \quad (30)$$

¹⁹ GLASO, Oistein. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 785-795.

Donde:

T = Temperatura del yacimiento (°F)

R_{sb} = Razón gas disuelto - petróleo a $P \geq P_b$ (SCF/STB)

Tabla 7. Rango de los datos para la correlación de Glaso, O.

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO, O.	
Presión de burbuja, psia	165 – 7142
Temperatura promedio, °F	80 – 280
Relación gas disuelto - aceite, SCF/STB	90 – 2637
Gravedad API del aceite en tanque, °API	22,3 – 48,1
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,65 – 1,276
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,025 – 2,588

Fuente: Modificada, GLASO, Oistein. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 785-795.

2.1.2.5 Correlación de Al-Marhoun, M.A.²⁰: Para esta correlación se analizaron 69 muestras de fluidos provenientes de 69 yacimientos de petróleo del Medio Oriente, a partir de las cuales se determinaron experimentalmente 160 datos de presión de burbuja.

$$P_b = 5,38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0,715082} \gamma_g^{-1,877840} \gamma_o^{3,143700} T^{1,326570} \quad (31)$$

Donde la temperatura está en °R.

Los rangos de datos utilizados en el desarrollo de la correlación se muestran en la siguiente tabla.

²⁰ AL-MARHOUN, Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 650-666.

Tabla 8. Rango de los datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN, M.A.	
Presión de burbuja, psia	130 – 3573
Temperatura promedio, °F	74 – 240
Relación gas disuelto - aceite, SCF/STB	26 – 1602
Gravedad API del aceite en tanque, °API	19,4 – 44,6
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,752 – 1,367
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,032 – 1,997

Fuente: Modificada, AL-MARHOUN, Ali Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987

2.1.2.6 Otras correlaciones: A continuación, en la tabla 9 se exponen otras correlaciones para calcular la presión de burbuja del petróleo, y que fueron tenidas en cuenta para el desarrollo de la herramienta.

Tabla 9. Otras correlaciones para presión de burbuja

Autor(es)	Origen de las muestras	Correlación
TOTAL, C.F.P.	Oriente de Venezuela	$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T - C_4 \text{°API})}$
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	Emiratos Árabes Unidos	$P_b = 0,836386 \times 10^4 R_{sb}^{0,724047} \gamma_g^{-1,01049} \gamma_o^{0,107991} T^{-0,952584}$
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	Yacimientos offshore de Texas y Louisiana	$P_b = 112,727 \left[\frac{R_{sb}^{0,5774}}{\gamma_g^{0,8439}} 10^x - 12,340 \right]$ $x = 4,561 \times 10^{-5} T^{1,3911} - 7,916 \times 10^{-4} \text{°API}^{1,5410}$

Autor(es)	Origen de las muestras	Correlación
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	Sureste Asiático, Norte América, Medio Oriente y Latinoamérica	$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} C_2 10^{\frac{C_3 \text{°API}}{T+460}}} \right]^{C_4}$ $\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 \text{°API}^{0,4078} T_{sp}^{-0,2466} \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right]$
Frashad, Lablance, Garber y Osorio Mehran, Movagharnjad y Didanloo	Colombia	$P_b = 10^{(0,3058+1,9013 \log(A)-0,26(\log(A))^2)}$ $A = \gamma_g^{-1,378} R_s \times 10^{(0,00069T-0,0208 \text{°API})}$
Hemmati y Kharrat	Irán	$P_b = 3,146 R_s^{0,8035} \gamma_g^{-1,3114} \gamma_o^{3,3925} T^{0,3466}$ $P_b = 10,4566 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^x 10^{(0,0008T-0,0098\gamma_o)} - 8,6817 \right]$ $x = 1,5897 - 0,2735 B_o - 0,4429 \gamma_g + 0,04692 B_o^2 + 0,1440 \gamma_g^2 - \frac{0,1596}{\gamma_g B_o}$

2.1.3 Razón gas disuelto - petróleo

2.1.3.1 Correlación de Standing, M.B.²¹: Mediante 105 puntos de datos provenientes de 22 mezclas de hidrocarburo y gas, Standing desarrolló una correlación en función de la presión, la temperatura, y la gravedad del crudo y gas.

²¹ STANDING, M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oilfield Hydrocarbon Systems". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1977.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) 10^{(0,0125^\circ API - 0,00091T)} \right]^{1,2048} \quad (32)$$

Donde la temperatura está en °F.

2.1.3.2 Correlación de Lasater, J.A.²²: Para calcular la razón gas disuelto - petróleo, Lasater propuso el siguiente procedimiento:

1. Calcular el factor de presión de burbuja, donde P_b es cualquier presión de saturación:

$$P_f = \frac{P_b \gamma_g}{T} \quad (33)$$

2. Calcular la fracción molar de gas en el sistema:

Para $P_f < 3,29$:

$$y_g = 0,359 \ln \left(\frac{1,473 P \gamma_g}{T} + 0,476 \right) \quad (34)$$

Para $P_f \geq 3,29$:

$$y_g = \left(\frac{0,121 P \gamma_g}{T} - 0,236 \right)^{0,281} \quad (35)$$

Donde T en °R.

²² LASATER, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation". Technical Note. Society of Petroleum Engineers. 1958. P. 65-67.

3. Calcular el peso molecular efectivo del petróleo utilizando las correlaciones propuestas por Beggs¹⁵:

Para °API ≤ 40:

$$M_o = 630 - 10(^{\circ}API) \quad (36)$$

Para °API > 40:

$$M_o = 73110(^{\circ}API)^{-1,562} \quad (37)$$

4. Determinar la razón gas en solución:

$$R_s = \frac{132755\gamma_o y_g}{M_o(1 - y_g)} \quad (38)$$

2.1.3.3 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.²³: Al clasificar las muestras obtenidas en dos grupos, Vázquez y Beggs obtuvieron una correlación para calcular la razón gas disuelto basada en la gravedad del petróleo. Esta correlación se obtuvo mediante una regresión lineal de 5008 mediciones. Los coeficientes para la ecuación se pueden observar en la tabla 4.

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 ^{\circ}API}{T + 460}\right) \quad (39)$$

Donde la temperatura está en °F.

²³ BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

Los coeficientes de la ecuación se pueden encontrar en la tabla 4, clasificados de acuerdo a su gravedad API. Para calcular la gravedad específica del gas corregida se debe utilizar la ecuación 28.

2.1.3.4 Correlación de Glaso, O.²⁴: Esta correlación fue desarrollada exclusivamente a partir de muestras provenientes del Mar del Norte.

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{^{\circ}API^{0,989}}{T^{0,172}} \right]^{1,2255} \quad (40)$$

$$F = 10^{[2,8869 - (14,1811 - 3,3093 \log P)^{0,5}]} \quad (41)$$

Donde la temperatura está en °F.

2.1.3.5 Correlación de Al-Marhoun, M.A.²⁵: Las muestras para este estudio fueron obtenidas de yacimientos de petróleo del Medio Oriente. La correlación es la siguiente y la temperatura está en °R.

$$R_s = [185,84321 P \gamma_g^{1,87784} \gamma_o^{-3,1437} T^{-1,32657}]^{1,3984} \quad (42)$$

2.1.3.6 Otras correlaciones: La siguiente tabla muestra otras correlaciones desarrolladas para calcular la razón gas disuelto – petróleo.

²⁴ GLASO, Oistein. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 785-795.

²⁵ AL-MARHOUN, Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 650-666.

Tabla 10. Otras correlaciones para razón gas disuelto - petróleo

Autor(es)	Origen de las muestras	Correlación
TOTAL, C.F.P.	Oriente de Venezuela	$R_s = \gamma_g \left[\frac{P}{C_1} 10^{(C_2 \circ API - C_3 T)} \right]^{C_4}$
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	Emiratos Árabes Unidos	$R_s = [0,11956 \times 10^{-3} P \gamma_g^{1,01049} \gamma_o^{-0,107991} T^{0,952584}]^{1,3811}$
	Áreas offshore de Texas y Louisiana	$R_s = \left[\gamma_g^{0,8439} \left(\frac{P}{112,727} + 12,34 \right) 10^x \right]^{1,73184}$ $x = 7,916 \times 10^{-4} API^{1,5410} - 4,561 \times 10^{-5} T^{1,3911}$
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	Sureste Asiático, Norte América, Medio Oriente y Latinoamérica	$R_s = C_1 \gamma_{gc} C_2 P^{C_4} 10^{\left(\frac{C_3 \circ API}{T+460} \right)}$ $\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 \circ API^{0,4078} T_{sp}^{-0,2466} \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right]$

2.1.4 Factor volumétrico de formación

2.1.4.1 Correlación de Standing, M.B.²⁶: Standing determinó que el factor volumétrico de formación a la presión de burbuja está en función de un determinado factor de correlación F.

$$B_{ob} = 0,9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1,2} \quad (43)$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1,25T \quad (44)$$

²⁶ STANDING, M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oilfield Hydrocarbon Systems". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1977.

Donde la temperatura está en °F.

2.1.4.2 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.²⁷: Vázquez y Beggs desarrollaron una correlación para calcular el factor volumétrico de formación a presión de burbuja, como función del gas disuelto, la temperatura y las gravedades del petróleo y el gas.

$$B_{ob} = 1 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{^\circ API}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{^\circ API}{\gamma_{gc}} \right) \quad (45)$$

Donde la temperatura está en °F.

Los coeficientes de la ecuación se pueden encontrar en la tabla 4, clasificados de acuerdo a su gravedad API. Para calcular la gravedad específica del gas corregida se debe utilizar la ecuación 28.

2.1.4.3 Correlación de Glaso, O.²⁸: Muestras de fluido de seis yacimientos del Mar del Norte fueron utilizadas para desarrollar esta correlación. Glaso desarrolló la siguiente correlación.

$$B_{ob} = 1 + 10^{[-6,58511 + 2,91329 \log B_{ob}^* - 0,27683 (\log B_{ob}^*)^2]} \quad (46)$$

$$B_{ob}^* = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968T \quad (47)$$

²⁷ BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

²⁸ GLASO, Oistein. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 785-795.

Donde la temperatura está en °F.

2.1.4.4 Correlación de Al-Marhoun, M.A.²⁹: El factor volumétrico fue derivado como una función del gas en solución, las gravedades específicas del gas y el petróleo y la temperatura del yacimiento.

$$B_{ob} = 0,4970 + 0,8629 \times 10^{-3}T + 0,1825 \times 10^{-2}B_{ob}^* + 0,3180 \times 10^{-5}(B_{ob}^*)^2 \quad (48)$$

$$B_{ob}^* = R_{sb}^{0,74239} \gamma_g^{0,323294} \gamma_o^{-1,20204} \quad (49)$$

Donde la temperatura está en °R.

2.1.4.5 Otras correlaciones: La tabla 12 muestra otras correlaciones que fueron desarrolladas para calcular el factor volumétrico del petróleo.

Tabla 11. Otras correlaciones para factor volumétrico de formación

Autor(es)	Origen de las muestras	Correlación
TOTAL, C.F.P.	Oriente de Venezuela	$B_{ob} = 1,022 + 4,857 \times 10^{-4}R_{sb} - 2,009 \times 10^{-6}(T - 60) \left(\frac{^{\circ}API}{\gamma_g} \right) + 17,569 \times 10^{-9}R_{sb}(T - 60) \left(\frac{^{\circ}API}{\gamma_g} \right)$
Dokla, M.E. y Osman, M.E.	Emiratos Árabes Unidos	$B_{ob} = 0,431935 \times 10^{-1} + 0,156667 \times 10^{-2}T + 0,139775 \times 10^{-2}B_{ob}^* + 0,380525 \times 10^{-5}(B_{ob}^*)^2$ $B_{ob}^* = R_{sb}^{0,773572} \gamma_g^{0,40402} \gamma_o^{-0,882605}$

²⁹ AL-MARHOUN, Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 650-666.

Autor(es)	Origen de las muestras	Correlación
Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.	Áreas offshore de Texas y Louisiana	$B_{ob} = 1,0113 + 7,2046 \times 10^{-5} (B_{ob}^*)^{3,0936}$ $B_{ob}^* = R_{sb}^{0,3738} \left(\frac{\gamma_g^{0,2914}}{\gamma_o^{0,6265}} \right) + 0,24626T^{0,5371}$
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	Sureste Asiático, Norte América y Medio Oriente	$B_{ob} = 0,98496 + 1 \times 10^{-4} (B_{ob}^*)^{1,5}$ $B_{ob}^* = R_{sb}^{0,755} \gamma_{gc}^{0,25} \gamma_o^{-1,5} + 0,45T$

2.1.5 Factor volumétrico total

2.1.5.1 Correlación de Standing, M.B.³⁰: Standing utilizó 387 puntos de datos en el desarrollo de una correlación para el cálculo del factor volumétrico total, en función del gas disuelto, la gravedad específica del gas y el petróleo, la presión y la temperatura del yacimiento.

$$B_t = 10^{-5,223 - \frac{47,4}{\log A^* - 12,22}} \quad (50)$$

$$A^* = 10^{\log \left[R_s \frac{(T-460)^{0,5} \gamma_o^C}{\gamma_g^{0,3}} \right] - \left(10,1 - \frac{96,8}{6,604 + \log P} \right)} \quad (51)$$

$$C = 2,9 \times 10^{-0,00027R_s} \quad (52)$$

Donde la temperatura está en °R.

³⁰ AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.

2.1.5.2 Correlación de Glaso, O.³¹: Glaso modificó el parámetro A^* propuesto por Standing y lo utilizó en un modelo de regresión lineal para desarrollar la siguiente correlación:

$$B_t = 10^{0,080135+0,47257 \log A^*+0,17351(\log A^*)^2} \quad (53)$$

$$A^* = \left[\frac{R_s(T - 460)^{0,5} \gamma_o^C}{\gamma_g^{0,3}} \right] P^{-1,1089} \quad (54)$$

$$C = 2,9 \times 10^{-0,00027R_s} \quad (55)$$

Donde la temperatura está en °R.

2.1.5.3 Correlación de Al-Marhoun, M.A.³²: Marhoun desarrolló una correlación con base en una regresión múltiple de 1556 datos experimentales de factor volumétrico total.

$$B_t = 0,314693 + 0,106253 \times 10^{-4}F + 0,18883 \times 10^{-10}F^2 \quad (56)$$

$$F = R_s^{0,644516} \gamma_g^{-1,079340} \gamma_o^{0,724874} T^{2,006210} P^{-0,761910} \quad (57)$$

Donde la temperatura está en °R.

³¹ GLASO, Oistein. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 785-795

³² AL-MARHOUN, Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 650-666.

2.1.6 Compresibilidad del petróleo

2.1.6.1 Correlaciones para petróleo subsaturado: Las siguientes correlaciones fueron desarrolladas para calcular la compresibilidad del petróleo a presiones mayores a la presión de burbuja.

A. Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.³³: Vázquez y Beggs desarrollaron una correlación para calcular la compresibilidad isotérmica de un petróleo subsaturado, en función del gas en solución, la gravedad API del crudo, la presión y la temperatura del yacimiento.

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17,2T - 1180\gamma_{gc} + 12,61^\circ API}{P \times 10^5} \quad (58)$$

Donde la temperatura está en °F.

Para calcular la gravedad específica del gas corregida se debe utilizar la ecuación 28. La tabla 12 presenta los rangos de datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

Tabla 12. Rangos para la correlación de compresibilidad de Vázquez y Beggs

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.	
Presión, psia	141 – 9515
Razón gas disuelto - petróleo, SCF/STB	9,3 – 2199
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,066 – 2,226
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,511 – 1,351
Gravedad API del petróleo (°API)	15,3 – 59,5

Fuente: Modificada, BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

³³ BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

B. Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.³⁴: Esta correlación fue desarrollada a partir de 81 análisis PVT de muestras de fluidos obtenidos de yacimientos offshore en Texas y Louisiana (Golfo de México). La correlación desarrollada es la siguiente:

$$C_o = 1,705 \times 10^{-7} R_s^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} API^{0,3272} T^{0,6729} P^{-0,5906} \quad (59)$$

Donde la temperatura está en °F.

A continuación, se muestran los rangos de datos que se utilizaron al desarrollar la correlación.

Tabla 13. Rango de datos de la correlación de Petrosky, G.R. y Farshad, F.F.

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY, G.E. Y FARSHAD, F.F.	
Presión, psia	1700 – 10692
Temperatura, °F	114 – 288
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,1178 – 1,6229
Razón gas disuelto - petróleo, SCF/STB	217 – 1406
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,5781 – 0,8519
Compresibilidad del petróleo $\times 10^{-6}$, psi^{-1}	3,507 – 24,64
Gravedad API del petróleo, (°API)	16,3 – 45

Fuente: Modificada, PETROSKY, G.E. Jr. y FARSHAD, J.J. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1993. P. 395-406.

C. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.³⁵: Para la determinación de esta correlación se hizo una revisión bibliográfica de análisis PVT provenientes del Sureste Asiático (principalmente Indonesia), áreas offshore de Norte América, el

³⁴ PETROSKY, G.E. Jr. y FARSHAD, J.J. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1993. P. 395-406.

³⁵ KARTOATMODJO, Trijana y SCHMIDT, Zelimir. "New Correlations for Crude Oil Physical Properties". Society of Petroleum Engineers. 1993.

Medio Oriente y Latinoamérica. Un total de 5392 puntos de datos representativos de 740 muestras de crudo fueron analizados en el estudio. Los crudos fueron separados en dos grupos debido a las diferentes volatilidades. Un grupo contenía los crudos con API menor o igual a 30, y el otro los crudos con API mayor a 30. Se determinaron cuatro constantes experimentales para cada grupo.

$$C_o = 6,8257 \times 10^{-6} R_s^{0,5002} T^{0,76606} \gamma_{gc}^{-0,35505} P \quad (60)$$

Donde la temperatura está en °F.

Los rangos de aplicación para la correlación se presentan en la tabla 14.

Tabla 14. Rangos de la correlación de compresibilidad de Kartoatmodjo y Schmidt

RANGO DE DATOS DE LA CORRELACIÓN DE KARTOATMODJO Y SCHMIDT	
Presión de burbuja, psia	14,7 – 6054,7
Temperatura promedio, °F	75 – 320
Relación gas aceite, SCF/STB	0 – 2890
Gravedad API del aceite en tanque, °API	14,4 – 58,9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,379 – 1,709
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,007 – 2,144

Fuente: Modificada, KARTOATMODJO, Trijana y SCHMIDT, Zelimir. "New Correlations for Crude Oil Physical Properties". Society of Petroleum Engineers. 1993.

Kartoatmodjo, T. y Schmidt también desarrollaron una ecuación para corregir la gravedad específica del gas a una presión de separación de 114,7 psia, y los rangos de aplicación se muestran en la tabla 15.

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0,1595^\circ API^{0,4078} T_{sp}^{-0,2466} \log \left(\frac{P_{sp}}{114,7} \right) \right] \quad (61)$$

Donde la temperatura del separador está en °F.

Tabla 15. Rango de datos para la gravedad específica del gas corregida

RANGO DE DATOS PARA LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS CORREGIDA	
Presión del separador, psia	14,7 – 514,7
Temperatura del separador, °F	65 – 186
Gravedad API del petróleo, °API	14,4 – 58,9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,379 – 1,709

Fuente: Modificada, KARTOATMODJO, Trijana y SCHMIDT, Zelimir. "New Correlations for Crude Oil Physical Properties". Society of Petroleum Engineers. 1993.

2.1.6.2 Correlaciones para petróleo saturado: Las siguientes correlaciones fueron desarrolladas para calcular la compresibilidad del petróleo a presiones menores a la presión de burbuja.

A. Correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.³⁶: Las siguientes correlaciones fueron desarrolladas con base en información proveniente de 260 yacimientos de petróleo de diversos lugares del mundo. Se plantearon tres ecuaciones dependiendo de la cantidad de información disponible.

1. Se conoce la presión de burbuja del yacimiento

$$\ln C_o = -7,57 - 1,45 \ln P - 0,38 \ln P_b + 1,40 \ln T + 0,25 \ln ^\circ API + 0,44 \ln R_{sb} \quad (62)$$

2. No se conoce la presión de burbuja del yacimiento

$$\ln C_o = -7,663 - 1,497 \ln P - 1,115 \ln T + 0,533 \ln ^\circ API + 0,184 \ln R_{sb} \quad (63)$$

3. No se conoce la presión de burbuja ni la razón gas disuelto

$$\ln C_o = -7,114 - 1,394 \ln P - 0,981 \ln T + 0,770 \ln ^\circ API + 0,446 \ln \gamma_g \quad (64)$$

Donde la temperatura está en °R.

³⁶ McCAIN, William; ROLLINS, John y VILLENA, Alejandro. "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint". Society of Petroleum Engineers. 1988. P. 659-662.

En la siguiente tabla se muestran los rangos de datos utilizados para desarrollar la correlación.

Tabla 16. Rango de los datos para la correlación de McCain y Rollins

RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE McCAIN Y ROLLINS	
Presión, psia	500 – 5300
Presión de burbuja, psia	763 – 5300
Razón gas disuelto - petróleo, SCF/STB	15 – 1947
Temperatura, °F	78 – 330
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0,58 – 1,2
Gravedad API del petróleo, °API	18 – 52
Compresibilidad del petróleo $\times 10^{-6}$, psi^{-1}	31 – 6600

Fuente: McCAIN, William; ROLLINS, John y VILLENA, Alejandro. "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint". Society of Petroleum Engineers. 1988. P. 659-662.

2.1.7 Viscosidad del petróleo

2.1.7.1 Correlaciones para petróleo muerto: Las siguientes correlaciones fueron desarrolladas para calcular la viscosidad de crudos muertos (sin gas en solución), a condiciones de yacimiento.

A. Correlación de Beal, C.³⁷: Esta correlación fue desarrollada a partir de 98 muestras de crudo sin gas en solución a temperaturas superiores a 100 °F.

$$\mu_{od} = \left[0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{\text{°API}^{4,53}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^a \quad (65)$$

³⁷ BEAL, Carlton. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures". Society of Petroleum Engineers. 1946. P. 94-115. (66)

$$a = 10^{(0,43 + \frac{8,33}{\gamma_{API}})}$$

Donde la temperatura está en °F.

La siguiente tabla muestra los rangos de datos bajo los que se desarrolló la correlación.

Tabla 17. Rango de datos para la correlación de Beal, C.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE BEAL, C.	
Temperatura, °F	98 – 250
Gravedad del petróleo, °API	10 – 52,5
Viscosidad, cp	0,865 – 1,55

Fuente: Modificada, BEAL, Carlton. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures". Society of Petroleum Engineers. 1946. P. 94-115.

B. Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.³⁸: A partir de 460 mediciones de viscosidad de crudos muertos tomadas de 600 muestras, Beggs y Robinson desarrollaron la siguiente correlación.

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \tag{67}$$

$$x = yT^{-1,163} \tag{68}$$

$$y = 10^z \tag{69}$$

$$z = 3,0324 - 0,02023\gamma_o \tag{70}$$

Donde la temperatura está en °F.

³⁸ BEGGS, H.D. y ROBINSON, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems". Journal of Petroleum Technology. 1975. P. 1140-1141.

La tabla 18 muestra los rangos de datos bajo lo que se trabaja la correlación.

Tabla 18. Rango de los datos para la correlación de Beggs y Robinson

RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE CORRELACIÓN DE BEGGS, H.D. Y ROBINSON, J.R.	
Temperatura, °F	70 – 295
Presión, psia	15 – 5265
Gravedad del petróleo, °API	16 – 58
Razón gas disuelto – petróleo, SCF/STB	20 – 2070

Fuente: Modificada, BEGGS, H.D. y ROBINSON, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems". Journal of Petroleum Technology. 1975. P. 1140-1141.

C. Correlación de Egbogah, E.O.³⁹: La información utilizada en el desarrollo de esta correlación fue tomada de mediciones de viscosidad provenientes de 394 yacimientos de petróleo, y fue proporcionada por el Laboratorio de Análisis de Fluidos de Yacimientos de AGAT Ingeniería Ltd.

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1,8653 - 0,025086^{\circ}API - 0,5644 \log T \quad (71)$$

Donde la temperatura está en °F.

La correlación abarca los siguientes rangos de temperatura y gravedad API.

Tabla 19. Rango de los datos para la correlación de Egbogah, E.O.

RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE EGBOGAH, E.O.	
Temperatura, °F	59 – 176
Gravedad API del petróleo, °API	5 – 58

Fuente: Modificada, EGBOGAH, E.O. y Ng. J.T.H. "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems". Petroleum Society of Canada. 1983.

³⁹ EGBOGAH, E.O. y Ng. J.T.H. "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems". Petroleum Society of Canada. 1983.

2.1.7.2 Correlaciones para petróleo saturado: Las siguientes correlaciones fueron desarrolladas para calcular la viscosidad de crudos saturados ($P \leq P_b$).

A. Correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A., Jr.⁴⁰: Un total de 457 muestras de petróleo provenientes de áreas productoras de Estados Unidos, Canadá y Suramérica fueron utilizadas en el desarrollo de esta correlación.

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b \quad (72)$$

$$A = 10^{[R_s(2,2 \times 10^{-7} R_s - 7,4 \times 10^{-4})]} \quad (73)$$

$$b = \frac{0,68}{10^{8,62 \times 10^{-5} R_s}} + \frac{0,25}{10^{1,1 \times 10^{-3} R_s}} + \frac{0,062}{10^{3,74 \times 10^{-3} R_s}} \quad (74)$$

En la siguiente tabla se puede apreciar los rangos de aplicación para la correlación.

Tabla 20. Rango de los datos para la Correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A., Jr.

RANGO DE LOS DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE CHEW Y CONALLY	
Razón gas disuelto - petróleo, SCF/STB	51 – 3544
Viscosidad del petróleo muerto, cp	0,377 – 50

Fuente: Modificada, CHEW, Ju-Nam y CONALLY, Carl. "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1959. P. 23-25.

B. Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.⁴¹: Beggs y Robinson también desarrollaron una correlación para corregir la viscosidad del petróleo muerto por la

⁴⁰ CHEW, Ju-Nam y CONALLY, Carl. "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1959. P. 23-25.

⁴¹ BEGGS, H.D. y ROBINSON, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems". Journal of Petroleum Technology. 1975. P. 1140-1141.

presencia de gas disuelto. Los rangos de la tabla 17 también aplican para esta correlación.

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \quad (75)$$

$$A = 10,715(R_s + 100)^{-0,515} \quad (76)$$

$$B = 5,44(R_s + 150)^{-0,338} \quad (77)$$

C. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.⁴²: En este caso se consideró que existe una relación lineal entre el logaritmo de la viscosidad del petróleo muerto y el logaritmo de la viscosidad del petróleo saturado.

$$\mu_{ob} = -0,06821 + 0,9824A + 0,0004034A^2 \quad (78)$$

$$A = (0,2001 + 0,8428 \times 10^{-0,000845R_s})\mu_{od}^{(0,43+0,5165b)} \quad (79)$$

$$b = 10^{-0,00081R_s} \quad (80)$$

2.1.7.3 Correlaciones para petróleo subsaturado: Las siguientes correlaciones fueron desarrolladas para calcular la viscosidad de crudos subsaturados ($P > P_b$), a partir de su viscosidad en el punto de burbuja.

A. Correlación de Beal, C.⁴³: Esta correlación es resultado de relacionar 52 mediciones de viscosidad tomadas en 26 muestras de crudo, la mayoría

⁴² KARTOATMODJO, Trijana y SCHMIDT, Zelimir. "New Correlations for Crude Oil Physical Properties". Society of Petroleum Engineers. 1993.

⁴³ BEAL, Carlton. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures". Society of Petroleum Engineers. 1946. P. 94-115.

provenientes de California. La mitad de los datos provienen de petróleos subsaturados, y la otra mitad son mediciones de viscosidad en el punto de burbuja.

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0,001(P - P_b)} = 0,024\mu_{ob}^{1,6} + 0,038\mu_{ob}^{0,56} \quad (81)$$

La siguiente tabla muestra los rangos utilizados para desarrollar la correlación.

Tabla 21. Rango de datos para la correlación de Beal, C.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE BEAL, C.		
	A P _b	A P > P _b
Presión, psia	140 – 4135	1515 – 5515
Razón gas disuelto – petróleo, SCF/STB	12 – 1827	
Viscosidad, cp	0,142 – 127	0,16 – 315

Fuente: Modificada, BEAL, Carlton. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures". Society of Petroleum Engineers. 1946. P. 94-115.

B. Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.⁴⁴: Esta correlación fue derivada a partir de 3143 puntos de datos de viscosidad. La viscosidad puede variar entre 0,117 y 148 cp. Los demás rangos pueden verse en la tabla 12.

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (82)$$

$$m = 2,6P^{1,187} e^{(-11,513 - 8,98 \times 10^{-5}P)} \quad (83)$$

⁴⁴ BEGGS, M. y VÁZQUEZ, H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

C. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.⁴⁵: Un total de 5321 puntos de datos fueron utilizados para el desarrollo de esta correlación para aceite vivo.

$$\mu_o = 1,00081\mu_{ob} + 1,127 \times 10^{-3}(P - P_b)(-65,17 \times 10^{-4}\mu_{ob}^{1,8148} + 0,038\mu_{ob}^{1,59}) \quad (84)$$

2.1.7.4 Otras correlaciones: A continuación, en la tabla se presentan otras correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo a diferentes condiciones de presión. Estas también están incluidas en el catálogo de la herramienta.

Tabla 22. Otras correlaciones para calcular la viscosidad del petróleo

OTRAS CORRELACIONES PARA CALCULAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO		
Autor(es)	Petróleo	Correlación
Glaso, O.	Muerto	$\mu_{od} = 3,141 \times 10^{10} T^{-3,444} (\log \text{ } ^\circ\text{API})^{(10,313 \log T - 36,447)}$
Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.	Muerto	$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2,8177} (\log \text{ } ^\circ\text{API})^{(5,7526 \log T - 26,9718)}$
Elsharkawy y Gharbi	Muerto	$\log \mu_{od} = 10,7580 - 3,9154 \log \text{ } ^\circ\text{API} - 1,9364 \log T$
Labedi	Saturado	$\mu_{ob} = (10^{2,344 - 0,03542\gamma_o}) \frac{\mu_{od}^{0,6447}}{P_b^{0,426}}$
Frashad, LeBlanc, Garber y Osorio	Saturado	<p>Para $\mu_{od} \leq 4$ cp</p> $\mu_{ob} = A\mu_{od}^B + 0,04385$ $A = 0,10266 + 0,70607 \times 10^{(-0,00101R_s)}$ $B = 0,89057 + 0,11039 \times 10^{(-0,003127R_s)}$ <p>Para $\mu_{od} > 4$ cp</p> $\mu_{ob} = A\mu_{od}^B + 0,03612$ $A = 0,2 + 0,6942 \times 10^{(-0,03211R_s)}$ $B = -0,5207 + 1,5368 \times 10^{(-0,0000247R_s)}$

⁴⁵ KARTOATMODJO, Trijana y SCHMIDT, Zelimir. "New Correlations for Crude Oil Physical Properties". Society of Petroleum Engineers. 1993.

OTRAS CORRELACIONES PARA CALCULAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO		
Autor(es)	Petróleo	Correlación
Bergman	Saturado	$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B$ $A = e^{4,768 - 0,8359 \ln(R_s + 300)}$ $B = 0,555 + \frac{133,5}{R_s + 300}$
Elsharkawy y Alikhan	Subsaturado	$\mu_o = \mu_{ob} + 10^{-2,0771(P - P_b)} (\mu_{od}^{1,19279} \mu_{ob}^{-0,40712} P_b^{-0,7941})$
Elsharkawy y Gharbi	Subsaturado	$\mu_o = \mu_{ob} + M(P - P_b)$ $M = (-5612 + 9481\mu_{od} - 1459\mu_{od}^2 + 81\mu_{od}^3) \times 10^{-8}$

2.1.8 Densidad del petróleo

2.1.8.1 Ecuación de balance de materiales⁴⁶: Esta ecuación permite conocer la densidad del petróleo a cualquier presión y temperatura. La densidad se muestra como una función del gas disuelto, la gravedad específica del aceite, la gravedad del gas y el factor volumétrico de formación.

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_{gd}}{B_o} \quad (85)$$

La gravedad específica del gas disuelto está dada por la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gd} = \frac{12,5 + ^\circ API}{50} - 3,5715 \times 10^{-6} API R_s \quad (86)$$

⁴⁶ AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.

2.1.8.2 Ecuación de densidad a $P > P_b$ ⁴⁷: La siguiente ecuación puede ser utilizada para calcular la densidad del petróleo a presiones superiores a la presión de burbuja, siempre y cuando se conozca la densidad a la presión de burbuja.

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{[C_o(P_b - P)]} \quad (87)$$

Donde C_o es la compresibilidad isotérmica del petróleo (psi^{-1}), y ρ_{ob} es la densidad del petróleo en la presión de burbuja.

2.1.8.3 Correlación de Standing, M.B.⁴⁸: En esta correlación desarrollada por Standing, la densidad es una función del gas disuelto, la gravedad específica del aceite y del gas, y de la temperatura del sistema.

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{0,972 + 0,000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25(T - 460) \right]^{1,175}} \quad (88)$$

Donde la temperatura está en °R.

2.1.8.4 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. y Farshad, F.F.⁴⁹: Para esta correlación se estudiaron 81 muestras de crudo provenientes del Golfo de México.

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{[A(P^{0,4094} - P_b^{0,4094})]} \quad (89)$$

$$A = 4,1646 \times 10^{-7} R_{sb}^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} API^{0,3272} (T - 460)^{0,6729} \quad (90)$$

Donde la temperatura está en °R.

⁴⁷ BANZER, Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". Maracaibo. 1996.

⁴⁸ AHMED. Op. cit., p. 198.

⁴⁹ PETROSKY, G.E. Jr. y FARSHAD, J.J. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1993. P. 395-406.

2.1.8.5 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.⁵⁰: Vázquez y Beggs propusieron el cálculo de la densidad del petróleo como una función exponencial dependiente de la presión y temperatura del yacimiento, el gas disuelto y la gravedad específica del gas y el petróleo.

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{A \ln\left(\frac{P}{P_b}\right)} \quad (91)$$

$$A = 10^{-5}[-1433 + 5R_{sb} + 17,2(T - 460) - 1,180\gamma_{gc} + 12,61^\circ API] \quad (92)$$

Donde la temperatura está en °R.

La gravedad específica del gas corregida puede calcularse utilizando la ecuación 28 propuesta por Vázquez y Beggs.

2.1.9 Tensión interfacial gas - petróleo

2.1.9.1 Correlación de Baker, O. y Swerdloff, W.⁵¹: Esta correlación permite calcular la tensión interfacial del petróleo sin gas en solución y a presión atmosférica.

$$\sigma_t = \sigma_{68} - \frac{(T - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32} \quad (93)$$

$$\sigma_{68} = 39 - 0,2571^\circ API \quad (94)$$

$$\sigma_{100} = 37,5 - 0,2571^\circ API \quad (95)$$

⁵⁰ AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.

⁵¹ BAKER, O. y SWERDLOFF, W. "Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids". Oil and Gas J. 1956. P. 125.

Donde σ_{68} y σ_{100} son los valores de tensión interfacial a 68 y 100 °F respectivamente. No es recomendable hacer extrapolaciones por fuera del rango propuesto debido a que el efecto de la temperatura sobre la tensión interfacial es desconocido. Es por esto que, si los valores se salen de este rango, se deben utilizar los extremos.

2.2 CORRELACIONES PARA CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL GAS

2.2.1 Gravedad específica del gas: Partiendo de la siguiente definición se obtiene una ecuación para calcular la gravedad específica del gas natural.

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{PM}{RT} \quad (96)$$

$$\gamma_g = \frac{\frac{PM_g}{RT}}{\frac{PM_a}{RT}} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28,96} \quad (97)$$

Donde:

M_g = Peso molecular de la mezcla gaseosa (lb/lb-mol)

M_a = Peso molecular del aire (lb/lb-mol)

2.2.2 Presión y Temperatura pseudocríticas de gases naturales

2.2.2.1 Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Alden, R.C.⁵²: A través de esta correlación se pueden calcular las propiedades pseudocríticas de gases naturales y gases condensados en función de su gravedad específica.

⁵² BROWN, G.G.; KATZ, D.L.; OBERFELL, G.G. y ALDEN, R.C. "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons". Natural Gasoline Association of America. 1948. P. 24-32.

Para gas natural:

$$P_{scHC} = 677 + 15\gamma_{gHC} - 37,5\gamma_{gHC}^2 \quad (98)$$

$$T_{scHC} = 168 + 325\gamma_{gHC} - 12,5\gamma_{gHC}^2 \quad (99)$$

Para gas condensado:

$$P_{scHC} = 706 + 51,7\gamma_{gHC} - 11,1\gamma_{gHC}^2 \quad (98)$$

$$T_{scHC} = 187 + 330\gamma_{gHC} - 71,5\gamma_{gHC}^2 \quad (99)$$

El subíndice HC hace referencia a que solo se tienen en cuenta los componentes hidrocarburos de la mezcla, mas no la mezcla total de componentes.

En caso de que en la mezcla gaseosa haya presencia significativa de contaminantes (>5% V), es necesario corregir la gravedad específica de esta mediante la siguiente ecuación.

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0,967y_{N_2} - 1,52y_{CO_2} - 1,18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}} \quad (100)$$

2.2.2.2 Correlación de Sutton, R.P.⁵³: A partir del estudio de 264 muestras de gas natural, Sutton propuso las siguientes correlaciones:

$$P_{scHC} = 756,8 + 131\gamma_{gHC} - 3,6\gamma_{gHC}^2 \quad (101)$$

$$T_{scHC} = 169,2 + 349,5\gamma_{gHC} - 74\gamma_{gHC}^2 \quad (102)$$

Estas cantidades deben ser corregidas por la presencia de componentes no hidrocarburos, haciendo uso de las siguientes ecuaciones:

⁵³ SUTTON, R.P. "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases". Society of Petroleum Engineers. 1985.

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} + 493y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} + 227y_{N_2} + 548y_{CO_2} + 672y_{H_2S} \quad (103)$$

$$(104)$$

El subíndice M hace referencia a la mezcla total de gases, incluyendo compuestos no hidrocarburos.

2.2.3 Presión y Temperatura pseudocríticas del componente pesado

2.2.3.1 Correlación de Mathews, T.A., Roland, C.H. y Katz, D.L.⁵⁴: A través de un conjunto de micro-destilaciones de la fracción pesada de algunos condensados, se desarrolló una correlación para calcular las propiedades pseudocríticas del C7+ en función de su gravedad específica y su peso molecular.

$$P_{scC7+} = 1188 - 431 \log(M_{C7+} - 61,1) + [2319 - 852 \log(M_{C7+} - 53,71)](\gamma_{C7+} - 0,8) \quad (105)$$

$$T_{scC7+} = 608 + 364 \log(M_{C7+} - 71,2) + (2450 \log M_{C7+} - 3800) \log \gamma_{C7+} \quad (106)$$

2.2.3.2 Correlación de Kessler, M.G. y Lee, B.I.⁵⁵: En esta correlación, el cálculo de las propiedades pseudocríticas está en función de la temperatura de ebullición de la fracción pesada y de su gravedad específica.

$$P_{scC7+} = \exp \left(8,3634 - \frac{0,0566}{\gamma_{C7+}} - \left(0,24244 + \frac{2,2898}{\gamma_{C7+}} + \frac{0,11857}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b \times 10^{-3} \right. \\ \left. + \left(1,4685 + \frac{3,648}{\gamma_{C7+}} + \frac{0,40227}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b^2 \times 10^{-7} - \left(0,42019 + \frac{1,6977}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b^3 \right. \\ \left. \times 10^{-10} \right) \quad (107)$$

⁵⁴ MATHEWS, T.A.; ROLAND, C.H. y KATZ, D.L. "High Pressure Gas Measurement". Proceedings NGAA. 1942.

⁵⁵ KESSLER, M.G. y LEE, B.I. "Improve Prediction of Enthalpy of Fractions". Hydrocarbon Process. 1976. P. 153.158.

$$T_{scC7+} = 341,7 + 811\gamma_{C7+} + (0,4244 + 0,1174\gamma_{C7+})T_b + (0,4669 - 3,2623\gamma_{C7+})\frac{10^{-5}}{T_b}$$

Donde la temperatura de ebullición está en °R. (108)

Whitson⁵⁶ propuso la siguiente ecuación para hacer el cálculo de la temperatura de ebullición:

$$T_b = [4,5579M_{C7+}^{0,15178}\gamma_{C7+}^{0,15427}]^3 \quad (109)$$

2.2.4 Factor volumétrico del gas: Partiendo de la definición de factor volumétrico del gas se puede obtener la siguiente ecuación.

$$B_g = \frac{(V_g)_{yac}}{(V_g)_{sc}} = \frac{(nzRT/p)_{yac}}{(nzRT/p)_{sc}} \quad (110)$$

Debido a que el número de moles es constante, z a condiciones estándar es igual a 1 y el valor de la constante R no cambia se tiene que:

$$B_g = \frac{(zT)_{yac}P_{sc}}{T_{sc}P_{yac}} = \frac{14,7(zT)_{yac}}{(60 + 460)P_{yac}} = 0,02827 \frac{zT}{P} \left(\frac{ft^3}{SCF} \right) \quad (111)$$

$$B_g = 0,0053 \frac{zT}{P} \left(\frac{bbl}{SCF} \right) \quad (112)$$

Donde la temperatura está en °R.

⁵⁶ WHITSON, Curtis. "Effect of C7+ Properties on Equation of State Predictions". Society of Petroleum Engineers. 1984. P. 685-696.

2.2.5 Viscosidad del gas

2.2.5.1 Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. y Burrows, D.B.⁵⁷: El procedimiento para calcular la viscosidad del gas es el siguiente:

1. Calcular la viscosidad del gas a 1 atm. y temperatura, sin corregir.

$$\mu_{g1} = (1,709 \times 10^{-5} - 2,062 \times 10^{-6} \gamma_g)T + 8,188 \times 10^{-3} - 6,15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \quad (113)$$

2. Calcular las correcciones por componentes no hidrocarburos.

$$C_{N_2} = y_{N_2}(8,48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9,59 \times 10^{-3}) \quad (114)$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2}(9,08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6,24 \times 10^{-3}) \quad (115)$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S}(8,49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3,73 \times 10^{-3}) \quad (116)$$

3. Calcular la viscosidad del gas a 1 atm. y temperatura, corregida por impurezas.

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \quad (117)$$

4. Calcular la razón μ_g/μ_{g1} utilizando el ajuste propuesto por Dempsey⁵⁸.

$$\begin{aligned} \ln \left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr} \right) = & a_0 + a_1 P_{sr} + a_2 P_{sr}^2 + a_3 P_{sr}^3 + T_{sr} (a_4 + a_5 P_{sr} + a_6 P_{sr}^2 + a_7 P_{sr}^3) \\ & + T_{sr}^2 (a_8 + a_9 P_{sr} + a_{10} P_{sr}^2 + a_{11} P_{sr}^3) \\ & + T_{sr}^3 (a_{12} + a_{13} P_{sr} + a_{14} P_{sr}^2 + a_{15} P_{sr}^3) \end{aligned} \quad (118)$$

Los valores de P_{sr} y T_{sr} pueden variar con buenos resultados en los siguientes resultados: $1 \leq P_{sr} \leq 2$ y $1,2 \leq T_{sr} \leq 3$.

⁵⁷ CARR, N.L.; KOBAYASHI, R. y BURROWS, D.B. "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure". Journal of Petroleum Technology. 1954. P. 47-55.

⁵⁸ STANDING, M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oilfield Hydrocarbon Systems". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1977.

5. Calcular la viscosidad del gas.

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} \right) \mu_{g1c} \quad (119)$$

En la siguiente tabla se muestran los valores de los coeficientes para la ecuación 118.

Tabla 23. Coeficientes para la ecuación de Dempsey

Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor
a_0	-2,46211820	a_8	$-7,93385684 \times 10^{-1}$
a_1	2,97054714	a_9	1,39643306
a_2	$-2,86264054 \times 10^{-1}$	a_{10}	$-1,49144925 \times 10^{-1}$
a_3	$8,05420522 \times 10^{-3}$	a_{11}	$4,41015512 \times 10^{-3}$
a_4	2,80860949	a_{12}	$8,39387178 \times 10^{-2}$
a_5	-3,49803305	a_{13}	$-1,86408848 \times 10^{-1}$
a_6	$3,60373020 \times 10^{-1}$	a_{14}	$2,03367881 \times 10^{-2}$
a_7	$-1,04432413 \times 10^{-2}$	a_{15}	$-6,09579263 \times 10^{-4}$

2.2.5.2 Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E.⁵⁹: En el desarrollo de esta correlación se midió la viscosidad de cuatro muestras de gases naturales a temperaturas entre 100 y 340 °F y presiones entre 100 y 8000 psia.

$$\mu_g = \frac{K e^{(K \rho_g^Y)}}{10^4} \quad (120)$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M) T^{1,5}}{209 + 19M_g + T} \quad (121)$$

$$Y = 2,4 - 0,2X \quad (122)$$

$$\rho_g = 1,4935 \times 10^{-3} \frac{PM_g}{zT} \quad (123)$$

Donde la temperatura está en °R.

⁵⁹ LEE, A.L.; GONZÁLEZ, M.H. y EAKIN, B.E. "The Viscosity of Natural Gases". Journal of Petroleum Technology. 1966. P. 997-1000.

2.2.5.3 Correlación de Dean y Stiel⁶⁰: Para calcular la viscosidad del gas, Dean y Stiel propusieron el siguiente procedimiento.

1. Calcular el parámetro de viscosidad de la mezcla de gas.

$$\varepsilon_m = 5,4402 \frac{(T_{pc})^{1/6}}{(M_g)^{0,5} (P_{pc})^{2/3}} \quad (124)$$

2. Calcular la viscosidad del gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento.

Para $T_{pr} \leq 1,5$

$$\mu_1 = 34 \times 10^{-5} \frac{(T_{pr})^{8/9}}{\varepsilon_m} \quad (125)$$

Para $T_{pr} > 1,5$

$$\mu_1 = \frac{166,8 \times 10^{-5} (0,1338 T_{pr} - 0,0932)^{5/9}}{\varepsilon_m} \quad (126)$$

3. Calcular la viscosidad del gas a condiciones del yacimiento.

$$\mu_g = \mu_1 + \frac{10,8 \times 10^{-5} (e^{1,439\rho_r} - e^{-1,111(\rho_r)^{1,888}})}{\varepsilon_m} \quad (127)$$

2.2.6 Densidad del gas: Partiendo de la definición de los gases reales se puede obtener una ecuación para calcular la densidad del gas.

$$PV = znRT \quad (128)$$

El número de moles puede ser expresado de la siguiente manera:

$$n = \frac{m}{28,96\gamma_g} \quad (129)$$

⁶⁰ AHMED, Tarek. "Hydrocarbon Phase Behavior: Contributions in Petroleum Geology and Engineering". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 1989.

El valor de la constante R es de 10,73 psia*ft³/lb-mol*°R. Al remplazar n y R en la ecuación ## se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{28,96P\gamma_g}{10,73zT} = 2,70 \frac{P\gamma_g}{zT} \quad (130)$$

Donde la temperatura está en °R.

2.3 CORRELACIONES PARA CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL AGUA

2.3.1 Razón gas disuelto - agua

2.3.1.1 Correlación de Culberson, O.L. y McKetta, J.J., Jr.⁶¹: Culberson y McKetta desarrollaron una correlación para calcular la razón gas disuelto - agua de la salmuera en función del porcentaje de sales disuelto.

$$R_{swp} = A + BP + CP^2 \quad (131)$$

$$A = 8,15839 - 6,12265 \times 10^{-2}T + 1,91663 \times 10^{-4}T^2 - 2,1654 \times 10^{-7}T^3 \quad (132)$$

$$B = 1,0102 \times 10^{-2} - 7,4424 \times 10^{-5}T + 3,0555 \times 10^{-7}T^2 - 2,9488 \times 10^{-10}T^3$$

$$C = (-9,02505 + 0,130237T - 8,53425 \times 10^{-4}T^2 + 2,34122 \times 10^{-6}T^3 - 2,37049 \times 10^{-9}T^4) \times 10^{-7} \quad (133)$$

(134)

Donde la temperatura está en °F, y el subíndice P hace referencia al agua pura.

⁶¹ CULBERSON, O.L. y MCKETTA, J.J. Jr. "Phase Equilibria in Hydrocarbon-Water Systems III - The Solubility of Methane in Water at Pressures to 10.000 PSIA. Society of Petroleum Engineers. 1951. P. 223-226.

Esta solubilidad en el agua pura debe corregirse por la salinidad del agua, utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{-0,0840655ST^{-0,285854}} \quad (135)$$

Donde S es el porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)

2.3.1.2 Correlación de McCoy, R.L.⁶²: De igual modo, McCoy propuso una ecuación para corregir la razón gas disuelto en función del porcentaje de sólidos disueltos.

$$R_{swp} = A + BP + CP^2 \quad (136)$$

$$A = 2,12 + 3,45 \times 10^{-3}T - 3,59 \times 10^{-5}T^2 \quad (137)$$

$$B = 0,0107 - 5,26 \times 10^{-5}T + 1,48 \times 10^{-7}T^2 \quad (138)$$

$$C = -8,57 \times 10^{-7} + 3,9 \times 10^{-9}T - 1,02 \times 10^{-11}T^2 \quad (139)$$

Donde la temperatura está en °F.

Luego se debe hacer la corrección por salinidad del agua, así:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 - (0,0753 - 1,73 \times 10^{-4}T)S \quad (140)$$

Donde S es el porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)

⁶² McCOY, R.L. "Microcomputer Programs for Petroleum Engineers: Vol 1, Reservoir Engineering and Formation Evaluation". Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1983.

2.3.2 Factor volumétrico del agua

2.3.2.1 Correlación de McCain, W.D.⁶³: En esta correlación el factor volumétrico es una función de los cambios en el volumen de agua producidos por la presión y la temperatura.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT}) \quad (138)$$

$$\Delta V_{wT} = -1,0001 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-2}T + 5,50654 \times 10^{-7}T^2 \quad (139)$$

$$\Delta V_{wP} = -1,953 \times 10^{-9}PT - 1,7283 \times 10^{-13}P^2T - 3,5892P - 2,2534 \times 10^{-10}P^2 \quad (140)$$

Donde la temperatura está en °F.

2.3.2.2 Correlación de McCoy, R.L.⁶⁴: McCoy desarrolló correlaciones tanto para el agua libre de gas, como para el agua saturada con gas.

$$B_{wp} = A + BP + CP^2 \quad (141)$$

Para agua pura libre de gas:

$$A = 0,9947 + 5,8 \times 10^{-6}T + 1,02 \times 10^{-6}T^2 \quad (142)$$

$$B = -4,228 \times 10^{-6} + 1,8376 \times 10^{-8}T - 6,77 \times 10^{-11}T^2 \quad (143)$$

$$C = 1,3 \times 10^{-10} - 1,3855 \times 10^{-12}T + 4,285 \times 10^{-15}T^2 \quad (144)$$

Para agua pura saturada con gas:

⁶³ McCAIN, William. "The Properties of Petroleum Fluids". Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Company, 1990.

⁶⁴ McCOY, R.L. "Microcomputer Programs for Petroleum Engineers: Vol 1, Reservoir Engineering and Formation Evaluation". Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1983.

$$A = 0,9911 + 6,35 \times 10^{-5}T + 8,5 \times 10^{-7}T^2 \quad (145)$$

$$B = -1,093 \times 10^{-6} - 3,497 \times 10^{-9}T - 4,57 \times 10^{-12}T^2 \quad (146)$$

$$C = -5 \times 10^{-11}6,429 \times 10^{-13}T + 1,43 \times 10^{-15}T^2 \quad (147)$$

Donde la temperatura está en °F.

2.3.3 Compresibilidad isotérmica del agua

2.3.3.1 Correlación de Dodson, C.R. y Standing, M.B.⁶⁵: Para el desarrollo de esta correlación se utilizó un gas con gravedad específica de 0,655, agua destilada y dos tipos de salmuera obtenidas de los tanques del campo.

$$C_{wp} = \frac{A + BT + CT^2}{10^6} \quad (148)$$

$$A = 3,8546 - 1,34 \times 10^{-4}P \quad (149)$$

$$B = -0,01052 + 4,77 \times 10^{-7}P \quad (150)$$

$$C = 3,9267 \times 10^{-5}P - 8,8 \times 10^{-10}P \quad (151)$$

Donde la temperatura está en °F.

Es necesario corregir la compresibilidad del agua por el efecto de la solubilidad del gas y de los sólidos disueltos.

$$\frac{C_w}{C_{wp}} = 1 + 8,9 \times 10^{-3}R_{sw} \quad (152)$$

Donde:

R_{sw} = Razón gas disuelto - agua (SCF/STB)

⁶⁵ STANDING, M.B. y DODSON, C.R. "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas - Water Mixtures". American Petroleum Institute. 1944. P. 173-17.

$$\frac{C_w}{C_{wp}} = 1 + S^{0,7}(-5,2 \times 10^{-2} + 2,7 \times 10^{-4}T - 1,14 \times 10^{-4}T^2 + 1,121 \times 10^{-9}T^3) \quad (153)$$

Donde:

S = Porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)

2.3.3.2 Correlación de Osif, T.L.⁶⁶: En esta correlación las muestras fueron tratadas dentro de los siguientes rangos de datos: $1000 < P$ (psia) < 20000 , $200 < T$ (°F) < 270 y $0 < S$ (gr/L) < 200 .

$$C_w = \frac{1}{7,033P + 541,5S - 537T + 403300} \quad (154)$$

Donde la temperatura está en °F y S es la salinidad del agua (gr/L) (=ppm/58443)

2.3.4 Viscosidad del agua

2.3.4.1 Correlación de Van Wingen, N.⁶⁷: En esta correlación la viscosidad del agua se presenta como una función de la temperatura.

$$\mu_w = e^{(1,003 - 1,479 \times 10^{-2}T + 1,982 \times 10^{-2}T^2)} \quad (155)$$

Donde la temperatura está en °F.

⁶⁶ OSIF, Terry. "The Effects of Salt, Gas, Temperature and Pressure on the Compressibility of Water". Society of Petroleum Engineers. 1988. P. 175-181.

⁶⁷ VAN WINGEN, N. "Viscosity of Air, Water, Natural Gas and Crude Oil at Varying Pressure and Temperatures". American Petroleum Institute. 1950.

2.3.4.2 Correlación de Matthews, C.S. y Russel, D.G.⁶⁸: En esta correlación se calcula la viscosidad del agua a presión atmosférica en función de su salinidad y la temperatura, para luego hacer una corrección por presión.

$$\mu_{w1} = A + \frac{B}{T} \quad (156)$$

$$A = -0,04518 + 0,009313S - 0,000393S^2 \quad (157)$$

$$B = 70,634 + 0,09576S^2 \quad (158)$$

Donde la temperatura está en °F y S el porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)

El factor para corregir la viscosidad del agua por la presión se calcula así:

$$f = 1 + 3,5 \times 10^{-12} P^2 (T - 40) \quad (159)$$

Donde la temperatura está en °F.

2.3.4.3 Correlación de McCain, W.D., Jr.⁶⁹: La correlación propuesta por McCain se ajusta a un rango entre 100 y 400 °F y a salinidades inferiores a 26%.

$$\mu_{w1} = AT^B \quad (160)$$

$$A = 109,574 - 8,40564S + 0,313314S^2 + 8,72213 \times 10^{-3} S^3 \quad (161)$$

$$B = -1,12166 + 2,63951 \times 10^{-2} S - 6,79461 \times 10^{-4} S^2 - 5,74119 \times 10^{-5} S^3 + 1,55586 \times 10^{-6} S^4 \quad (162)$$

⁶⁸ MATTHEWS, C.S. y RUSSELL, D.G. "Pressure Buildup and Flow Tests in Well". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1967.

⁶⁹ McCAIN, William. "The Properties of Petroleum Fluids". Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Company, 1990.

Donde la temperatura está en °F.

La viscosidad calculada debe ser corregida por efecto de la presión, utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0,9994 + 4,0295 \times 10^{-5}P + 3,1062 \times 10^{-9}P^2 \quad (163)$$

2.3.4.4 Correlación de McCoy, R.L.⁷⁰: La viscosidad del agua se presenta como una función de la temperatura y el porcentaje de sólidos disueltos.

$$\mu_{wp} = 0,02414 \times 10^{\left(\frac{247,8}{T-140}\right)} \quad (164)$$

Donde la temperatura está en °K.

La corrección por sólidos disueltos se realiza con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \frac{\mu_w}{\mu_{wp}} = & 1 - 1,87 \times 10^{-3}S^{0,5} + 2,18 \times 10^{-4}S^{2,5} \\ & + (T^{0,5} - 1,35 \times 10^{-2}T)(2,76 \times 10^{-3}S - 3,44 \times 10^{-4}S^{1,5}) \end{aligned} \quad (165)$$

Donde la temperatura está en °F y S el porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)

⁷⁰ McCOY, R.L. "Microcomputer Programs for Petroleum Engineers: Vol 1, Reservoir Engineering and Formation Evaluation". Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1983.

2.3.5 Densidad del agua

2.3.5.1 Correlación de McCain⁷¹: La siguiente correlación es utilizada para calcular la densidad del agua a condiciones de presión atmosférica, en función de la salinidad.

$$\rho_{w1} = 62,368 + 0,438603S + 1,60074 \times 10^{-3}S^2 \quad (166)$$

Donde S es el porcentaje por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm).

2.3.6 Tensión interfacial gas - agua

2.3.6.1 Correlación de Jennings, H.Y. Jr. y Newman, G.H.⁷²: Agua destilada y normal decano proporcionados por Phillips Petroleum Company fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. No se recomienda utilizar presiones mayores a 8000 psia y temperaturas superiores a 350 °F.

$$\sigma_{gw} = A + BP + CP^2 \quad (166)$$

$$A = 79,1618 - 0,118978T \quad (167)$$

$$B = -5,28473 \times 10^{-3} + 9,87913 \times 10^{-3}T \quad (168)$$

$$C = (2,33814 - 4,57194 \times 10^{-4}T - 7,52678 \times 10^{-6}T^2) \times 10^{-7} \quad (169)$$

Donde la temperatura está en °F.

⁷¹ McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

⁷² JENNINGS, H.Y. y NEWMAN, G.H. "The Effect of Temperature and Pressure on the Interfacial Tension of Water Against Methane-Normal Decane Mixtures. Society of Petroleum Engineers. 1971. P. 171-175.

3. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL ORION 1.0

En este capítulo se describe el proceso de creación de la herramienta computacional ORION 1.0; desde la etapa de programación hasta el diseño de la interfaz gráfica. También se muestra la manera como se incorporaron los elementos del marco teórico en el diseño de la herramienta. Finalmente, se presentan nociones básicas para comprender el manejo de la herramienta y se dan a conocer las funciones con las que fue dotada.

3.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA

La herramienta computacional ORION 1.0 es un software libre creado con propósitos académicos que permite al usuario hacer cálculos de las propiedades de los fluidos del yacimiento de una manera didáctica y rápida. Esto es posible gracias al uso de diversas correlaciones numéricas desarrolladas a partir de muestras de fluidos de campos a nivel mundial. Con esta herramienta el usuario puede determinar cuál es la correlación que mejor se ajusta a un conjunto de datos obtenidos de un campo o laboratorio. Asimismo, puede estudiar el comportamiento de determinada propiedad al ocurrir una variación en uno de los parámetros de los que está en función dicha propiedad.

El objetivo principal de la creación de este software es brindar una ayuda tecnológica a la asignatura Propiedades de los Fluidos del Yacimiento de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, debido a la creciente necesidad de darle un enfoque más didáctico al proceso de aprendizaje. Gracias a la herramienta ORION 1.0 los estudiantes serán capaces de analizar con mayor facilidad el comportamiento de

las propiedades de los fluidos a medida que ciertos parámetros del yacimiento como la presión y la temperatura cambian.

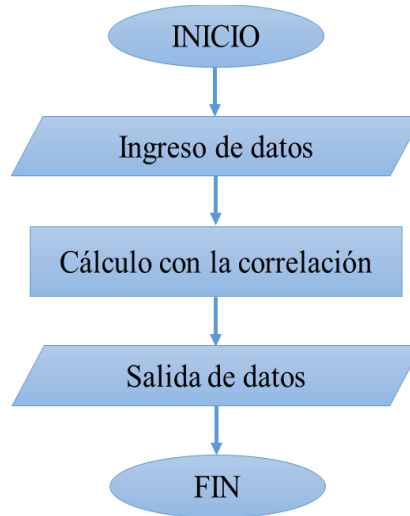
Una gran ventaja que presenta la herramienta es su capacidad de determinar qué correlaciones pueden ser utilizadas a partir de la cantidad de información que el usuario tenga a su disposición. Esto es posible gracias a un proceso interactivo usuario - software de dos simples pasos; primero el usuario da a conocer a la herramienta cuáles son los datos que es capaz de proporcionar para que posteriormente la herramienta haga un reconocimiento de la información y establezca si esta es suficiente para suministrar resultados útiles.

Esta herramienta fue desarrollada mediante el lenguaje de programación orientado a objetos Visual Basic .NET, a través de Microsoft Visual Studio 2015. Para consultar más acerca de las funciones que ofrece la herramienta se creó una sección “Ayuda” y un manual del usuario.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO UTILIZANDO VISUAL BASIC .NET

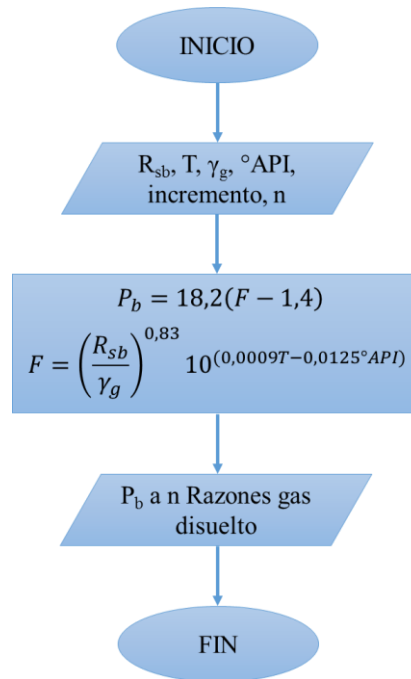
El lenguaje Visual Basic .NET es un lenguaje de programación orientado a objetos incorporado en el entorno de desarrollo interactivo Microsoft Visual Studio 2015. Es de gran utilidad en la creación de aplicaciones y servicios web, aplicaciones para escritorio y aplicaciones móviles. Para crear el código de la herramienta se partió de un diagrama de flujo que expusiera de manera general el procesamiento de la información, desde el ingreso de los datos hasta la obtención de resultados, tal como se muestra a continuación.

Figura 13. Diagrama de flujo general para los cálculos



La forma general de este diagrama de flujo fue adaptada para cada caso específico conservando siempre la misma estructura. En el ingreso de datos el usuario proporciona a la herramienta la información requerida para el cálculo de la propiedad, el cálculo es realizado con la respectiva correlación, y la salida de datos muestra en forma de tablas y gráficos los resultados del cálculo. El siguiente diagrama de flujo para la correlación de presión de burbuja propuesta por Standing ilustra lo anteriormente dicho.

Figura 14. Diagrama de flujo para la correlación de Standing, M.B.



Seguidamente, se muestra en detalle la estructura del código de la correlación de Standing, M.B. para presión de burbuja en Microsoft Visual Studio 2015. Al igual que los diagramas de flujo, este código modelo fue adaptado a cada correlación, aunque todos conservan la misma estructura.

Figura 15. Código correspondiente a la correlación de Standing, M.B.

```
Public Class Form15
    Private Sub Button1_Click(sender As Object, e As EventArgs) Handles Button1.Click
        Dim i As Integer
        Dim n1 As Integer
        Dim n2 As Double
        Dim n3 As Double
        Dim n4 As Double
        Dim n5 As Double
        Dim n6 As Double
        Dim Rs(100) As Double
        Dim F(100) As Double
        Dim Pb(100) As Double

        'Calculo de la Presion de burbuja'

        'Numero de datos a calcular'
        n1 = TextBox1.Text

        'Primer valor'
        n2 = TextBox2.Text

        'Incremento'
        n3 = TextBox3.Text

        'Gravedad API'
        n4 = TextBox4.Text

        'Gravedad especifica del gas'
        n5 = TextBox5.Text

        'Temperatura'
        n6 = TextBox6.Text

        Rs(1) = n2

        For i = 2 To n1
            Rs(i) = Rs(i - 1) + n3
        Next

        For i = 1 To n1
            F(i) = (Rs(i) / n5) ^ 0.83 * 10 ^ ((0.00091 * n6) - (0.0125 * n4))
        Next

        For i = 1 To n1
            Pb(i) = 18.2 * (F(i) - 1.4)
        Next

        For i = 1 To n1
            DataGridView1.Rows.Add(i, Rs(i), Pb(i))
        Next
        DataGridView1.Show()
        Chart1.Hide()
    End Sub
End Class
```

INICIO
Declaración de variables

INGRESO DE DATOS

CÁLCULO CON LA CORRELACIÓN

SALIDA DE DATOS

FIN

Tanto los códigos como los diagramas de flujo elaborados para la sección de cálculos estadísticos y comparaciones fueron elaborados utilizando una estructura similar. En caso de que se desee consultar esta información, así como otros ejemplos de códigos, puede dirigirse al Anexo A del presente libro.

3.3 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA

Mediante la utilización de objetos como botones, menús, formas y gráficos, el código elaborado puede ser presentado al usuario en un lenguaje familiar y de fácil comprensión, haciendo uso de una interfaz didáctica y de cómoda ejecución. El primer paso en el diseño de la herramienta fue crear una pantalla de inicio en la cual se mostrará fácilmente cómo comenzar a utilizar la herramienta.

Figura 16. Pantalla de inicio de la herramienta ORION 1.0



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

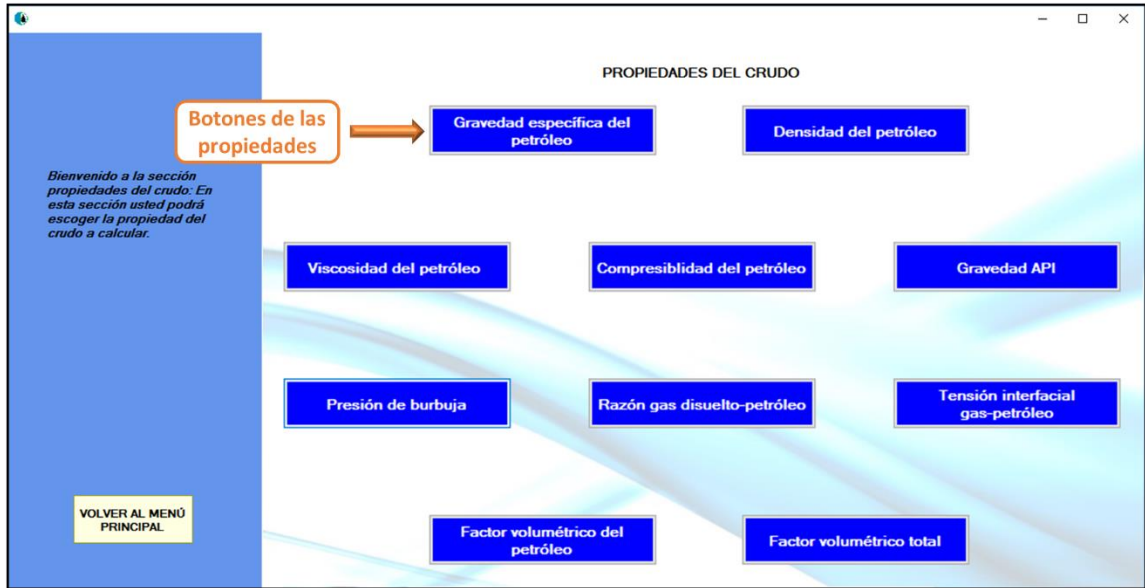
Esta pantalla de inicio está conformada por los siguientes elementos:

- Instrucciones de inicio: Es un pequeño cuadro de texto en el que se describen brevemente las funciones de la herramienta.
- Módulos principales: La herramienta cuenta con tres módulos principales y cada uno hace alusión a un fluido del yacimiento (petróleo, gas y agua). Al hacer clic sobre uno de ellos se puede acceder a las propiedades físicas principales de dicho fluido.

- Barra de menús: A través de los menús que ofrece esta barra se pueden ejecutar funciones de la herramienta como abrir un nuevo proyecto, cargar o guardar un archivo, acceder a las opciones de ayuda o ingresar a la sección de cálculos estadísticos y comparación de correlaciones que ofrece la herramienta. Esta sección será tratada en detalle más adelante.
- Botón de Ayuda: Al presionar este botón se puede acceder al manual del usuario de la herramienta ORION 1.0, mediante el cual el usuario puede conocer toda la funcionalidad que ofrece la herramienta, el paso a paso a seguir para utilizar dichas funciones, además de dar respuesta a las preguntas más frecuentes que puedan existir.
- Botón Acerca de: Es un botón mediante el cual se accede a la información referente a la herramienta, tal como información sobre los fabricantes, licencia, versión de software, utilidad de la herramienta, así como otros datos adicionales que puedan ser de interés para el usuario.

Una vez diseñado el menú principal de la herramienta se prosiguió con la creación de las ventanas en las cuales se muestra el listado de las propiedades físicas disponibles a calcular para cada uno de los fluidos del yacimiento. A través de los módulos principales es posible acceder a la lista de propiedades que abarca cada fluido.

Figura 17. Ventana de propiedades del petróleo



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Seguidamente, para algunas propiedades se elaboraron ventanas de preselección, mediante las cuales el usuario da a conocer a la herramienta la información a su disposición con el objetivo de conocer cuáles son las correlaciones que debería utilizar teniendo en cuenta esta información. Estas ventanas pueden basarse en las variables requeridas para los cálculos o en los rangos de datos que utilizan las correlaciones.

Figura 18. Ventanas de preselección para la presión de burbuja del petróleo

The figure consists of two side-by-side screenshots of a software interface titled "Razón gas disuelto-petróleo".

The left screenshot shows a list of seven properties with checkboxes:

- Gravedad específica del petróleo
- Gravedad específica del gas
- Gravedad API del petróleo
- Presión del yacimiento
- Temperatura del yacimiento
- Presión del separador
- Temperatura del separador

The right screenshot shows three steps for defining value ranges:

1) Escriba el rango de valores para la temperatura en el que desea trabajar:
Valor inicial =
Valor final =

2) Escriba el rango de valores para la gravedad API en el que desea trabajar:
Valor inicial =
Valor final =

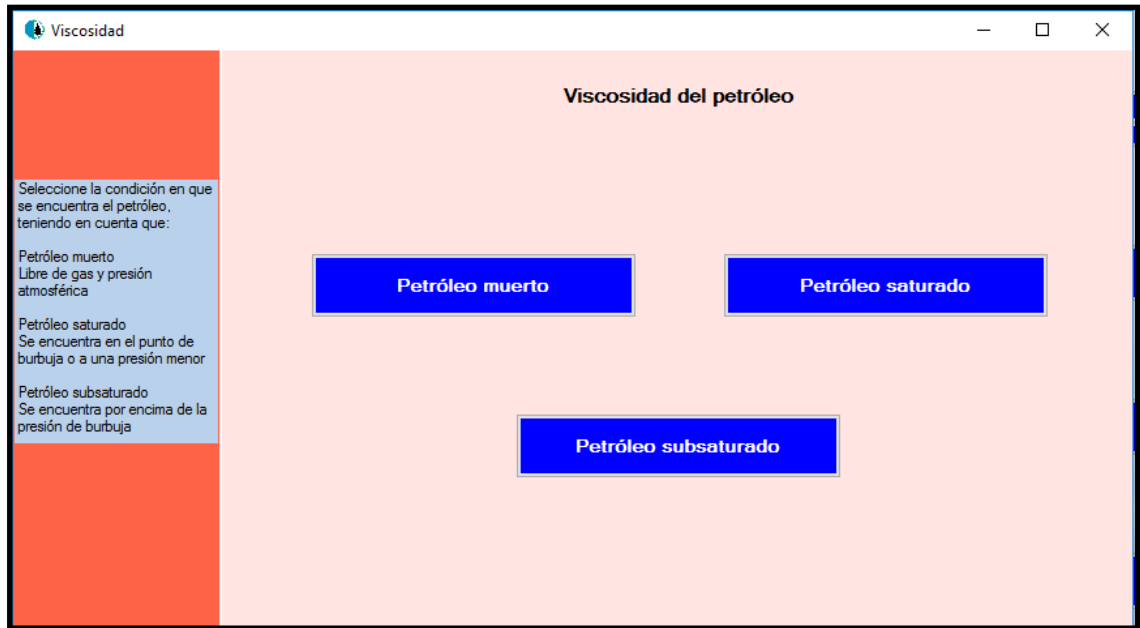
3) Escriba rango de valores para la gravedad específica del gas en el que desea trabajar:
Valor inicial =
Valor final =

Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Es necesario aclarar que esto no limitará las opciones a la hora de seleccionar la correlación que desea utilizar, pues seguirán estando activas en caso de que el usuario pueda contar con la información requerida en otro momento.

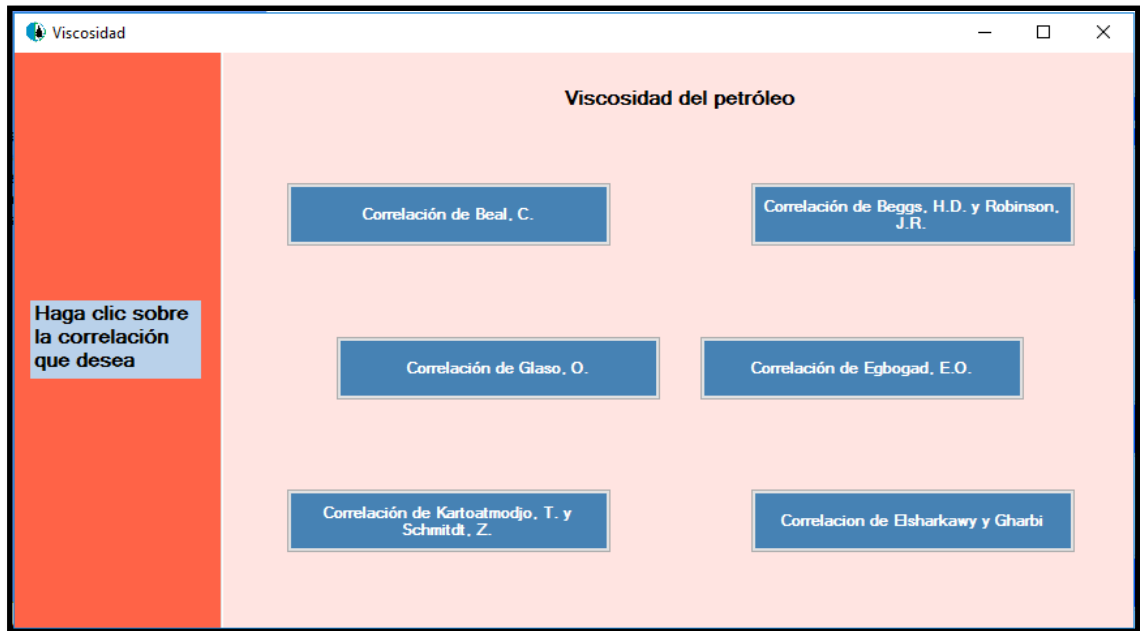
Después de esto, una nueva ventana con la lista de correlaciones disponibles en la herramienta fue creada para cada propiedad. Para algunos casos se creó una ventana adicional pues es necesario seleccionar una condición previa que determina qué correlaciones están disponibles para dicha condición. Como se puede apreciar en la figura 19, antes de elegir una correlación para calcular la viscosidad de un crudo es necesario determinar si se trata de un petróleo muerto, saturado o subsaturado, y a partir de esto se genera una lista de correlaciones diferentes para cada condición, tal como se observa en la figura 20.

Figura 19. Selección de la condición del petróleo para el cálculo de la viscosidad



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Figura 20. Correlaciones de viscosidad para petróleo muerto en la herramienta



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Finalmente, se diseñaron las ventanas de cálculo de la herramienta, en donde se lleva a cabo el cálculo de la propiedad. En general las ventanas de cálculo contienen los siguientes elementos:

Figura 21. Elementos de la ventana de cálculos de una correlación



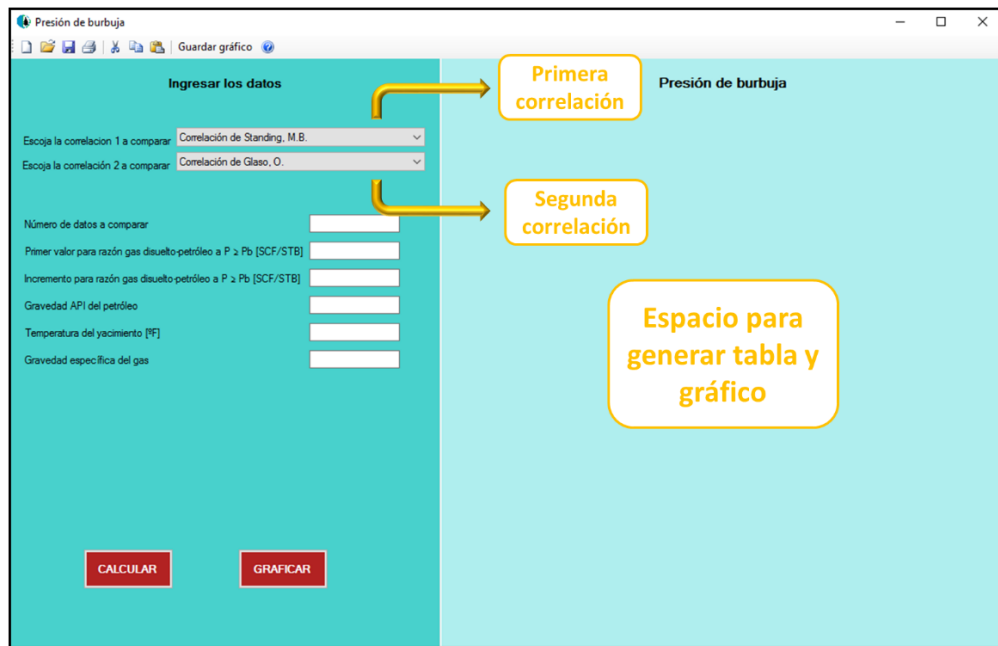
Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

1. Barra de herramientas
2. Datos requeridos por la correlación
3. Cuadros de texto
4. Tabla de resultados
5. Gráfico de resultados (Visible al hacer clic en graficar)
6. Botón Calcular
7. Botón Graficar
8. Nota
9. Botón Acerca de

Adicionalmente, se desarrollaron funciones para hacer cálculos estadísticos y comparaciones. La herramienta cuenta con las siguientes modalidades de comparación:

- Comparar correlaciones: A través de esta función es posible comparar los cálculos proporcionados por dos correlaciones distintas de una misma propiedad.

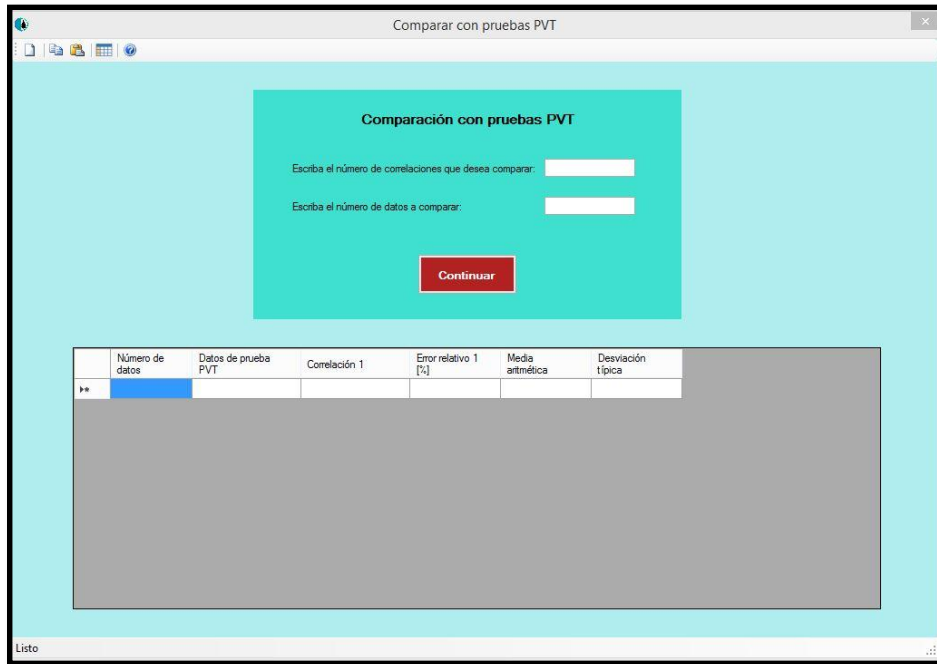
Figura 22. Función de comparación entre correlaciones



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

- Comparar con pruebas PVT: En esta sección el usuario puede ingresar valores de una propiedad obtenidos experimentalmente y compararlo con los valores proporcionados por diversas correlaciones mediante parámetros estadísticos como la media aritmética, la desviación estándar y el error relativo.

Figura 23. Función de comparación con prueba PVT



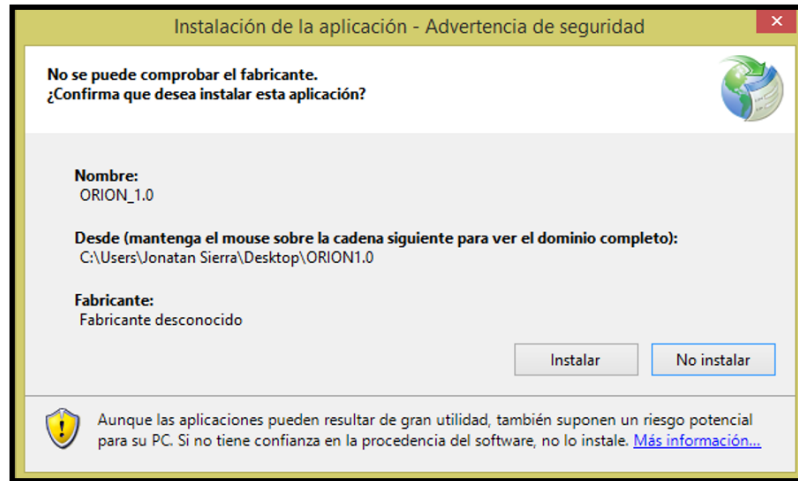
Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Como se puede apreciar, el diseño del software es bastante sencillo y posee una interfaz amigable e interactiva, lo cual tiene la finalidad de brindarle al usuario una experiencia de aprendizaje didáctica, rápida y agradable.

3.4 INSTALACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Para una instalación manual el usuario debe dirigirse a la carpeta ORION1.0 ubicada en el medio electrónico utilizado para difundir la herramienta (memoria USB, CD, DVD, etc) y hacer doble clic en el archivo "ORION_1.0". Inmediatamente se abrirá un asistente de instalación como se muestra en la siguiente figura.

Figura 24. Asistente de instalación de la herramienta



Fuente: Archivo ORION_1.0 de carpeta de instalación

Después de esto, basta con hacer clic en Instalar y el proceso se realizará exitosamente. Puesto que el software es de libre distribución no requiere licenciamiento ni permisos especiales. Para que la herramienta funcione correctamente, su equipo debe contar con los siguientes requisitos mínimos:

- Sistema operativo Windows XP o versiones posteriores
- 220 Mb de espacio libre en el disco duro
- 256 Mb de memoria RAM
- Sistema operativo de 32 bits, procesador x32

Para iniciar la herramienta puede dirigirse al escritorio y hacer doble clic sobre el icono de la herramienta, o si lo desea, puede hacerlo a través del menú inicio de su equipo.

3.5 MANEJO BÁSICO DE LA HERRAMIENTA

A continuación, se expone de manera resumida el funcionamiento de la herramienta, pero si el usuario desea conocer estos procedimientos más en detalle puede dirigirse al manual del usuario creado para la herramienta.

3.5.1 Ventanas de cálculo: Para abrir una ventana de cálculo se deben seguir los pasos mostrados en el siguiente diagrama de proceso. Con algunas propiedades no es necesario realizar el paso 3, pues no cuentan con ventanas de preselección debido a que todas las correlaciones requerían la misma información. Lo mismo ocurre con el paso 4, ya que en la mayoría de los casos todas las correlaciones funcionan para una misma condición (crudo saturado).

Figura 25. Proceso para seleccionar una correlación



En el momento de ingresar los datos es necesario tener en cuenta que el software posee la capacidad de alertar al usuario en caso de que este proporcione un valor inconsistente (valores negativos, letras, símbolos, celdas vacías, etc). Otro aspecto a tener en cuenta es que los valores decimales se separan con coma (,) y que no se debe utilizar punto (.) para indicar miles. También es conveniente revisar la información disponible sobre la correlación mediante el botón “Acerca de”, ya que algunas correlaciones tienen rangos de aplicación determinados para los que se presenta menor error. La herramienta no alertará al usuario en caso de ingresar valores fuera de estos rangos ya que no se está incurriendo directamente en un error. Teniendo en cuenta estas recomendaciones se procede al ingreso de los datos de la siguiente manera:

Figura 26. Datos requeridos por una correlación

Número de cálculos	100	Número de cálculos
Primer valor para Razón gas disuelto-petróleo a $P \geq P_b$ [SCF/STB]	200	Variable independiente
Incremento para Razón gas disuelto-petróleo a $P \geq P_b$ [SCF/STB]	2	Incremento de la variable independiente
Gravedad API del petróleo	20	Información adicional
Gravedad específica del gas [aire = 1]	0,7	
Temperatura del yacimiento [°F]	200	

CALCULAR **GRAFICAR**

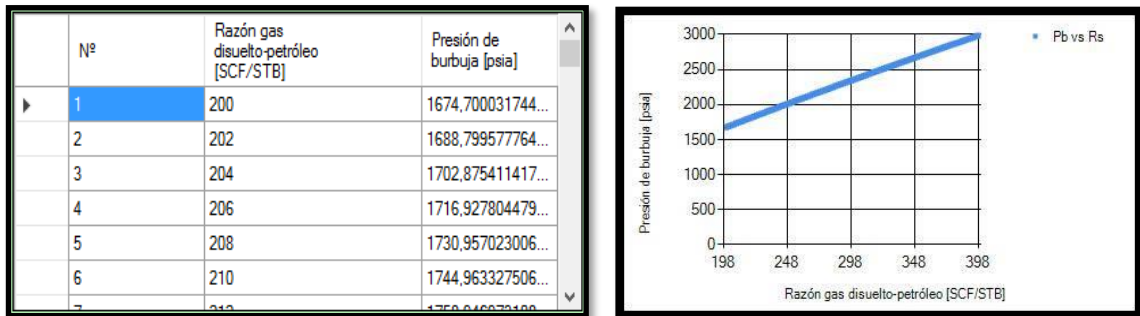
Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

- Número de cálculos: Aquí el usuario debe ingresar un número entre 1 y 100 dependiendo cuantos datos desea que se generen a partir de la correlación.
- Variable independiente: Para cada correlación se seleccionó la variable que genera un mayor efecto sobre cada propiedad. El gráfico y la tabla de dicha propiedad se encuentra en función de esta variable.
- Incremento de la variable independiente: Este número determina la razón constante con la que va a aumentar la variable independiente. Si el incremento es muy grande la variable independiente puede crecer hasta valores inconsistentes y generar errores en el cálculo de la variable dependiente.
- Información adicional: Son datos adicionales que la correlación requiere para hacer los cálculos. Estos se mantienen constantes y varían dependiendo de cada propiedad.

Después de ingresar toda la información requerida por la correlación, el usuario tiene dos opciones, generar una tabla de resultados o generar un gráfico. El gráfico

puede ser guardado o impreso utilizando los botones “Guardad gráfico” e “Imprimir gráfico” de la barra de herramientas.

Figura 27. Tabla y gráfico de resultados de una correlación



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Adicionalmente, los resultados mostrados en la tabla pueden ser exportados a Microsoft Excel o directamente copiados a cualquier otro destino con el propósito de darles un mejor tratamiento que el ofrecido por la herramienta. A través del botón “Exportar tabla” se puede ejecutar esta acción.

3.5.2 Comparación entre correlaciones: La siguiente figura explica cómo acceder a las ventanas de cálculos estadísticos.

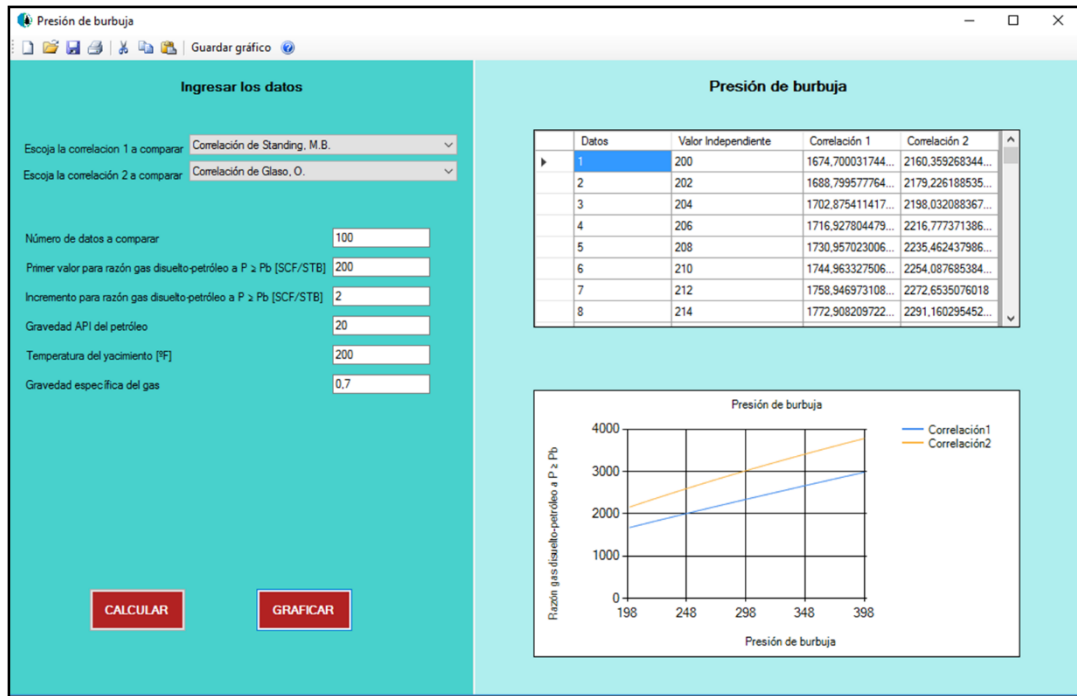
Figura 28. Acceso a cálculos estadísticos en la herramienta



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Una vez el usuario se encuentre en la ventana de comparación entre correlaciones deseada debe proceder a seleccionar las dos correlaciones cuyos resultados desea comparar, e inmediatamente aparecerán las variables requeridas para los cálculos. Es normal que dos correlaciones de una misma propiedad compartan variables en común, por lo que la herramienta solo solicitará dichos valores una vez y asumirá que es igual para ambas correlaciones. En el caso de las variables que las correlaciones no compartan, estas se pedirán por separado.

Figura 29. Manejo de la ventana para comparar correlaciones



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Al hacer clic en los botones calcular y graficar se generan la tabla de datos y el gráfico de resultados obtenido a partir de cada correlación. De esta manera el usuario puede visualizar el comportamiento de ambas correlaciones, lo que puede facilitarle al usuario la elección de una correlación a utilizar. Además, es una función de gran utilidad ya que no sería necesario hacer ambos cálculos por separado en la herramienta.

3.5.3 Comparación con pruebas PVT: Al acceder a la función para comparar correlaciones con una prueba PVT el primer paso es escribir el número de correlaciones, y seguidamente escribir el número de datos que desea comparar. A partir de esto se generará automáticamente una tabla para ingresar los datos. Al rellenar la información correspondiente y hacer clic en el botón comparar, los cálculos correspondientes aparecerán en la siguiente tabla:

Figura 30. Tabla de resultados de comparación con prueba PVT

Número de datos	Datos de prueba PVT	Correlación 1	Correlación 2	Error relativo 1 [%]	Error relativo 2 [%]	Media aritmética	Desviación típica
1	331	216,7	60,8	34,53172205438...	81,631419939577	138,75	77,95
2	436	358,1	154,8	17,86697247706...	64,49541284403...	256,45	101,65
3	537	504,5	246,2	6,052141527001...	54,15270018621...	375,35	129,15
4	642	654,8	337,7	1,993769470404...	47,398753894081	496,25	158,55
5	751	808	431,1	7,589880159786...	42,59653794940...	619,55	188,45
6	868	963,9	527,8	11,04838709677...	39,19354838709...	745,85	218,05
7	998	1121,9	628,8	12,41482965931...	36,99398797595...	875,35	246,55
8	1140	1281,9	735,3	12,44736842105...	35,5	1008,6	273,3
9	1307	1443,6	848,5	10,451415455241	35,08033664881...	1146,05	297,55

Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

En la tabla se observa el error relativo de cada una de las correlaciones con respecto a la medición experimental, así como la media aritmética y la desviación típica para indicar como es el grado de dispersión entre los datos. Estos parámetros estadísticos son de gran utilidad para el usuario al momento de elegir una correlación que mejor se adapte a un dato o conjunto de datos obtenidos experimentalmente, y a partir de esto puede utilizar la correlación seleccionada para hacer predicciones del comportamiento de las propiedades de su fluido al ocurrir variaciones en las condiciones del yacimiento.

3.6 OTRAS FUNCIONES

Para mejorar el aprendizaje a través de la herramienta y facilitar su uso se desarrolló un manual del usuario en el cual se explican rápidamente todas las funciones de la herramienta. Además, se muestran los procedimientos para guardar e imprimir gráficos y exportar tablas. Este manual esta resumido y cuenta con una versión extendida en formato PDF que puede ser encontrado en la carpeta de instalación del software.

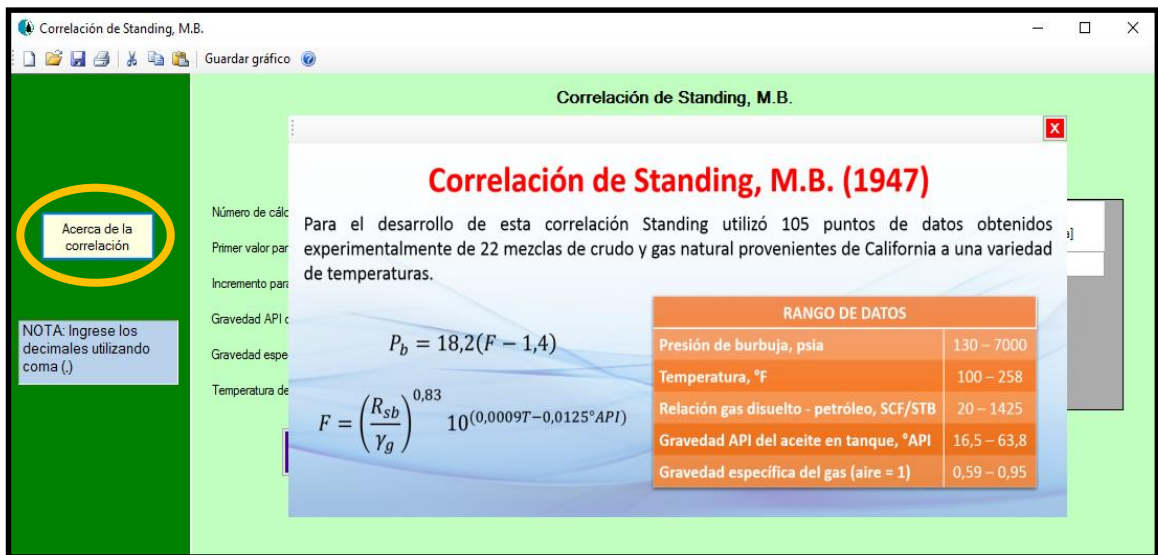
Figura 31. Acceso al manual de Ayuda



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

Otra función presente en la ventana de cada correlación es el botón “Acerca de”, el cual fue creado con el fin de brindar información sobre la correlación que se está utilizando, tal como el año de publicación, autor, origen de las muestras utilizadas en el estudio, la expresión matemática y los rangos de aplicación óptimos de la correlación. La cantidad de información disponible varía para cada correlación.

Figura 32. Función del botón Acerca de



Fuente: Herramienta computacional ORION 1.0

4. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL ORION 1.0

Este capítulo presenta un análisis de sensibilidades mediante el cual se puede analizar el comportamiento de las propiedades físicas de los fluidos como respuesta a las variaciones en los parámetros más críticos de un yacimiento. Este análisis consiste en utilizar datos experimentales provenientes de un reporte PVT y compararlos con datos teóricos proporcionados por las correlaciones en la herramienta, en orden de hacer una selección de las correlaciones que logran un mejor ajuste con la información experimental.

Realizar este análisis tiene tres objetivos principales. Primeramente, se busca validar la herramienta, es decir, que todas sus funciones estén ejecutándose correctamente y que proporcione cálculos lógicos y cercanos a la realidad. Segundo, se quiere demostrar que la herramienta puede ser aplicada en un contexto real de la industria de los hidrocarburos y que esta posee una valiosa utilidad en el momento de hacer predicciones en el comportamiento de los fluidos de un campo. Por último, es importante proponer estrategias de trabajo en las que se incorpore el uso de la herramienta en el aula de clases y se brinde una ayuda por parte de este recurso.

A continuación, se presenta el análisis realizado y se hace la selección de las correlaciones que brindan un mejor ajuste con las propiedades de un campo A. Cabe resaltar que del reporte utilizado solo se tomaron los datos medidos a presiones inferiores a la presión de burbuja. Dicho reporte se encuentra en el Anexo B.

4.1 ANÁLISIS PARA LA RAZÓN GAS DISUELTO - PETRÓLEO

En la siguiente tabla se muestran los valores de razón gas disuelto - petróleo en función de la presión que fueron obtenidos experimentalmente. Dicha tabla también presenta los valores de R_s obtenidos a partir de cada correlación, así como el promedio de los valores teóricos.

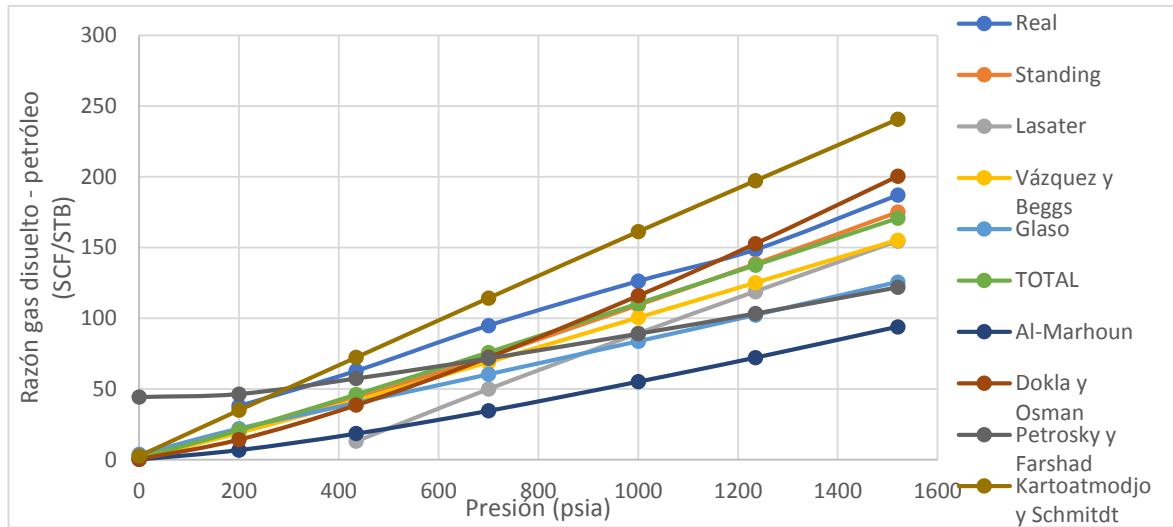
Tabla 24. Resultados para razón gas disuelto - petróleo

Presión (psia)	Razón gas disuelto - petróleo (SCF/STB)					
	Real	Standing	Lasater	Vázquez	Glaso	TOTAL
1534,7	187	175,04	154,53	155,22	125,62	170,75
1249,7	148,6	138,48	118,90	125,08	102,29	137,55
1014,7	126,23	109,28	89,29	100,46	83,71	110,45
714,7	94,89	73,16	49,93	69,06	60,35	75,89
449,7	62,85	43,26	13,12	41,96	40,09	46,09
214,7	38	19,33		19,01	22,02	20,86

Presión (psia)	Razón gas disuelto - petróleo (SCF/STB)				
	Al-Marhoun	Dokla	Petrosky	Kartoatmodjo	Promedio
1534,7	94,00	200,44	121,88	240,69	159,8
1249,7	72,17	152,77	103,37	197,31	127,55
1014,7	55,17	115,97	89,08	161,27	101,63
714,7	34,56	72,33	71,63	114,31	69,03
449,7	18,49	38,60	57,45	72,37	41,27
214,7	6,87	14,23	46,48	34,98	22,97

Estos datos fueron utilizados para construir un gráfico de razón gas disuelto - petróleo en función de la presión, en el que fuera posible hacer una comparación visual de los datos teóricos con los experimentales. Cabe destacar que tanto la curva real como las curvas de las correlaciones exhiben un comportamiento similar al mostrado en la figura 1.

Figura 33. Gráfico de resultados R_s vs P



Finalmente, se calcularon los errores relativos de cada valor teórico con respecto al valor experimental, se calculó la media aritmética de los valores teóricos y la desviación estándar.

Tabla 25. Errores relativos para razón gas disuelto - petróleo

Error experimental %								
Standing	Lasater	Vázquez	Glaso	TOTAL	Al-Marhoun	Dokla	Petrosky	Kartoatmodjo
6,83	21,01	20,47	48,87	9,52	98,93	6,70	53,42	22,31
7,31	24,98	18,81	45,27	8,03	105,91	2,73	43,75	24,69
15,51	41,37	25,65	50,79	14,29	128,80	8,85	41,70	21,73
29,71	90,03	37,40	57,23	25,03	174,53	31,19	32,48	16,99
45,30	379,00	49,77	56,76	36,37	239,88	62,81	9,39	13,15
96,54		99,88	72,57	82,17	452,90	166,96	18,24	8,63

Como se puede apreciar, algunas correlaciones como la de Lasater y Al-Marhoun generan errores bastante altos a bajas presiones. Otras correlaciones como la de Standing y la TOTAL presentan un buen ajuste a presiones cercanas a la presión de burbuja, pero a medida que cae la presión los errores aumentan hasta 96%. Sin embargo, utilizando la correlación de Dokla y Osman a presiones superiores a 1000 psi se obtienen errores bajos; y mediante la correlación de Kartoatmodjo y Schmitdt

a presiones inferiores se obtienen valores cuyos errores no superan el 15%. Para todas las correlaciones se calculó la desviación estándar con respecto a los valores reales, con el fin de contar con un parámetro estadístico adicional en la comparación.

Tabla 26. Cálculos de desviación estándar para razón gas disuelto - petróleo

Desviación estándar								
Standing	Lasater	Vázquez	Glaso	TOTAL	Al-Marhoun	Dokla	Petrosky	Kartoatmodjo
8,46	22,96	22,47	43,40	11,49	65,76	9,5	46,0	37,97
7,16	21,00	16,63	32,75	7,81	54,05	3,0	32,0	34,44
11,98	26,12	18,22	30,06	11,16	50,25	7,3	26,3	24,77
15,37	31,79	18,26	24,42	13,43	42,66	16,0	16,4	13,73
13,85	35,16	14,77	16,09	11,85	31,37	17,1	3,8	6,73
13,20		13,43	11,30	12,12	22,01	16,8	6,0	2,13

A través del cálculo de las desviaciones estándar se confirma lo anteriormente dicho, pues a presiones cercanas a la presión de burbuja los valores obtenidos con la correlación de Dokla están más cercanos a los valores reales. Mientras tanto, los datos obtenidos a presiones inferiores con la correlación de Kartoatmodjo logran un mejor ajuste que Dokla.

4.2 ANÁLISIS DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

Las correlaciones para factor volumétrico están en función de la razón gas disuelto - petróleo, la cual es una variable ligada directamente a la presión. La siguiente tabla muestra los cálculos proporcionados por cada correlación:

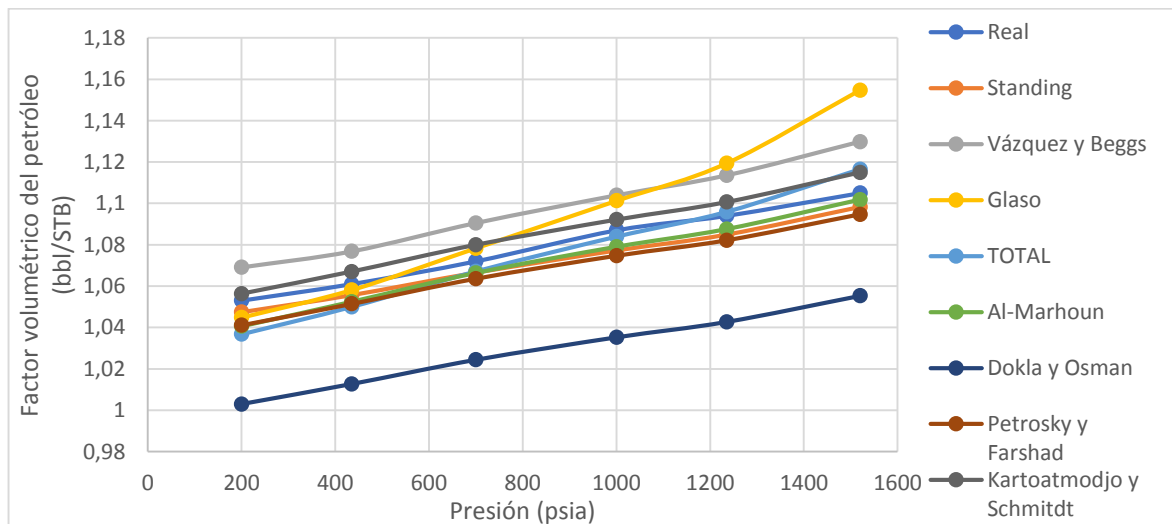
Tabla 27. Resultados para el factor volumétrico del petróleo

R _s (SCF/STB)	Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)				
	Real	Standing	Vázquez	Glaso	TOTAL
187	1,105	1,098	1,130	1,155	1,117
148,6	1,094	1,085	1,114	1,119	1,096
126,23	1,087	1,077	1,104	1,101	1,084
94,89	1,072	1,067	1,091	1,078	1,067
62,85	1,061	1,056	1,077	1,058	1,050
38	1,053	1,047	1,069	1,045	1,037

R _s (SCF/STB)	Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)				
	Al-Marhoun	Dokla	Petrosky	Kartoatmodjo	Promedio
187	1,102	1,055	1,095	1,115	1,108
148,6	1,088	1,043	1,082	1,101	1,091
126,23	1,079	1,035	1,075	1,092	1,081
94,89	1,066	1,024	1,064	1,080	1,067
62,85	1,052	1,013	1,051	1,067	1,053
38	1,041	1,003	1,041	1,056	1,042

Seguidamente, se graficaron los datos de factor volumétrico en función de la presión y se calcularon los respectivos errores relativos.

Figura 34. Gráfico de resultados B₀ vs P



Como se puede observar en el gráfico anterior, todas las series siguen la tendencia descrita por la figura 2. En este caso, el valor del factor volumétrico comienza a disminuir por debajo de la presión de burbuja.

Tabla 28. Errores relativos para factor volumétrico del petróleo

Error experimental %							
Standing	Vázquez	Glaso	TOTAL	Al-Marhoun	Dokla	Petrosky	Kartoatmodjo
0,61	2,20	4,31	1,03	0,29	4,71	0,94	0,89
0,84	1,76	2,27	0,17	0,59	4,92	1,09	0,60
0,91	1,53	1,29	0,29	0,74	5,00	1,14	0,47
0,51	1,70	0,59	0,46	0,53	4,65	0,79	0,74
0,50	1,47	0,27	1,05	0,81	4,77	0,91	0,56
0,53	1,51	0,78	1,57	1,19	4,99	1,14	0,31

Se puede considerar que todas las correlaciones brindan un buen ajuste, pero las correlaciones de Standing y Kartoatmodjo son las que presentan los errores más bajos, siendo todos inferiores al 1%. Al calcular la desviación estándar de los valores obtenidos con estas correlaciones con respecto a los valores reales se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 29. Cálculos de desviación estándar para el factor volumétrico de formación

Desviación estándar							
Standing	Vázquez	Glaso	TOTAL	Al-Marhoun	Dokla	Petrosky	Kartoatmodjo
0,005	0,018	0,035	0,008	0,035	0,035	0,007	0,007
0,006	0,014	0,018	0,001	0,036	0,036	0,008	0,005
0,007	0,012	0,010	0,002	0,037	0,037	0,009	0,004
0,004	0,013	0,004	0,003	0,034	0,034	0,006	0,006
0,004	0,011	0,002	0,008	0,034	0,034	0,007	0,004
0,004	0,011	0,006	0,011	0,035	0,035	0,008	0,002

Los cálculos realizados reafirman que las correlaciones de Standing y Kartoatmodjo se ajustan correctamente al comportamiento real del factor volumétrico, ya que los valores de desviación estándar están muy cercanos a cero.

4.3 ANÁLISIS DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL

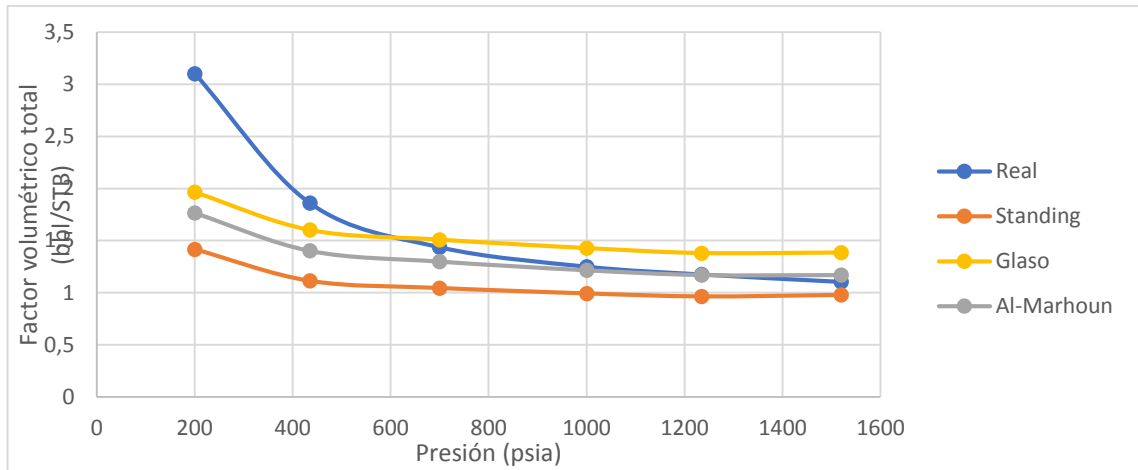
Las correlaciones de factor volumétrico total también están en función de la solubilidad del gas. Los cálculos realizados se muestran a continuación:

Tabla 30. Resultados para el factor volumétrico total

R_{sd} (SCF/STB)	Factor volumétrico total (bbl/STB)				Promedio
	Real	Standing	Glaso	Al-Marhoun	
187	1,105	0,978	1,385	1,170	1,178
148,6	1,176	0,964	1,380	1,171	1,172
126,23	1,251	0,993	1,428	1,216	1,212
94,89	1,437	1,045	1,509	1,299	1,284
62,85	1,86	1,113	1,602	1,402	1,372
38	3,102	1,416	1,965	1,764	1,715

El gráfico de factor volumétrico total en función de la presión se muestra a continuación, mientras que los cálculos estadísticos pueden observarse en la tabla 31.

Figura 35. Gráfico de resultados B_t vs P



El factor volumétrico total aumenta al disminuir la presión por debajo de la presión de burbuja, esto debido a la liberación del gas. Dicho comportamiento está representado en la figura 3 y se comprueba con los resultados mostrados en el gráfico anterior.

Tabla 31. Errores relativos para factor volumétrico total

Error experimental %		
Standing	Glaso	Al-Marhoun
12,96	20,20	5,58
21,96	14,78	0,43
26,00	12,38	2,85
37,52	4,76	10,59
67,06	16,12	32,66
119,06	57,90	75,84

A través del gráfico se puede observar que mediante la correlación de Al-Marhoun se obtiene el mejor ajuste a presiones cercanas a la presión de burbuja. Sin embargo, a presiones entre 700 y 400 psia la correlación de Glaso genera resultados más exactos. Al calcular la desviación estándar entre estas dos correlaciones y los valores reales se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 32. Cálculos de desviación estándar para factor volumétrico total

Presión (psia)	Real (bbl/STB)	Glaso (bbl/STB)	Desviación estándar	Al-Marhoun (bbl/STB)	Desviación estándar
1534,7	1,105	1,385	0,197	1,17	0,046
1249,7	1,176	1,38	0,144	1,171	0,003
1014,7	1,251	1,428	0,125	1,216	0,024
714,7	1,437	1,509	0,05	1,299	0,097
449,7	1,86	1,602	0,182	1,402	0,323
214,7	3,102	1,065	0,804	1,764	0,946

Tal como se observa en la tabla, los valores de desviación estándar de la correlación de Al-Marhoun son inferiores a 0,1 a presiones superiores a 700 psi. A presiones inferiores, los valores de desviación de la correlación de Glaso son menores.

4.4 ANÁLISIS DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

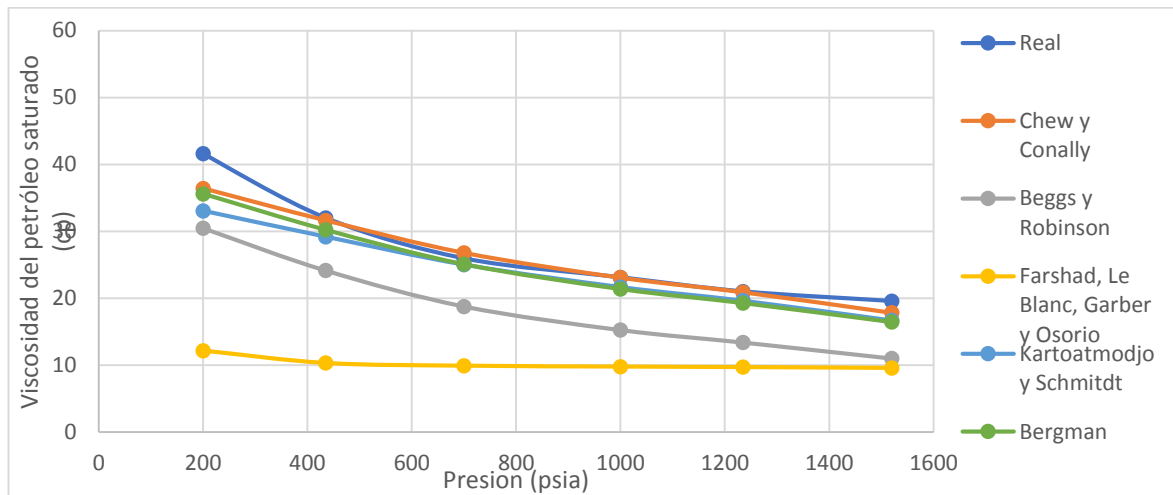
Para el caso de la viscosidad el análisis se realizó con las correlaciones para petróleo saturado disponibles en la herramienta. Estas correlaciones están en función de la razón gas disuelto - petróleo y la viscosidad del petróleo muerto.

Tabla 33. Resultados para la viscosidad del petróleo saturado

R _{sd} (SCF/STB)	Viscosidad del petróleo saturado (cp)						
	Real	Chew	Beggs	Farshad	Kartoatmodjo	Bergman	Promedio
187	19,57	17,84	11,00	9,58	16,69	16,45	14,31
148,6	21,01	20,91	13,39	9,70	19,64	19,29	16,59
126,23	23,13	23,09	15,25	9,78	21,68	21,39	18,24
94,89	25,96	26,79	18,77	9,91	25,04	25,10	21,12
62,85	32	31,64	24,14	10,31	29,20	30,23	25,11
38	41,6	36,43	30,46	12,16	33,07	35,61	29,55

Los datos experimentales estaban en rangos apropiados para utilizar todas las correlaciones, pero la correlación de Labedi fue descartada del estudio porque está en función de la presión de burbuja. A partir de la tabla se generó la siguiente tabla:

Figura 36. Gráfico de resultados μ_o vs P



En el gráfico anterior los valores de viscosidad aumentan a medida la presión del yacimiento disminuye, producto de la liberación del gas disuelto. Este comportamiento está contemplado en la figura 5. Mediante este gráfico se observa que las correlaciones de Farshad y Beggs se alejan considerablemente de la curva real. Esto también se puede apreciar en la tabla de errores a continuación, donde los errores superan el 200%.

Tabla 34. Errores relativos para viscosidad del petróleo saturado

Error relativo %				
Chew	Beggs	Farshad	Kartoatmodjo	Bergman
9,68	77,92	104,36	17,24	18,97
0,49	56,90	116,59	6,97	8,91
0,18	51,63	136,61	6,68	8,15
3,11	38,30	162,06	3,69	3,44
1,12	32,57	210,28	9,58	5,86
14,20	36,59	242,04	25,80	16,81

No obstante, a través de la correlación de Chew y Conally se puede conseguir un ajuste aceptable y solo un error calculado super el 10%. Si se calculan las desviaciones estándar para las correlaciones de Chew & Conally y Bergman se puede determinar que es la correlación que mejor se ajusta a los datos experimentales.

Tabla 35. Cálculos de desviación estándar para viscosidad del petróleo

Desviación estándar				
Chew	Beggs	Farshad	Kartoatmodjo	Bergman
1,22	6,06	7,07	2,03	2,21
0,07	5,39	8,00	0,97	1,22
0,03	5,57	9,44	1,02	1,23
0,59	5,08	11,35	0,65	0,61
0,25	5,56	15,33	1,98	1,25
3,66	7,88	20,82	6,03	4,23

4.5 ANÁLISIS DE LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO

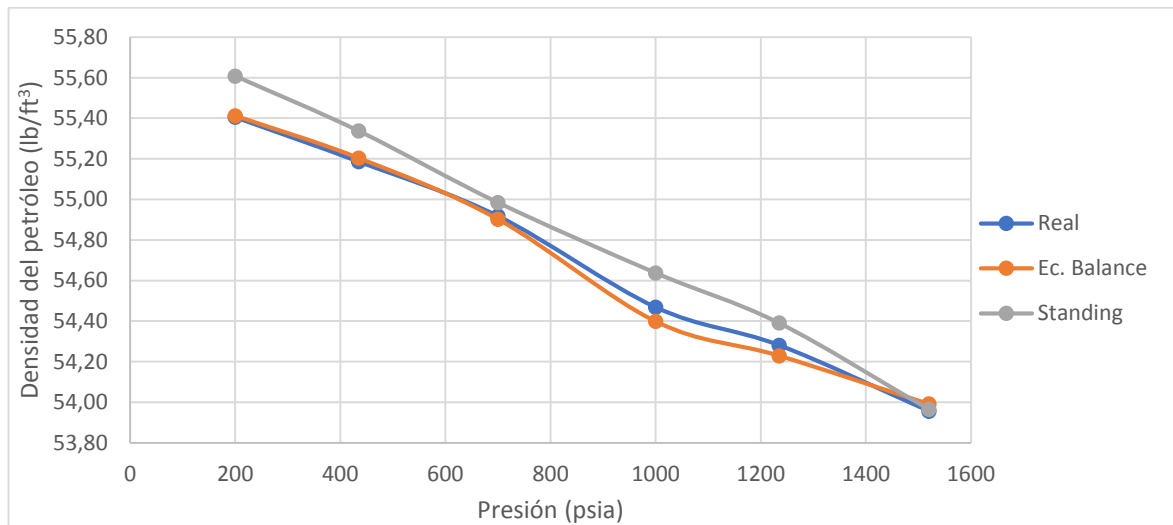
Por último, el análisis de la densidad del petróleo se realizó utilizando la correlación de Balance de materiales y la correlación de Standing, pues las demás correlaciones funcionan solo para petróleo subsaturado.

Tabla 36. Resultados para la densidad del petróleo

R _{sd} (SCF/STB)	Densidad del petróleo (lb/ft ³)			
	Real	Ec. Balance	Standing	Promedio
187	53,96	53,99	53,97	53,98
148,6	54,28	54,23	54,39	54,31
126,23	54,47	54,40	54,64	54,52
94,89	54,92	54,90	54,98	54,94
62,85	55,19	55,20	55,34	55,27
38	55,40	55,41	55,61	55,51

Los datos de densidad fueron graficados en función de la presión y se obtuvieron las siguientes curvas. Aquí se aprecia que la ecuación de balance de materiales logra un ajuste casi perfecto con la curva de datos reales.

Figura 37. Gráfico de resultados ρ_o vs P



En la siguiente tabla se muestran los errores experimentales de cada correlación.

Tabla 37. Errores relativos para densidad del petróleo

Error experimental %	
Ec. Balance	Standing
0,065	0,016
0,095	0,201
0,129	0,310
0,029	0,121
0,031	0,272
0,013	0,365

Tal como se aprecia en el gráfico, la ecuación de balance de materiales ofrece una mejor aproximación a los datos experimentales, con errores inferiores al 0,1%. Sin embargo, la correlación de Standing también proporciona cálculos muy

aproximados y puede ser tenida en cuenta. En la siguiente tabla se muestran los cálculos de desviación estándar para ambas correlaciones.

Tabla 38. Cálculos de desviación estándar para densidad del petróleo

Presión (psia)	Real (lb/ft³)	Ec. Balance (lb/ft³)	Desviación estándar	Standing (lb/ft³)	Desviación estándar
1534,7	53,96	53,99	0,024	53,97	0,006
1249,7	54,28	54,23	0,036	54,39	0,077
1014,7	54,47	54,40	0,049	54,64	0,119
714,7	54,92	54,90	0,011	54,98	0,046
449,7	55,19	55,20	0,012	55,34	0,106
214,7	55,40	55,41	0,005	55,61	0,145

Mediante los cálculos de desviación estándar se puede observar que la Ecuación de Balance proporciona un mejor ajuste pues ninguno de los valores es superior a 0,1.

4.6 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

Del análisis realizado se puede concluir que:

- Tanto los datos experimentales como los datos obtenidos a partir de las correlaciones generan curvas que se asemejan al comportamiento teórico de cada propiedad analizada con respecto a la presión.
- La selección final de correlaciones fue la siguiente:
 - Solubilidad del gas: Correlación de Dokla y Osman para presiones superiores a 1000 psi, y correlación de Kartoatmodjo y Schmitdt para presiones inferiores.
 - Factor volumétrico del petróleo: Correlación de Standing y correlación de Kartoatmodjo y Schmitdt.

- Factor volumétrico total: Correlación de Al-Marhoun para presiones superiores a psi, y correlación de Glaso para presiones inferiores.
 - Viscosidad del petróleo: Correlación de Chew y Conally.
 - Densidad del petróleo: La ecuación de balance de materiales y la correlación de Standing.
-
- El hecho de que algunos datos experimentales de gravedad específica del gas no estuvieran dentro de los rangos utilizados por las correlaciones puede ser considerado como una fuente de error en los cálculos.

 - Aunque no se puede considerar como una fuente de error directa en este análisis, es importante tener en cuenta que los datos experimentales también están afectados por errores en las pruebas PVT. Esto puede ocasionar que estos valores se asemejen o sean más diferentes que los valores teóricos, y por lo tanto el error calculado también se ve afectado.

5. CONCLUSIONES

- La herramienta ORION 1.0 cuenta con un catálogo de 83 correlaciones para el cálculo de las propiedades de los fluidos, distribuidas de la siguiente manera: 61 correlaciones para petróleo, 10 correlaciones para gas, y 12 correlaciones para agua.
- De las 83 correlaciones disponibles en la herramienta fue posible identificar los rangos de aplicación para 47 de estas. De estos rangos, 43 corresponden a propiedades del petróleo, y 4 corresponden a propiedades del agua. No se identificaron los rangos de aplicación disponibles para las correlaciones del gas.
- La identificación de estos rangos hizo posible la creación de ventanas de preselección, las cuales funcionan como un filtro para facilitar la elección de la correlación que el usuario va a utilizar. Sin embargo, los resultados no limitan la disponibilidad de las correlaciones ya que estas siguen estando activas en caso de que el usuario puede contar con más información.
- La herramienta software ORION 1.0 ofrece una experiencia de aprendizaje didáctica y alternativa. Gracias a una metodología de trabajo secuencial y de fácil acceso, el usuario puede hacer uso de la herramienta para analizar la forma en que las propiedades de los fluidos se comportan ante variaciones en los parámetros más críticos de un yacimiento.
- El soporte tecnológico que brinda la herramienta es ideal para desarrollar actividades en clase y proyectos que tengan como finalidad hacer un análisis completo de las propiedades del petróleo, el gas y el agua de formación en un yacimiento.

- A través de la validación realizada y el análisis de sensibilidades se comprobó que el software y todas sus funciones trabajan correctamente, y que a través de este se pueden obtener resultados físicamente consistentes y representativos de la realidad de un yacimiento
- Una de las funciones más valiosas que posee la herramienta es la posibilidad de hacer comparaciones estadísticas entre datos experimentales y datos teóricos. Esto fue de gran utilidad para el análisis de sensibilidad, ya que permitió seleccionar las correlaciones con las que se obtenía el mejor ajuste con respecto al reporte PVT utilizado.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda incorporar la herramienta ORION 1.0 al contenido temático de la asignatura Propiedades de los Fluidos del Yacimiento y proponer un compendio de actividades y talleres en clase en los que se pueda hacer uso de la herramienta como una ayuda didáctica y que facilite los cálculos de las propiedades de los fluidos.
- Con el fin de preservar la utilidad de la herramienta se recomienda el desarrollo de nuevos proyectos de grado en los que se lleve a cabo un mejoramiento de la herramienta. Estos proyectos deben estar enfocados a desarrollar nuevas metodologías de trabajo, enriquecer el catálogo de correlaciones mediante una nueva revisión bibliográfica que incluya publicaciones a partir del año 2007, y añadir temáticas pertenecientes a la asignatura Propiedades de los Fluidos del Yacimiento.
- Se recomienda realizar nuevas validaciones a la herramienta utilizando diferentes modelos PVT. Esto, con el propósito de analizar el comportamiento de las correlaciones ante fluidos con distintas características y yacimientos con diferentes condiciones iniciales. Adicionalmente, se recomienda realizar la caracterización de un fluido en el laboratorio y hacer un análisis de sensibilidades mediante la herramienta como un nuevo método de validación.
- Es muy importante que el usuario haga uso del manual del usuario creado para utilizar la herramienta, así como de la versión corta que puede encontrarse en la sección de ayuda. De igual manera, se deben seguir todas las recomendaciones propuestas para hacer el ingreso de datos en la herramienta para no incurrir en errores.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 2007.

AHMED, Tarek. "Hydrocarbon Phase Behavior: Contributions in Petroleum Geology and Engineering". Houston, Texas. Gulf Publishing Company, 1989.

AHMED, Tarek. "Reservoir Engineering Handbook". Boston, Massachusetts. Gulf Professional Publishing. 2010.

AL-MARHOUN, Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 650-666.

BAKER, O. y SWERDLOFF, W. "Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids". Oil and Gas J. 1956. P. 125.

BANZER, Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". Maracaibo. 1996.

BEAL, Carlton. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures". Society of Petroleum Engineers. 1946. P. 94-115.

BEGGS, H.D. "Oil System Correlations". Society of Petroleum Engineers. 1987. Capitulo 22.

BEGGS, H.D. y ROBINSON, J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems". Journal of Petroleum Technology. 1975. P. 1140-1141.

BEGGS, M. VÁZQUEZ Y H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 968-970.

BROWN, G.G.; KATZ, D.L.; OBERFELL, G.G. y ALDEN, R.C. "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons". Natural Gasoline Association of America. 1948. P. 24-32.

CARR, N.L.; KOBAYASHI, R. y BURROWS, D.B. "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure". Journal of Petroleum Technology. 1954. P. 47-55.

CHEW, Ju-Nam y CONALLY, Carl. "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1959. P. 23-25.

CULBERSON, O.L. y McKETTA, J.J. Jr. "Phase Equilibria in Hydrocarbon-Water Systems III - The Solubility of Methane in Water at Pressures to 10.000 PSIA. Society of Petroleum Engineers. 1951. P. 223-226.

EGBOGAH, E.O. y Ng. J.T.H. "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems". Petroleum Society of Canada. 1983.

GLASO, Oistein. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology. 1980. P. 785-795.

JENNINGS, H.Y. y NEWMAN, G.H. "The Effect of Temperature and Pressure on the Interfacial Tension of Water Against Methane-Normal Decane Mixtures. Society of Petroleum Engineers. 1971. P. 171-175.

KARTOATMODJO, Trijana y SCHMIDT, Zelimir. "New Correlations for Crude Oil Physical Properties". Society of Petroleum Engineers. 1993.

KAY, W. "Gases and Vapors at High Temperature and Pressure: Density of Hydrocarbon". Industrial and Engineering Chemistry. 1936. P. 1014-1019.

KESSLER, M.G. y LEE, B.I. "Improve Prediction of Enthalpy of Fractions". Hydrocarbon Process. 1976. P. 153.158.

LASATER, J.A. "Bubble Point Pressure Correlation". Technical Note. Society of Petroleum Engineers. 1958. P. 65-67.

LEE, A.L.; GONZÁLEZ, M.H. y EAKIN, B.E. "The Viscosity of Natural Gases". Journal of Petroleum Technology. 1966. P. 997-1000.

MATHEWS, T.A.; ROLAND, C.H. y KATZ, D.L. "High Pressure Gas Measurement". Proceedings NGAA. 1942.

MATTHEWS, C.S. y RUSSELL, D.G. "Pressure Buildup and Flow Tests in Well". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1967.

McCAIN, William. "The Properties of Petroleum Fluids". Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Company, 1990.

McCAIN, William; ROLLINS, John y VILLENA, Alejandro. "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint". Society of Petroleum Engineers. 1988. P. 659-662.

McCOY, R.L. "Microcomputer Programs for Petroleum Engineers: Vol 1, Reservoir Engineering and Formation Evaluation". Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1983.

McCOY, R.L. "Microcomputer Programs for Petroleum Engineers: Vol 1, Reservoir Engineering and Formation Evaluation". Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1983.

OSIF, Terry. "The Effects of Salt, Gas, Temperature and Pressure on the Compressibility of Water". Society of Petroleum Engineers. 1988. P. 175-181.

PETROSKY, G.E. Jr. y FARSHAD, J.J. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". Society of Petroleum Engineers. 1993. P. 395-406.

STANDING, M.B. "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases". American Petroleum Institute. 1947. P 275-287.

STANDING, M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oilfield Hydrocarbon Systems". Dallas, Texas. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1977.

STANDING, M.B. y DODSON, C.R. "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas - Water Mixtures". American Petroleum Institute. 1944. P. 173-17.

SUTTON, R.P. "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases". Society of Petroleum Engineers. 1985.

VAN WINGEN, N. "Viscosity of Air, Water, Natural Gas and Crude Oil at Varying Pressure and Temperatures". American Petroleum Institute. 1950.

WHITSON, Curtis. "Effect of C7+ Properties on Equation of State Predictions". Society of Petroleum Engineers. 1984. P. 685-696.

ANEXOS

(Ver documentos adjuntos en el CD)