

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA CORRELACIONES PVT: APLICACIÓN
A ACEITES NEGROS.**

**CAMILO ALEXANDER DIAZ REINA
JHON JAIRO PEDRAZA VELANDIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA CORRELACIONES PVT: APLICACIÓN
A ACEITES NEGROS.**

**CAMILO ALEXANDER DIAZ REINA
JHON JAIRO PEDRAZA VELANDIA**

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

**DIRECTOR:
ING. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

Primero que todo a Dios por permitirme cumplir cada una de mis metas.

A mis padres Arama Reina y José Camilo Díaz, por su apoyo incondicional, por creer en mí en todo momento, por preocupasen todo el tiempo que pase lejos buscando la manera de conseguir esta meta, espero que esta sea la primera de muchas alegrías que quiero brindarles.

A mi hermanita Sammy Andrea, porque es la que me da fuerza y porque por ella es por quien siempre he luchado buscando alcanzar mis metas y poder darle todo lo que ella necesita.

A mi hermano Cristhian José, por creer en mí y por su apoyo incondicional.

A mi novia Andrea, por hacer parte de mi vida, por ser mi apoyo moral en todo este trayecto, y por todo lo que significas para mi, gracias por tu paciencia y amor.

A todos los que hacen parte de mi familia y siempre me han apoyado y ayudado de una u otra manera.

Y a todas las personas que han hecho parte de mi vida y me han brindado su amistad.

CAMILO ALEXANDER DIAZ REINA

DEDICATORIA

Doy gracias a Dios por ser mi guía en todo momento, especialmente por no dejarme solo en los momentos de dificultad y permitirme la realización de este sueño.

A mis padres: Jairo Pedraza y Alba Velandia, por todo su amor y cariño incondicional... por pasar tantas noches pensando en mi bienestar, pero sobre todo por tantos esfuerzos y sacrificios que han hecho para apoyarme con mis estudios... "son el tesoro más grande que la vida me ha dado"!

A mis hermanos Dubán y Ricardo, por ser sabios consejeros y su buena compañía en todo momento.

A toda mi familia, por estar siempre dispuestos a dar una voz de aliento cuando era necesario... en especial a mi abuelo Gabriel, a quien desearía tener a mi lado para compartir este momento... pero sé que desde el cielo siempre estará acompañándonos... y también agradezco al Ing. Víctor Pedraza por todos sus buenos consejos, apoyo y ejemplo.

A todos mis compañeros que durante la carrera fueron de gran apoyo para afrontar retos y permitieron disfrutar buenos momentos.

A los Ingenieros Gerardo Llanes y José Nieto por brindarme la oportunidad de comenzar a ejercer mi profesión en Halliburton Latin America S.A.

A Fabián Beltrán y Edwin Ramírez, por ser grandes amigos en todas las situaciones gratas y difíciles.

A todos los docentes que durante la carrera compartieron su conocimiento para formarme como un profesional integral y a la Universidad Industrial de Santander abrirme sus puertas de conocimiento y permitirme alcanzar la meta de ser Ingeniero de petróleos.

JHON JAIRO PEDRAZA VELANDIA

AGRADECIMIENTOS

Al director de tesis Cesar Augusto Pineda Gómez por brindarnos su apoyo incondicional, por su paciencia, por escucharnos en todo momento y por guiarnos en este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	25
1. ACEITES NEGROS	28
1.1 DEFINICIÓN DE UN ACEITE NEGRO (Black oil).	28
1.1.1 Diagrama de fases de un aceite negro	30
1.1.2 Identificación de un aceite negro en campo	31
1.1.3 Análisis de laboratorio de un aceite negro	32
1.2 PROPIEDADES FISICAS	32
1.2.1 Densidad del petróleo (ρ_o)	33
1.2.2 Gravedad especifica del petróleo (γ_o)	34
1.2.3 Gravedad API (γ_{API})	35
1.2.4 Presión de burbujeo p_b	36
1.2.5 Factor volumétrico de formación del petróleo (B_o)	37
1.2.6 Relación gas disuelto en el petróleo (R_s)	39
1.2.7 Viscosidad del petróleo (μ_o)	42
1.2.8 Factor volumétrico de formación total (B_t)	44
1.2.9 Compresibilidad del petróleo	46
1.3 COMPORTAMIENTO DE FASES	49
1.3.1 Variables que afectan el comportamiento de las fases (Composición, Presión, Temperatura, Fuerzas Intermoleculares).	49
1.3.2 Descripción del comportamiento, P vs T.	53
2. PRUEBAS DE PRESION VOLUMEN Y TEMPERATURA – PVT	54

2.1 MUESTREO	55
2.2 TIPOS DE PRUEBA	58
2.2.1 Pruebas convencionales	58
2.2.1.1 Prueba de recombinación	.59
2.2.1.2 Liberación instantánea y prueba CCE (Constant Composition Expansion)	59
2.2.1.3 Liberación diferencial.	61
2.2.1.4 Prueba CVD (Constant Volumen Depletion).	62
2.2.1.5 Prueba de separadores.	64
2.2.2 Pruebas especiales	66
2.2.2.1 Precipitación de asfáltenos por métodos gravimétricos.	66
2.2.2.2 Prueba de hinchamiento.	67
2.2.2.3 Determinación de las constantes de equilibrio	.68
2.2.2.4 Método de presión mínima de miscibilidad (prueba de tubo delgado – slim-tube test).	68
3. CORRELACIONES PVT PARA ACEITES NEGROS	69
3.1 CORRELACIONES SEGÚN PROPIEDAD	70
3.1.1 Densidad del Petróleo, ρ_o	70
3.1.1.1 Ecuación Balance de Materiales.	70
3.1.1.2 Correlación de Standing (1981).	70
3.1.1.3 Correlación para calcular densidad a $p > p_b$	71
3.1.1.4 Correlación de Vásquez-Beggs (1980)	71
3.1.1.5 Correlación de Petrosky-Farshad (1993).	72
3.1.1.6 Correlación de McCain and Hill (2005).	73
3.1.2 Gravedad específica del petróleo, γ_o	74
3.1.2.1 Correlación con densidades.	74
3.1.2.2 Correlación con gravedad API.	75
3.1.3 Gravedad API del petróleo, $^{\circ}\text{API}$	75

3.1.4 Presión de burbujeo, p_b	75
3.1.4.1 Correlación de Standing, M.B. (1947)	75
3.1.4.2 Correlación de Lasater, J.A. (1958).	77
3.1.4.3 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980).	79
3.1.4.4 Correlación de Glasso, O. (1980)	81
3.1.4.5 Correlación de la Total, C.F.P	82
3.1.4.6 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)	83
3.1.4.7 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad	84
3.1.4.8 Correlación de Mc Cain. (1991)	85
3.1.4.9 Correlación de Farhad, Lablance, Garber & Osorio. (1996)	86
3.1.4.10 Correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo. (2006)	87
3.1.4.11 Correlación de Hemmati & Kharrat. (2007)	89
3.1.4.12 Correlación de Ikiensikimma & Ogoja. (2009)	90
3.1.5 Razón Gas en Solución - Petróleo, R_s .	92
3.1.5.1 Correlación de Standing, M.B. (1947)	92
3.1.5.2 Correlación de Lasater, J.A. (1958)	93
3.1.5.3 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)	93
3.1.5.4 Correlación de Glasso, O. (1980)	94
3.1.5.5 Correlación de la Total, C.F.P	95
3.1.5.6 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)	96
3.1.5.6 Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E. (1992)	97
3.1.5.7 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. (1993)	97
3.1.5.8 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z. (1994)	98
3.1.6 Viscosidad del Petróleo, μ_o	101
3.1.6.1 Viscosidad del Petróleo Muerto, μ_{od}	101
3.1.6.2 Viscosidad en el punto de burbuja, μ_{ob}	105
3.1.6.3 Viscosidad del Petróleo Subsaturado	114
3.1.7 Factor Volumétrico del Petróleo, B_o .	118
3.1.7.1 Correlación de Standing, M.B. (1947).	118
3.1.7.2 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)	119

3.1.7.3 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)	120
3.1.7.4 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. (1993)	121
3.1.8 Factor Volumétrico Total, B_t	122
3.1.8.1 Correlación de Standing (1947)	122
3.1.8.2 Correlación de Glasso, O. (1980)	123
3.1.8.3 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)	124
3.1.9 Compresibilidad del Petróleo, C_o	125
3.1.9.1 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)	125
3.1.9.2 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. (1993)	127
3.1.9.3 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z. (1994)	128
3.1.9.4 Correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.	129
3.2 CORRELACIONES PARA CASOS ESPECÍFICOS A NIVEL MUNDIAL.	131
3.2.1 Correlaciones para las propiedades de los fluidos de yacimiento, crudos de Alaska. Pb. (Oisten Glaso, Sintef/NTH Trondheim) (1978)	131
3.2.2 Correlación de viscosidad para aceites de Arabia Saudita. (Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin) (1987)	132
3.2.3 Correlaciones PVT para crudos de Medio Oriente. (M.A. Al-Marhoun) (1988)	133
3.2.4 Correlación de propiedades PVT para Crudos de los Emiratos Árabes Unidos. (M.E. Dolka y M.E. Osman) (1991)	135
3.2.5 Desarrollo de nuevas correlaciones PVT modificadas para crudos de Malasia. (M.I. Omar y A.C. Todd) (1993)	136
3.2.6 Correlaciones Empíricas PVT para crudos colombianos. (F. Frashad, J.L. LeBlanc, J.D. Garber y J.G. Osorio) (1996)	137
3.2.7 Correlaciones PVT's aplicadas a crudos Egipcios ejemplificando la importancia de usar correlaciones regionales. Pb, Bob. (H.H. Hanafy, S.M. Macary, Y.M. Elnady, A.A. Bayomi y M.H. El Batanony) (1997)	139
3.2.8 Mejoramiento de correlaciones PVT para crudos de los Emiratos Árabes Unidos. (R.A. Almehaideb) (1997)	140

3.2.9 Correlaciones PVT para crudos del Golfo de México. (G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad) (1998)	141
3.2.10 Predicción de la presión de burbuja y factor volumétrico de formación en el punto de burbuja en ausencia de análisis PVT. (S. Elmabrouk, A. Zekri y E. Shirif) (2010)	143
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y CONCEPTOS ESTADÍSTICOS	145
4.1 DEFINICIÓN DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	145
4.2 TIPOS DE ANÁLISIS	147
4.2.1 Análisis de sensibilidad de una variable	147
4.2.1.1 Análisis de sensibilidad de una variable (What if-¿Qué pasa si?)	148
4.2.1.2 Análisis de sensibilidad en reversa (Buscar objetivo).	148
4.2.2 Análisis de sensibilidad de dos o más variables	148
4.3 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS	149
4.3.1 Medidas de centralización	149
4.3.1.1 Moda (Mo).	149
4.3.1.2 Media (\bar{X}).	150
4.3.1.3 Mediana (Me).	150
4.3.2 Medidas de dispersión	150
4.3.2.1 Rango o recorrido.	151
4.3.2.2 Desviación media	151
4.3.2.3 Varianza.	151
4.3.2.4 Desviación típica.	152
4.3.2.5 Coeficiente de variación.	153
4.4 TABLAS DE FRECUENCIA	153
4.5 HISTOGRAMA	154
4.6 DISTRIBUCIÓN NORMAL	155
4.7 DISEÑO DE ESCENARIOS PARA CASO DE ESTUDIO	156
5. DISEÑO DE HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA VALORACIONES	162

5.1 DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO USANDO VBA (VISUAL BASIC FOR APPLICATIONS).	163
5.2 DISEÑO DE LA INTERFAZ GRÁFICA.	167
5.3 MANEJO DE LA HOJA DE CÁLCULO PARA CORRELACIONES PVT.	171
5.4 PLANTILLA DE SALIDA: DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA HOJA DE CÁLCULO.	177
6. ANALISIS DE RESULTADOS	183
7. CONCLUSIONES	219
8. RECOMENDACIONES	221
BIBLIOGRAFIA	222
ANEXOS	228

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de Fases para Aceite Negro	31
Figura 2. Factor volumétrico de formación del aceite B_o vs. Presión a temperatura constante, para un aceite negro	39
Figura 3. Comportamiento típico de R_s vs. Presión a temperatura constante	42
Figura 4. Comportamiento típico de viscosidad vs. Presión a temperatura constante.	44
Figura 5. Comportamiento típico de B_o y B_t vs. Presión a temperatura constante.	45
Figura 6. Factor volumétrico de formación del aceite B_o y total B_t vs. Presión a temperatura constante, para un aceite negro	46
Las siguientes expresiones son expresiones validas para denotar c_o .	47
Figura 7. Coeficiente de compresibilidad C_o vs. Presión a temperatura constante, para un aceite negro por encima de la presión de burbuja.	48
Figura 8. Diagrama de fases P vs. T de un aceite negro.	53
Figura 9. Representación prueba de recombinación.	59
Figura 10. Representación prueba expansión a composición constante.	61
Figura 11. Representación prueba liberación diferencial.	62
Figura 12. Representación prueba CVD	64
Figura 13. Representación prueba del separador.	65
Figura 14. Representación de los coeficientes objetivo, coeficientes tecnológicos y recursos disponibles.	146
Figura 15. Histograma.	155
Figura 16. Representación de escenarios.	157
Figura 17. Representación del diseño conceptual.	159
Figura 18. Representación del diseño lógico.	160

Figura 19. Representación del diseño físico.	161
Figura 20. Desarrollo de la herramienta de calculo.	162
Figura 21. Organigrama Genérico de un Diagrama de Flujo.	163
Fuente: Autores del proyecto	163
Figura 22. Representación del diagrama de flujo para el cálculo de densidad	164
Fuente: Autores del proyecto	164
Figura 23. Código VBA correspondiente al diagrama de flujo anterior (cálculo de densidad del aceite con la correlación de McCain & Hill en VBA).	165
Figura 24. Menú hoja de cálculo – análisis de sensibilidad en macros de Excel	166
Figura 25. Interfaz de las correlaciones para el cálculo de densidad.	168
Figura 26. Herramientas utilizadas en VBA (labels, textbox, comobobox, commandbutton, images etc.).	169
Figura 27. Representación del código y la interfaz.	170
Figura 28. Código de un modulo macro.	171
Figura 29. Menú del programa análisis de sensibilidad.	172
Figura 30. Ingreso datos de entrada.	173
Figura 31. Hoja de cálculo para correlaciones de densidad	173
Figura 32. Menú de correlaciones para densidad	174
Figura 33. Menú de acceso a todas las correlaciones de densidad.	175
Figura 34. Ingreso de datos para la correlación de Vásquez & Beggs.	176
Figura 35. Datos generados para la densidad.	177
Figura 36. Guardar datos calculados.	178
Figura 37. Seguimiento de flechas indicadoras.	178
Figura 38. Ingreso de datos del archivo.	179
Figura 39. Archivo exportado.	180
Figura 40. Botón de acceso a cálculos estadísticos en el menú principal.	181
Figura 41. Hoja de cálculos estadísticos.	182
Figura 42. Densidad del aceite vs presión.	185

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Rango de datos para la correlación de Standing, M.B	77
Tabla 2. Rango de datos para la correlación de Lasater, J.A.	78
Tabla 3. Coeficientes de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.	79
Tabla 4. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D	81
Tabla 5. Rango de datos para la correlación de Glasso, O.	82
Tabla 6. Coeficientes de la Total, C.F.P	83
Tabla 7. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.	83
Tabla 8. Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.	84
Tabla 9. Rango de datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad	85
Tabla 10. Coeficientes de Mc Cain.	86
Tabla 11. Coeficientes de Farhad, Lablance, Garber & Osorio.	86
Tabla 12. Rango de datos para la correlación de Farhad, Lablance, Garber & Osorio.	87
Tabla 13. Coeficientes de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo.	88
Tabla 14. Rango de datos para la correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo.	88
Tabla 15. Coeficientes de Hemmati & Kharrat.	89
Tabla 16. Rango de datos para la correlación de Hemmati & Kharrat.	89
Tabla 17. Coeficientes de Ikiensikimma & Ogboja.	91
Tabla 18. Rango de datos para la correlación de Ikiensikimma & Ogboja.	92
Tabla 19. Coeficientes de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.	94
Tabla 20. Coeficientes de la Total, C.F.P	95
Tabla 21. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.	96
Tabla 22. Rango de datos para la correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.	97
Tabla 23. Coeficientes de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.	98

Tabla 24. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.	99
Tabla 25. Rango de datos para la correlación de Beal, C.	102
Tabla 26. Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.	103
Tabla 27. Rango de datos para la correlación de Glasso, O.	103
Tabla 28. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.	104
Tabla 29. Rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 1.	106
Tabla 30. Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.	108
Tabla 31. Rango de datos para la correlación de Labedi 1.	109
Tabla 32. Rango de datos para la correlación de Labedi 2.	110
Tabla 33. Rango de datos para la correlación de Kaye.	110
Tabla 34. Rango de datos para la correlación de Osorio PARA $\mu_{od} \leq 4,0cp$.	112
Tabla 35. Rango de datos para la correlación de Osorio PARA $\mu_{od} > 4,0cp$	112
Tabla 36. Rango de datos para la correlación de Bergman.	113
Tabla 37. Rango de datos para la correlación de Naseri.	114
Tabla 38. Rango de datos para la correlación de Beal, C.	115
Tabla 39. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.	116
Tabla 40. Coeficientes de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.	119
Tabla 41. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.	120
Tabla 42. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.	124
Tabla 43. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.	127
Tabla 44. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.	128
Tabla 45. Rango de datos para la correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.	129
Tabla 46. Rango de datos para la correlación de Oisten Glaso, Sintef/NTH Trondheim	131

Tabla 47. Rango de datos para la correlación de khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	133
Tabla 48. Rango de datos para la correlación de M.A. Al-Marhoun.	134
Tabla 49. Rango de datos para la correlación de M.E. Dolka y M.E. Osman.	135
Tabla 50. Coeficientes de M.I. Omar y A.C. Todd.	136
Tabla 51. Rango de datos para la correlación de M.I. Omar y A.C. Todd.	137
Tabla 52. Rango de datos para la correlación de F. Frashad, J.L. LeBlanc, J.D. Garber y J.G. Osorio.	138
Tabla 53. Rango de datos para la correlación de H.H. Hanafy, S.M. Macary, Y.M. Elnady, A.A. Bayomi y M.H. El Batanony.	140
Tabla 54. Rango de datos para la correlación de R.A. Almehaideb.	141
Tabla 55. Rango de datos para la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad.	142
Tabla 56. Rango de datos para la correlación de S. Elmabrouk, A. Zekri y E. Shirif.	144
Tabla 57. Análisis de resultados densidad.	186
Tabla 58. Análisis de resultados gravedad específica.	187
Tabla 59. Probabilidad de la variable para gravedad específica.	187
Tabla 60. Análisis de resultados gravedad API.	188
Tabla 61. Análisis de resultados presión en el punto de burbuja.	189
Tabla 62. Probabilidad de la variable para presión de burbuja.	190
Tabla 63. Análisis de resultados solubilidad del gas en el aceite.	192
Tabla 64. Probabilidad de la variable para solubilidad del gas en el aceite.	193
Tabla 65. Análisis de resultados viscosidad para petróleo saturado ($p < p_b$).	195
Tabla 66. Probabilidad de la variable para viscosidad del petróleo saturado.	196
Tabla 67. Análisis de resultados viscosidad del aceite muerto.	197
Tabla 68. Probabilidad de la variable para viscosidad del aceite muerto.	198
Tabla 69. Análisis de resultados viscosidad a presión en el punto de burbuja.	199
Tabla 70. Probabilidad de la variable para viscosidad del aceite en el punto de burbuja.	200

Tabla 71. Análisis de resultados viscosidad aceite subsaturado.	201
Tabla 72. Probabilidad de la variable para viscosidad del aceite subsaturado.	202
Tabla 73. Análisis de resultados factor volumétrico del petróleo.	203
Tabla 74. Probabilidad de la variable para factor volumétrico del petróleo.	204
Tabla 75. Análisis de resultados factor volumétrico total.	205
Tabla 76. Probabilidad de la variable para factor volumétrico total del petróleo.	205
Tabla 77. Análisis de resultados compresibilidad del aceite.	206
Tabla 78. Probabilidad de la variable para compresibilidad del petróleo.	207
Tabla 79. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento).	209
Tabla 80. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (viscosidad del petróleo).	210
Tabla 81. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (viscosidad del aceite en el punto de burbuja).	211
Tabla 82. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (viscosidad del aceite en el punto de burbuja).	211
Tabla 83. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (presión en el punto de burbuja).	212
Tabla 84. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (Presión del aceite en el punto de burbuja).	213
Tabla 85. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (factor volumétrico del petróleo a presión en el punto de burbuja).	214
Tabla 86. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (factor volumétrico del petróleo a presión en el punto de burbuja).	215
Tabla 87. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (compresibilidad del petróleo).	216
Tabla 88. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (compresibilidad del petróleo).	217

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CODIGO VISUAL BASIC FOR APPLICATIONS (VBA)	229
ANEXO B. TABLAS PRUEBA PVT REAL	241
ANEXO C. DATOS PRUEBA PVT REAL	253
ANEXO D. TABLAS DE DATOS CALCULADOS	254

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA CORRELACIONES PVT: APLICACIÓN A ACEITES NEGROS.*

AUTORES: CAMILO ALEXANDER DIAZ REINA
JHON JAIRO PEDRAZA VELANDIA**

PALABRAS CLAVES: Aceites negros, pruebas, presión, volumen, temperatura, correlación, sensibilidad, cálculo.

DESCRIPCION:

Como alternativa a la toma física de muestras y al registro o análisis experimental, la comunidad científica ha desarrollado a lo largo de la historia diversas expresiones matemáticas o analíticas con los mismos fines, algunas más complejas que otras al requerir un mayor cantidad y variedad de data de entrada, mas asertivas en cuanto a su amplia aplicabilidad o más sensibles a las características de los sistemas para los que fueron desarrolladas, pero que a la postre constituyen una alternativa real para obtener información concerniente a los mismos parámetros que se buscan con una prueba de laboratorio regular.

Con el objetivo de cuantificar la eficacia de estas expresiones, su sensibilidad a los parámetros de entrada, para promover o restringir su aplicación, así como valorar y describir los escenarios en que presentan mejores resultados, se busca a través del desarrollo de este proyecto diseñar una herramienta de cálculo que permita evaluar las diferentes correlaciones para compararlas estadísticamente con parámetros obtenidos de una prueba PVT real.

El proyecto se divide en seis capítulos y se inicia con la definición, identificación en campo y análisis de laboratorio de un aceite negro (Black oil), el estudio de propiedades físicas de estos fluidos como son viscosidad, densidad del petróleo, Gravedad específica del petróleo, Gravedad API, entre otras; así como el comportamiento de fases y describiendo el comportamiento P Vs. T.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. PINEDA, Cesar Augusto.

ABSTRACT

TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS FOR PVT CORRELATIONS: APPLICATION TO BLACK OIL.*

AUTHORS: CAMILO ALEXANDER DIAZ REINA
JHON JAIRO PEDRAZA VELANDIA**

KEY WORDS: Black oils, testing, pressure, volume, temperature, correlation, sensitivity, calculus.

DESCRIPTION:

As an alternative to physical taking of samples and to register or experimental analysis, the scientific community has developed along different history or analytical mathematical expressions for the same purpose, some more complex than others by requiring a greater number and variety of data input, more assertive in their broad applicability or more sensitive to the characteristics of systems for which they were developed, but which ultimately constitute a real alternative to obtain information regarding the same parameters that are searched with a test regular laboratory.

In order to quantify the effectiveness of these expressions, their sensitivity to input parameters, to promote or restrict its use, and to evaluate and describe the scenarios with better results, it searches through the development of this project to design a calculation tool to evaluate the different correlations to statistically compare parameters obtained from PVT real test.

The project divides in six chapters and begins with the definition, identification in field and laborator analysis of black oil (Black oil), the study of physical properties of these fluids since it are viscosity, density of the oil, specific Gravity of the oil, Gravity API, between others; as well as the phase behavior and describing the behavior P Vs. T.

* Project of grade

** Faculty of Physicochemical Engineerings. School of Engineering Oil. Director Ing. PINEDA, Cesar Augusto

INTRODUCCION

La extracción y procesamiento de petróleo son los procesos industriales que posibilitan la producción de la principal base energética de la economía mundial. Su continua y creciente demanda exige contar con información representativa acerca de los espacios donde se encuentra y su comportamiento a lo largo del proceso de producción. En ese sentido, los análisis de fluidos son una de las herramientas más importantes para una explotación rentable, considerando la naturaleza múltiple de su composición, o los cambios físicos en su comportamiento a lo largo del sistema de producción. Conocer las propiedades volumétricas del sistema, constituye un elemento imprescindible para la toma de decisiones técnicas y económicas sobre estrategias y operaciones más eficientes. En este contexto, los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento a lo largo de su vida productiva. Una vez que se determina el estado del fluido presente en el yacimiento, se procede a recopilar y estudiar toda la información acerca del comportamiento de los mismos en función de las variaciones de la presión, temperatura y volumen.

Sin lugar a dudas, los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, cuantificar recursos, predecir su vida productiva, definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados. Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado, hacen más factibles la realización de los estudios, sin embargo, los costos asociados a la toma de muestras y a los análisis experimentales o de laboratorio constituyen una limitante importante a la hora de caracterizar integralmente un sistema.

Como alternativa a la toma física de muestras y al registro o análisis experimental, la comunidad científica ha desarrollado a lo largo de la historia diversas expresiones matemáticas o analíticas con los mismos fines, que constituyen una alternativa para obtener información concerniente a los mismos parámetros que se buscan con una prueba de laboratorio regular.

Con el objetivo de cuantificar la eficacia de estas expresiones, su sensibilidad a los parámetros de entrada, para promover o restringir su aplicación, así como valorar y describir los escenarios en que presentan mejores resultados, se busca a través del desarrollo de este proyecto diseñar una herramienta de cálculo que permita evaluar las diferentes correlaciones para compararlas estadísticamente con parámetros obtenidos de una prueba PVT real.

El proyecto se divide en seis capítulos y se inicia con la definición, identificación en campo y análisis de laboratorio de un aceite negro (Black oil), el estudio de propiedades físicas de estos fluidos como son viscosidad, densidad del petróleo, Gravedad específica del petróleo, Gravedad API, entre otras; así como el comportamiento de fases y describiendo el comportamiento P Vs. T.

En el segundo capítulo se muestran los tipos de pruebas PVT de laboratorio, no sin antes definir los parámetros para un buen muestreo.

En el capítulo tercero se describen las correlaciones según propiedad y según tipo de fluido además de las correlaciones específicas para casos a nivel mundial.

En el capítulo cuarto se describe el análisis de sensibilidades y conceptos estadísticos, los tipos de análisis, los criterios estadísticos y se diseña el escenario para un caso de estudio.

En el capítulo quinto se realiza el diseño de herramienta de cálculo para valoraciones, descripción del código usando Visual Basic for Applications (VBA), diseño de la interfaz gráfica, el manejo de la hoja de cálculo para correlaciones PVT y se mostrara la plantilla de salida de datos obtenidos a partir de la hoja.

En el sexto y último capítulo se realiza el análisis de los resultados, donde se valora la asertividad del trabajo desarrollado.

1. ACEITES NEGROS

1.1 DEFINICIÓN DE UN ACEITE NEGRO (Black oil).

El petróleo es una mezcla compleja compuesta de hidrocarburos livianos y pesados, compuestos no hidrocarburos tales como: azufre, nitrógeno y oxígeno como componentes menores. Las propiedades físicas y químicas de petróleos crudos varían considerablemente y son dependientes de la concentración de los componentes hidrocarburos y de los componentes no hidrocarburos presentes en la mezcla.

La composición química de los aceites negros está constituida por moléculas grandes pesadas y no volátiles debido a que predominan los compuestos pesados como C7+, estos compuestos pesados presentes en el aceite definen su color oscuro. Posee una temperatura crítica muy por encima de la temperatura de yacimiento y su envolvente es la más amplia de todos los tipos de fluidos del yacimiento básicamente porque la envolvente depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos presentes y debido a que el black oil contiene una gran cantidad de componentes pesados su envolvente es muy amplia.

El nombre de aceite negro es debido a que la gran mayoría de los aceites de este tipo presenten esta coloración pero no siempre es así, por tal razón estos tipos de fluidos también son denominados aceites de baja merma o aceites ordinarios.

En general podemos clasificar los fluidos del yacimiento en cinco tipos, estos son; aceite negro, aceite volátil, gas retrogrado, gas húmedo y gas seco, esta clasificación es realizada por los ingenieros de producción y los ingenieros de yacimientos con base en ciertas propiedades que son fácilmente tomadas del

historial de producción como son: la relación gas aceite (GOR), la gravedad del liquido en el tanque, y el color del liquido en el tanque. Pero la principal de estas propiedades es la relación gas aceite, ya que la gravedad y el color del liquido confirman lo que ya se ha obtenido con la relación gas aceite como lo expresa McCain¹, cabe resaltar que si ninguna de estas tres propiedades confirma el tipo de fluido es necesario realizar un estudio más detallado para determinar el tipo de fluido.

No es fácil diferenciar un aceite negro de un aceite volátil pero existen dos propiedades importantes a tener en cuenta con sus respectivos valores que pueden ayudar a diferenciarlos de una forma sencilla como son: la relación Gas-aceite (GOR) y/o el factor volumétrico de formación de petróleo (Bo), los cuales poseen los siguientes límites para diferenciar el concepto según barriles o m³ medidos en superficie o yacimiento:

FACTOR VOLUMETRICO DE FORMACION (Bo)	RELACION GAS-ACEITE (GOR)
2 bbl/STB	2000 ft ³ /bbl
2 m ³ /m ³	260 m ³ /m ³

Fuente: Modificada, MOSES P.L. "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems". 1986.

Aquellos crudos cuyos límites se encuentran por debajo de los señalados en la tabla se clasifican como aceites negros, mientras que los que se encuentran por arriba de estos valores se clasifican como aceites volátiles; como lo plantea el

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

autor P.L. Moses en el texto Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems².

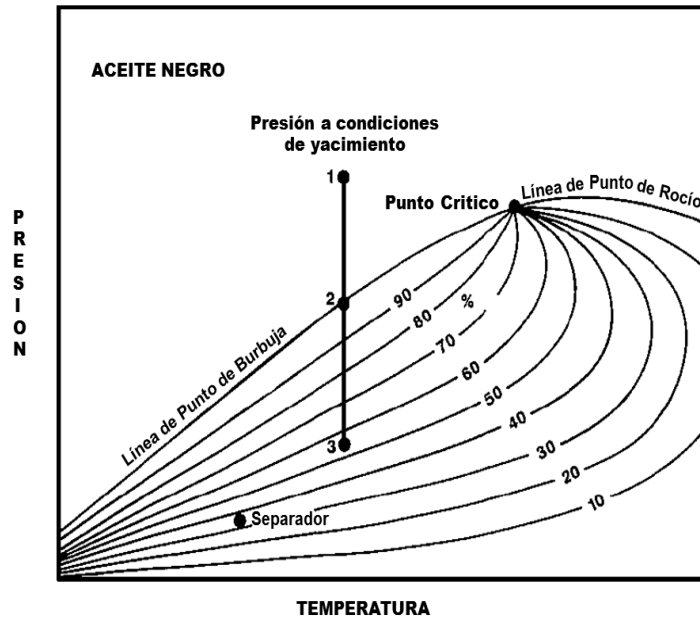
1.1.1 Diagrama de fases de un aceite negro

Un diagrama de fases típico de un aceite negro es presentado en la **figura 1**, las líneas dentro de la envolvente representan la cantidad de líquido en porcentaje con respecto al volumen total, estas líneas son llamadas líneas de calidad y se encuentran regularmente espaciadas. La línea 1-2-3 indica lo que ocurre en el yacimiento; una caída de presión a una temperatura constante. También se indica la presión y temperatura del separador ubicado en superficie.

La temperatura de yacimiento esta a la izquierda y alejada del punto crítico de la mezcla. Si la presión del yacimiento es mayor que la presión del punto burbuja a la temperatura del yacimiento, línea 1-2, entonces sus fluidos están subsaturados, es decir que se encuentran en fase líquida con el gas disuelto en ellos. Si la presión del yacimiento es igual o menor al punto burbuja, línea 2-3, entonces sus fluidos están saturados, es decir que ambas fases, líquida y gaseosa se encuentran presentes en equilibrio.

²[38] MOSES P.L. "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems". 1986.

Figura 1. Diagrama de Fases para Aceite Negro



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

1.1.2 Identificación de un aceite negro en campo

Un aceite negro es identificado en campo principalmente por la relación gas-aceite (GOR) durante la etapa de producción, esta debe ser menor a 2000 ft³/bbl, esta relación gas-aceite se puede incrementar durante la producción si la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja del aceite negro³. Normalmente el aceite negro en el stock-tank tiene una gravedad API menor a 45⁰. En el stock-tank el aceite es de color muy oscuro esto es debido a una gran presencia de hidrocarburos pesados, frecuentemente de color negro, o en ocasiones de color verdoso o café.

³ [38] MOSES P.L. "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems". 1986.

1.1.3 Análisis de laboratorio de un aceite negro

Para caracterizar los yacimientos de aceite negro, el factor volumétrico de formación es sumamente importante en un principio, ya que éste es el que determina la relación de crudo que se puede extraer a condiciones de yacimiento y el crudo que se extrae a condiciones de superficie. No es difícil correlacionar dicho valor de una condición a otra, por ejemplo del yacimiento a la superficie o viceversa.

En el análisis de laboratorio de un aceite negro se obtiene un factor volumétrico de formación inicial del aceite menor a 2,0 RB/BBL; y como el factor volumétrico de formación del aceite es la cantidad de barriles de líquido en el yacimiento requeridos para producir un barril de aceite en el stock-tank, de esta manera se tiene que son necesarios dos barriles de aceite en yacimiento para obtener un barril en superficie.

En el laboratorio se determina la composición de heptano plus, si esta es mayor al 30 por ciento en moles, será un indicador de la gran cantidad de hidrocarburos pesados en el aceite negro.

1.2 PROPIEDADES FISICAS

Para la caracterización de un yacimiento es indiscutible que el ingeniero debe tener un concepto claro de las propiedades físicas de los fluidos, estas propiedades generalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de pozo o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie. En muchas oportunidades no se dispone de la información experimental necesaria debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos, en estos casos las propiedades

físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías o mediante correlaciones empíricas.

1.2.1 Densidad del petróleo (ρ_o)

La densidad del petróleo se define como la cantidad de masa de aceite por unidad de volumen a una temperatura y una presión específica. La densidad normalmente es expresada en libras por pie cúbico. Está es una de las propiedades más importantes del aceite porque afecta substancialmente los valores para el cálculo del volumen, esta vital propiedad es medida en el laboratorio como parte habitual de una prueba PVT. Cuando no se dispone de la del valor de densidad para el aceite en el laboratorio es necesario el uso de correlaciones que puedan generar el dato requerido bajo cierta presión y temperatura de yacimiento.

$$\rho_o = \frac{m}{v} \dots\dots\dots(1.1)$$

Donde:

ρ_o = Densidad del aceite (lb/ft³)

m= Masa del aceite (lb)

v= Volumen del aceite (ft³)

Es necesario calcular la densidad del líquido de yacimiento a condiciones de yacimiento ya que después de ser sometido a cambios de presión y temperatura desde el yacimiento al stock-tank es evidente una merma en el volumen de líquido la cual debe ser calculada para obtener el valor correcto de la densidad. Existe una gran variedad de métodos para calcular el volumen ocupado por determinada masa sometida a elevadas presiones y temperaturas. Los métodos más aplicados para calcular la densidad se encuentran en los campos de petróleo donde el principio del método está basado en la solución ideal. Una solución ideal es una mezcla hipotética de líquidos en la cual no hay una fuerza de atracción especial

entre los componentes de la solución, por lo cual no ocurren cambios en la energía interna de la mezcla, como lo expresa McCain⁴. Bajo estas circunstancias no existen cambios en las características de los líquidos que componen la mezcla. Cuando dos líquidos se mezclan no existen cambios en las propiedades aditivas de los mismo por tal razón el volumen total de la mezcla es la suma de los volúmenes de los componentes líquidos.

Existen tres métodos comunes para calcular la densidad basada en la solución ideal, cada uno de ellos depende de una cantidad de información necesaria para poder desarrollarlo, el primero se puede aplicar cuando se conoce la composición del líquido del yacimiento. El segundo método se aplica cuando se conoce la relación gas-aceite (GOR), la composición del gas, y la gravedad del aceite en el stock-tank. El tercero y último se aplica cuando se conoce la relación gas-aceite (GOR), la gravedad específica del gas, y la gravedad del aceite en el stock-tank.

1.2.2 Gravedad específica del petróleo (γ_o)

Conociendo el significado de la densidad que es definida como la masa por unidad de volumen de aceite a una presión y temperatura específica, entonces la gravedad específica es definida como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua. Ambas medidas a la misma presión y temperatura.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots(1.2)$$

Donde:

γ_o = Gravedad específica del aceite

⁴ [33] McCain, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

ρ_o = Densidad del aceite (lb/ft³)

ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³)

La gravedad específica a dimensional del aceite es normalmente reportada como 60⁰/60⁰, esto significa que las densidades del aceite y del agua fueron medidas a condiciones estándar, (60⁰F) y presión atmosférica. A estas condiciones la densidad del agua es aproximadamente 62,4 lb/ft³ ⁵, entonces la ecuación de gravedad especifica queda de la siguiente forma:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{62,4}, 60^0/60^0 \dots\dots\dots(1.3)$$

1.2.3 Gravedad API (γ_{API})

En la industria del petróleo también existe otro tipo de gravedad que tiene un uso considerable llamada gravedad API (American Petroleum Institute). La escala de la gravedad API se relaciona directamente con la gravedad específica del aceite por la siguiente expresión:

$$\gamma_{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \dots\dots\dots(1.4)$$

Donde:

γ_{API} = Gravedad API del aceite (⁰API)

γ_o = Gravedad especifica del aceite a 60⁰/60⁰

⁵ [6] BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996

La ecuación anterior también puede ser expresada en términos de la gravedad específica del aceite de la siguiente forma:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \gamma_{API}} \dots\dots\dots(1.5)$$

La gravedad API de los crudos normalmente se encuentra en el rango de 47 °API para los crudos livianos y de 10 °API para los crudos pesados. Generalmente un Black Oil tiene una °API < 45. También podemos denotar que para crudos más livianos que el agua la gravedad API es mayor de 10 porque la gravedad específica de estos aceites es menor de 1,0. Y para los aceites más pesados que el agua su gravedad API es menor de 10 puesto que su gravedad específica es mayor a 1,0. El agua tiene una gravedad específica de 1,0 por tal razón le corresponde una gravedad API de 10.

Los crudos, según su gravedad se clasifican en:

Súper Pesados	(Menos de 10 °API)
Pesados	(10 - 22 °API)
Medianos	(22 - 32 °API)
Livianos	(32 - 42 °API)
Condensados	(Mayor de 42 °API)

1.2.4 Presión de burbujeo p_b

La presión de burbujeo o presión en el punto de burbuja como también es llamada, se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un

sistema de estado líquido a un estado de dos fases (líquido-vapor), en donde la fase líquida se encuentra en equilibrio con una cantidad mínima de gas libre.

A presiones por debajo de la presión de burbuja el sistema forma dos fases en equilibrio; líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está conformada por aceite saturado con gas natural, por tal razón a estas presiones se les llama también presiones de saturación p_s , y es utilizada como un sinónimo de la presión de burbuja.

Esta importante propiedad del aceite puede ser medida experimentalmente sometiendo el crudo a una prueba CCE (Constant Composition Expansión). Si no es posible obtener la medida de la presión de burbuja experimentalmente es necesario hacer la estimación de esta propiedad mediante correlaciones. A lo largo de las últimas décadas se han presentado una gran cantidad de correlaciones para determinar el punto de burbuja de un aceite, estas correlaciones dependen principalmente de la solubilidad del gas (R_s), gravedad específica del gas (γ_g), gravedad específica del aceite (γ_o), gravedad API del aceite (γ_{API}), y la temperatura (T). La combinación de estos parámetros gráficamente forman las expresiones matemáticas propuestas por diferentes autores.

1.2.5 Factor volumétrico de formación del petróleo (B_o)

El factor volumétrico de formación es definido como el volumen que ocupa un barril normal de petróleo más su gas disuelto a condiciones de yacimiento. Otra definición que se le da al factor volumétrico de formación es el cambio en el volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento

a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o de la liberación del gas en solución.

Cuando el volumen de aceite se encuentra en el stock-tank en superficie es menor que el volumen de aceite que fluye por el pozo desde el yacimiento, los cambios en el volumen de aceite están dados por el cambio de las condiciones de yacimiento a condiciones de superficie, esto es debido a ciertos factores importantes; el más importante es el cambio de aceite a gas por la disminución en la presión, pasa de la presión de yacimiento a la presión de superficie, esta es la causa por la cual el volumen de aceite decrece cuando existe una gran cantidad de gas disuelto. La disminución en la presión también es una causa para que el aceite restante se expanda un poco, pero esto se compensa por la compresión del aceite debido a la caída de temperatura. El cambio en el volumen de aceite debido a estos factores se le conoce como factor volumétrico de formación del petróleo.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite+El gas disuelto a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de aceite en el stock-tank a condiciones estandar}} \dots\dots\dots(1.6)$$

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{SC}} \dots\dots\dots(1.7)$$

Donde:

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite, (bbl/STB)

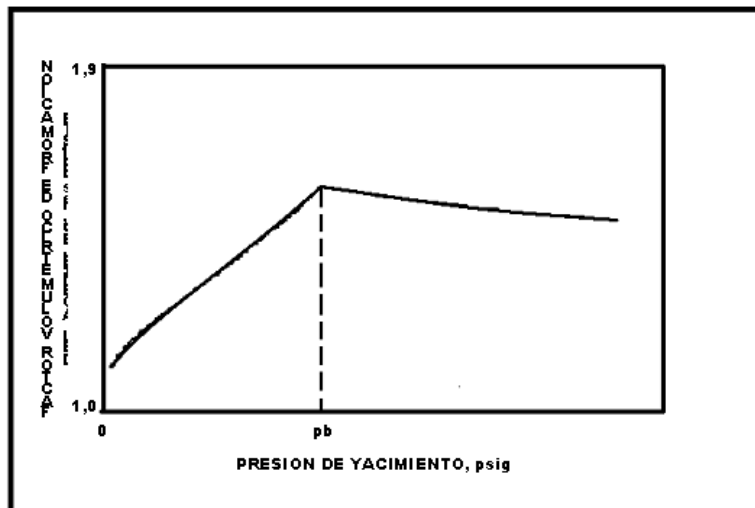
$(V_o)_{p,T}$ = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento, presión y temperatura, (bbl)

$(V_o)_{SC}$ = Volumen de aceite a condiciones estándar, (STB)

Las unidades del B_o son barriles de aceite a condiciones de yacimiento sobre barriles de aceite en el stock-tank (bbl/STB). El volumen de aceite en el stock-tank siempre se reporta a 60°F, sin tener en cuenta la temperatura del stock-tank, es decir q es reportado a condiciones estándar.

La **figura 2**. Muestra como el factor volumétrico del aceite negro cambia con respecto a la presión, cuando dicha presión se encuentra por encima de la presión de burbuja, el factor volumétrico de formación del aceite aumenta un poco debido a la expansión del líquido en el yacimiento. Cuando la presión se encuentra por debajo de la presión de burbuja, el gas que se encontraba en solución cada vez es menor por tal razón se reduce el factor volumétrico de formación.

Figura 2. Factor volumétrico de formación del aceite B_o vs. Presión a temperatura constante, para un aceite negro



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

1.2.6 Relación gas disuelto en el petróleo (R_s)

La relación gas disuelto en el petróleo, gas en solución en el petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se define como la cantidad de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

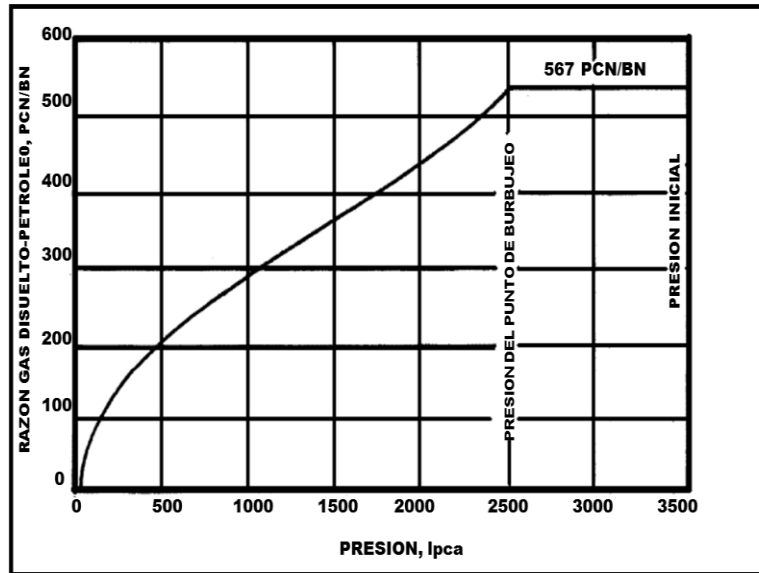
Cuando un crudo tiene la saturación máxima posible de gas, quiere decir que el crudo se encuentra saturado con gas y en este caso al reducir la presión en lo más mínimo, existe una liberación de gas. Si el crudo no tiene la cantidad necesaria de gas que él puede admitir, se denomina que el crudo está subsaturado o no saturado, es decir que tiene una deficiencia de gas.

Si el petróleo es sometido a altas presiones y temperaturas, y dispone de suficiente gas esto quiere decir que el gas es infinitamente soluble en el petróleo. Algunas limitantes de la solubilidad del gas en el petróleo cuando se encuentra en el yacimiento son las condiciones de temperatura y presión que allí existan y además la cantidad de gas disponible. Por esta razón se encuentran yacimientos con capa de gas inicial, es decir exceso de gas a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

La **figura 3**. Muestra como el R_s se mantiene constante por encima de la presión de burbujeo, p_b , y después de este punto empieza a decrecer junto con la presión. Lo que puede explicar esto es que por encima de la presión de burbujeo no existe más gas disponible que pueda entrar en solución con el petróleo. Por tal razón por encima de la presión de burbujeo el petróleo se encuentra subsaturado, ya que si existe una disminución de la presión no causa liberación de gas, es decir que el R_s es constante; sin embargo por debajo de la presión de burbujeo el petróleo se encuentra saturado, ya que una disminución en la presión ocasiona una liberación de gas debido a que el R_s disminuye.

Existen algunos factores que afectan la solubilidad del gas en el aceite como son; presión, temperatura, gravedad API del aceite, gravedad específica del gas. Si se aumenta la presión el R_s aumenta, si se aumenta la temperatura el R_s disminuye, si se aumenta la gravedad API del aceite entonces el R_s aumenta, y si se aumenta la gravedad específica del gas tenemos que el R_s aumenta.

Figura 3. Comportamiento típico de R_s vs. Presión a temperatura constante



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

La manera de separar el gas del aceite arroja diferentes valores de R_s , existen dos tipos de liberación; liberación instantánea y liberación diferencial. Durante la liberación instantánea (flash) la composición del sistema no cambia, el gas liberado permanece en contacto y en equilibrio con el petróleo hasta que todo el gas sea separado. Por el contrario durante la liberación diferencial el gas liberado en cada disminución de presión se separa del petróleo por lo tanto la composición del sistema cambia.

1.2.7 Viscosidad del petróleo (μ_o)

En términos generales la viscosidad de un fluido es la fricción interna o la resistencia de las moléculas a fluir, es decir a moverse con facilidad. La viscosidad se encuentra en rangos desde 0,1 centipoise para aceites cercanos al punto crítico hasta 100 centipoise para aceites pesados como lo describe Tarek Ahmed⁶. Esta

⁶ [47] TAREK, Ahmed. "Reservoir engineering handbook".2001.

propiedad es considerada como la que presenta mayor dificultad para ser obtenida con una buena precisión mediante correlaciones.

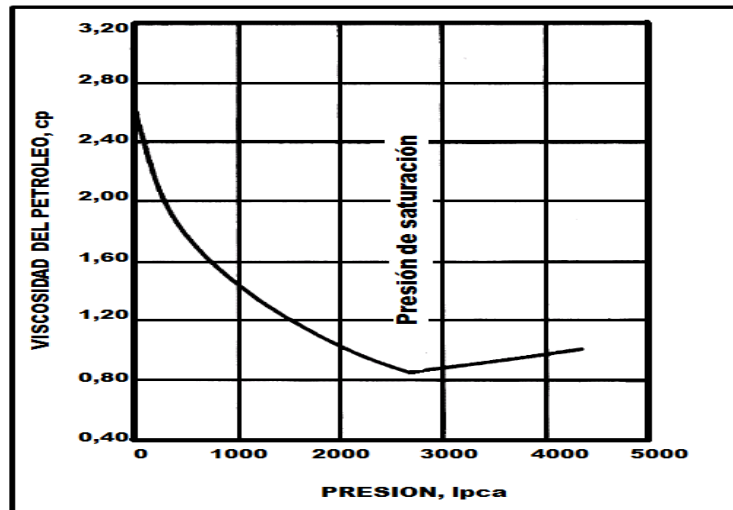
La viscosidad del aceite depende en gran parte de propiedades como; la temperatura, la presión, la gravedad del aceite, la gravedad del gas, la solubilidad del gas en el aceite y la composición del crudo. Si existe un aumento en la temperatura conlleva a una disminución de la viscosidad, si se disminuye la presión causa una disminución de la viscosidad con la condición de que el efecto de la presión sea solo sobre la compresibilidad del líquido, además una disminución en la solubilidad del gas en el aceite aumenta la viscosidad, teniendo en cuenta que la cantidad de gas en solución es función directa de la presión.

Cada vez como sea posible es necesario medir la viscosidad en el laboratorio bajo condiciones de yacimiento como presión y temperatura. Estos resultados de viscosidad normalmente son reportados en los análisis de las pruebas PVT. Si no es posible obtener los valores de viscosidad en el laboratorio, es necesario realizar el cálculo mediante correlaciones, usualmente estos datos no tienen un gran precisión ya que dependen de los datos del crudo que se tengan disponibles. Basados en la disponibilidad de los datos del crudo las correlaciones se pueden dividir en dos tipos; correlaciones basadas en datos obtenidos de pruebas PVT como el R_s y la gravedad API. Y correlaciones basadas en la composición del aceite

Dependiendo de la presión la viscosidad del aceite puede ser clasificada en tres clases; la primera se denomina viscosidad del aceite muerto (no presenta gas en solución), esta viscosidad del aceite está dada a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. El segundo tipo de viscosidad se llama viscosidad del aceite saturado, esta viscosidad está definida a una presión menor o igual a la presión de burbuja. Y el tercer tipo de viscosidad es la viscosidad del aceite

subsaturado, y se define como la viscosidad a una presión por encima del punto de burbuja y a la temperatura de yacimiento.

Figura 2. Comportamiento típico de viscosidad vs. Presión a temperatura constante.



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

La **figura 4**. Muestra como por debajo de la presión de burbuja la viscosidad disminuye con el aumento de la presión debido al gas que se encuentra en solución, pero por arriba de la presión de burbuja la viscosidad del aceite aumenta con la presión debido a que ya no ocurre solubilidad del gas y solo actúa la compresibilidad del aceite.

1.2.8 Factor volumétrico de formación total (B_t)

El factor volumétrico de formación total o bifásico, es definido como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de aceite más su gas en solución inicialmente. En otros términos este factor incluye el volumen del líquido que van intrínseco en el B_0 , mas el volumen de la diferencia entre la razón del gas disuelto en el petróleo inicial menos la razón de gas disuelto en el petróleo a la

condiciones actuales del yacimiento, esto por el factor volumétrico de formación del gas para el gas en solución es B_g (bbl/SCF). Entonces el factor volumétrico de formación total se puede determinar mediante la siguiente ecuación

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) \cdot B_g \quad \dots\dots\dots(1.8)$$

Donde:

B_t = factor volumétrico de formación total, (bbl/STB)

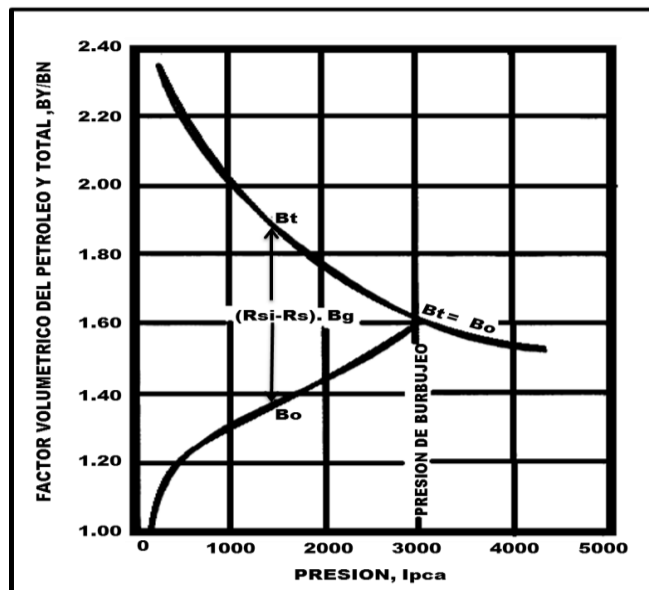
B_o = factor volumétrico de formación del petróleo, (bbl/STB)

B_g = factor volumétrico de formación del gas, (bbl/SCF)

R_{si} = Relación gas disuelto en el petróleo a p_i , (SCF/STB)

R_s = Relación gas disuelto en el petróleo a p , (SCF/STB)

Figura 5. Comportamiento típico de B_o y B_t vs. Presión a temperatura constante.

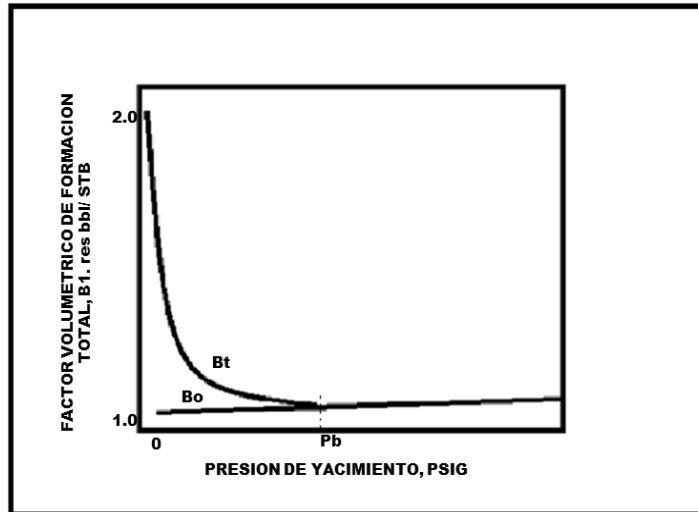


Fuente: Modificada, BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

La **figura 5**. Muestra como por encima de la presión de burbuja el R_{si} es igual al R_s , y que el factor volumétrico total es igual al factor volumétrico del petróleo, $B_t = B_o$. Sin embargo por debajo de la presión de burbuja a medida que la presión

disminuye el B_o disminuye pero el B_t aumenta debido a que el término, $(R_{si} - R_s)$. B_g , aumenta puesto que B_g aumenta, R_s disminuye mientras que R_{si} es un valor constante.

Figura 6. Factor volumétrico de formación del aceite B_o y total B_t vs. Presión a temperatura constante, para un aceite negro



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

La **figura 6**. Muestra una comparación entre el factor volumétrico de formación total y el factor volumétrico de formación del aceite, los dos factores volumétricos son idénticos cuando la presión está por encima de la presión de burbuja. La diferencia se puede notar cuando la presión está por debajo de la presión de burbuja esto se debe al volumen de gas libre en el yacimiento. Se observa que el factor volumétrico del aceite empieza a disminuir mientras que el factor volumétrico de formación total aumenta, debido a esto el factor volumétrico de formación total también es llamado factor volumétrico de formación de dos fases.

1.2.9 Compresibilidad del petróleo

El coeficiente de compresibilidad es definido como el cambio en el volumen debido al incremento de la presión por unidad de volumen, todas las otras variables con excepción de la presión son constantes incluyendo la temperatura. Matemáticamente el coeficiente de compresibilidad es definido por la siguiente expresión.

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(1.9)$$

Para los aceites el coeficiente de compresibilidad de la fase aceite, c_o , es categorizado en dos tipos basados en la presión del yacimiento; a) si la presión de yacimiento es mayor o igual a la presión de burbuja, el aceite se encuentra en una sola fase con todo el gas disuelto todavía en solución. El coeficiente de compresibilidad del aceite por encima del punto de burbuja refleja los cambios en el volumen asociados a la expansión o compresión de la fase aceite por cambios en la presión del yacimiento. La compresibilidad del aceite en este caso se determina con el coeficiente de compresibilidad isotérmico subsaturado. b) si la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja el gas en solución es liberado por la disminución en la presión de yacimiento o re-disuelto por el incremento de la presión. Los cambios en el volumen de aceite son resultados de que los cambios en la solubilidad del gas deben ser tenidos en cuenta cuando se determina el coeficiente de compresibilidad. La compresibilidad del aceite en este caso se determina coeficiente de compresibilidad isotérmico saturado.

Las siguientes expresiones son expresiones validas para denotar c_o .

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(1.10)$$

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(1.11)$$

$$c_o = -\frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(1.12)$$

Donde:

c_o = Coeficiente de compresibilidad del aceite, (psi^{-1})

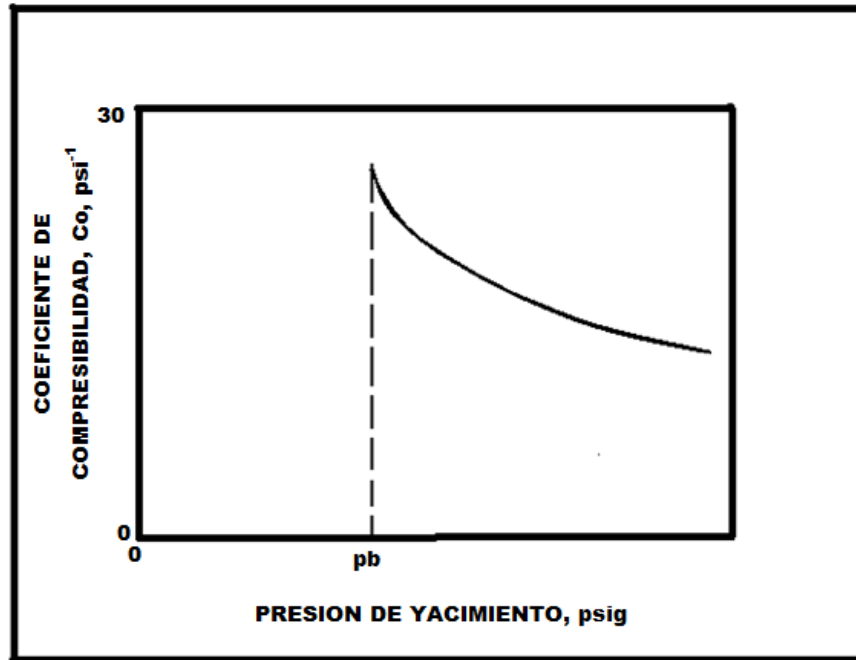
V = Volumen de aceite (ft^3)

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite, (bbl/STB)

ρ_o = Densidad del aceite, (lb/ft^3)

La **figura 7**. Muestra la relación típica entre factor de compresibilidad del aceite negro contra la presión de yacimiento. El factor de compresibilidad del aceite negro es virtualmente constante excepto cuando la presión esta cerca a la presión de burbuja.

Figura 7. Coeficiente de compresibilidad C_o vs. Presión a temperatura constante, para un aceite negro por encima de la presión de burbuja.



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

1.3 COMPORTAMIENTO DE FASES

Los hidrocarburos en el yacimiento existen como fase líquida, fase vapor, o como fase sólida. Una fase es definida como algo homogéneo y físicamente distinto que forma parte de un sistema en el cual es separada de otras partes del sistema por límites superficiales definidos. Un claro ejemplo es el hielo, el agua líquida y el vapor de agua, son tres fases pero cada una de ellas es físicamente distinta y homogénea, existen límites definidos entre cada una de estas. Las fases dependen principalmente de la temperatura y la presión.

Las propiedades físicas son determinadas como intensivas o extensivas. Las propiedades intensivas son independientes de la cantidad de materia presente, por ejemplo la densidad, el coeficiente de compresibilidad, o el volumen específico. Las propiedades como la masa y el volumen son denominadas extensivas ya que sus valores dependen de la cantidad de materia presente.

1.3.1 Variables que afectan el comportamiento de las fases (Composición, Presión, Temperatura, Fuerzas Intermoleculares).

El comportamiento de fases y las propiedades físicas de los fluidos de yacimiento están directamente relacionados con su composición. Antes de realizar cualquier discusión sobre el comportamiento de fases, es necesario hacer una descripción general de la composición química de los fluidos de yacimiento para visualizar a nivel molecular, las causas de los parámetros obtenidos en su producción.

Composición de los fluidos de yacimiento: Los fluidos de yacimiento consisten principalmente de compuestos orgánicos llamados Hidrocarburos; además se pueden encontrar en menor proporción compuestos inorgánicos y compuestos orgánicos no hidrocarburos.

Hidrocarburos: Los hidrocarburos son compuestos químicos exclusivos de hidrógeno y carbono, estructurados de tal forma que las propiedades de los miembros de una misma serie, cambian de manera gradual a medida que aumentan los átomos de carbono en la molécula. En un yacimiento de petróleo predomina el que todos los átomos de carbono tengan cuatro enlaces de valencia completamente ocupados. El más simple de los hidrocarburos es el metano con cuatro átomos de hidrogeno. Las principales series de hidrocarburos que se encuentran en los fluidos de yacimiento son: las parafinas, las cicloparafinas y los aromáticos. Las Parafinas, también conocidas como alcanos, predominan en los fluidos de yacimiento. Estas van desde el metano hasta las ceras y su fórmula molecular es C_nH_{2n+2} . Las cicloparafinas, es la segunda serie de hidrocarburos en importancia y reconocen también como naftenos. Son cadenas de hidrocarburos cerradas y su fórmula molecular es C_nH_{2n} . los más comunes son el ciclo-pentano C_5H_{10} y el ciclo-hexano C_6H_{12} . Los Aromáticos, incluyen el benceno C_6H_6 y compuestos similares. El benceno es una molécula plana con seis átomos de carbono arreglados en un anillo hexagonal. El benceno es un compuesto muy estable y un importante constituyente del petróleo. Otros compuestos aromáticos son el tolueno $C_6H_5CH_3$ y el xileno $CH_3C_6H_4CH_3$.

Compuestos Orgánicos: Se presentan en proporciones menores, también se pueden encontrar en los fluidos de yacimiento los siguientes compuestos orgánicos: ácidos, alcoholes, ketones, éteres, aldehídos, aminas, glicoles y mercaptanos, los cuales pueden afectar el proceso de producción de los fluidos de yacimiento. Por ejemplo, los ácidos, alcoholes, éteres y ketones pueden incidir sobre las propiedades emulsificantes del petróleo; los mercaptanos, compuestos de sulfuro, son contaminantes y altamente corrosivos.

Compuestos inorgánicos: Los más importantes compuestos inorgánicos presentes en los fluidos de yacimientos son: Nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua. El nitrógeno y el dióxido de carbono generalmente están

presentes en concentraciones hasta de 2% en mol, aunque en algunos casos puede llegar al 10% o más. El sulfuro de hidrógeno es un compuesto tóxico y corrosivo. Afortunadamente se encuentra en muy bajas concentraciones (partes por millón). La presencia de agua contribuye al contenido de sal de los fluidos de yacimiento. Las sales más comunes son las de sodio, magnesio y cloruro de calcio. También se pueden encontrar gases inorgánicos como helio, argón y vapor de mercurio en casos aislados.

a) Composición: Las diferencias entre el petróleo en el tanque de almacenamiento y el fluido original del yacimiento son debidas a la variedad de componentes presentes en el fluido de yacimiento. En el tránsito del fluido desde el yacimiento hasta el tanque ocurren reducciones significativas de presión y temperatura, produciéndose en superficie fluidos en fase líquida y fase gaseosa. Los componentes livianos como el metano y el etano, estarán presentes en la fase gaseosa, igualmente muchos de los componentes con punto de ebullición por encima de 150⁰C estarán con el líquido producido. Los componentes intermedios del propano al nonato, estarán distribuidos en ambas fases. Las cantidades retenidas de los diferentes compuestos influirán sobre las propiedades físicas del gas y del líquido producido (Rs, Bo, API, etc.) y por consiguiente afectarán su valor comercial.

La forma en la cual se comportan los hidrocarburos cuando hay un cambio en la presión y la temperatura se puede explicar mejor con el comportamiento individual de las moléculas. Existen otras variables importantes que afectan el comportamiento físico de las moléculas.

La presión, es un reflejo del numero de moléculas presentes y sus movimientos; la temperatura, es un reflejo de la energía cinética de las moléculas y de la atracción y repulsión molecular. La presión y la atracción molecular tienden a confinar las

moléculas y a chocarlas entre ellas, y la temperatura y la repulsión molecular tienden a separar las moléculas.

Cuando un material se encuentra en reposo no existe un cambio en el volumen o una cambio de fase ya que las fuerzas que confinan las moléculas están en equilibrio con las fuerzas que tienden a separarlas, mientras que si el material no se encuentra en reposo las fuerzas no están balanceadas y tendera a cambiar de fase.

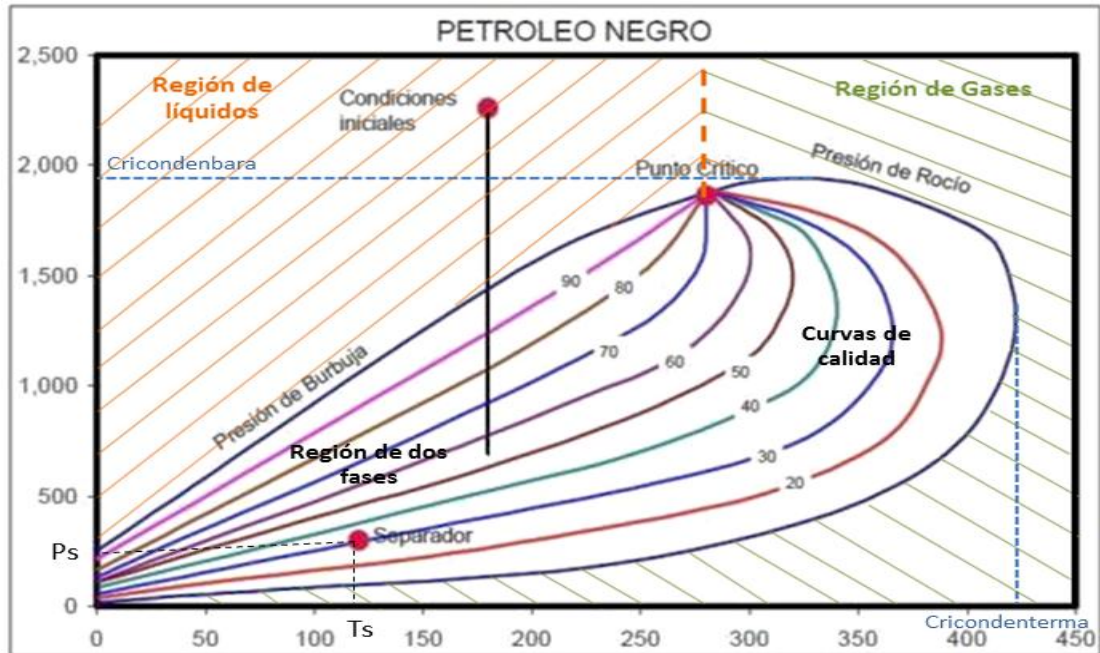
b) Temperatura: es simplemente una medida física del promedio de la energía cinética presente en las moléculas de un material. Como se le adiciona calor al material entonces la energía cinética de las moléculas aumenta causando un incremento en la movilidad de las mismas, este resultado hace que las moléculas tiendan a separarse.

c) Presión: es un reflejo del número de veces que las moléculas de un gas chocan contra las paredes del recipiente que las contiene. Si las moléculas son forzadas a juntarse entre ellas mismas entonces la presión aumenta.

d) Fuerzas intermoleculares: son las fuerzas de atracción o repulsión entre moléculas. Estas fuerzas cambian con el aumento o disminución de la distancia entre ellas. La fuerza de atracción entre las moléculas aumenta cuando la distancia entre ellas decrece. La distancia entre las moléculas hace que la fuerza de repulsión incremente.

1.3.2 Descripción del comportamiento, P vs T.

Figura 8. Diagrama de fases P vs. T de un aceite negro.



Fuente: Modificada, AMAYA, Andrés y CHASIQUIZA, Diego. "Programa de Diseño Unificado de Bombeo Hidráulico". Escuela Politécnica Nacional. Quito 2009.

La **figura 8**, muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento conocido como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamado de aceite negro. Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C3 a C6, es comparativamente bajo y alto en componentes pesados.

La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondebárica y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

2. PRUEBAS DE PRESION VOLUMEN Y TEMPERATURA – PVT

Es de vital importancia el obtener información exacta que permita analizar correctamente un campo. Es aquí donde aparecen las pruebas PVT, estas sin duda son el arma más adecuada para la caracterización del yacimiento, siempre y cuando sean correctamente aplicadas.

Las pruebas PVT son empleados con el propósito de analizar los yacimientos además de esto, estudiar y cuantificar el comportamiento de fase y propiedades del fluido de un yacimiento simulando las condiciones de recuperación con el fin de estudiar las propiedades de los fluidos de yacimiento en el laboratorio. Es necesario recombinar las mezclas de líquido y gas del separador, esto se hace mezclando las dos muestras proporcionalmente a su relación gas líquido de producción (GOR). Partiendo de los resultados de estos estudios, se determinan los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento.

Existen varias pruebas PVT, cada una de ellas tiene diferentes desarrollos, resultados y análisis, pero hay algo que las caracteriza y que hace en gran parte el éxito de cada una de ellas, esto es la recolección de la muestra representativa. Es por ello que en el análisis PVT debemos considerar sumamente importante los datos que se están registrando de modo que éstos sean bastante representativos y de esta manera nos den la seguridad de un desarrollo óptimo.

A simple vista se puede calcular que tan importantes son las pruebas PVT en el mundo de los hidrocarburos, sin duda son la herramienta que mejor se debe manejar. Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la

ingeniería de yacimientos; permiten predecir la vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados.

2.1 MUESTREO

El comportamiento volumétrico de los fluidos de yacimiento se determina en función de la presión y la temperatura de tal forma que se pueda evaluar la producción del yacimiento. La caracterización de los fluidos de yacimiento se realiza mediante la medición y correlación de sus propiedades físico-químicas. Aunque algunas de estas propiedades pueden medirse en el campo directamente sobre el material de producción, tales estimaciones son de limitada exactitud.

Las mejores estimaciones de las propiedades de un fluido de yacimiento se pueden realizar en el laboratorio mediante pruebas PVT sobre muestras representativas del fluido. Por esto, la importancia de realizar un adecuado muestreo de los fluidos de yacimiento que garantice confiabilidad y exactitud de los datos obtenidos de un análisis de laboratorio.

Las muestras son recolectadas por técnicos de laboratorio especialmente entrenados para la realización de esta operación. Sin embargo, los ingenieros de yacimiento y de campo deben conocer las técnicas de muestreo y los diferentes análisis que se realizan en el laboratorio, para poder decidir, cuándo se requiere una muestra, cual técnica de muestreo se debe utilizar, y cómo debe acondicionarse el pozo para el muestreo. Por otra parte conocer los por menores de la operación, ayudara a evaluar la exactitud de los datos reportados en el laboratorio.

Para la realización de un adecuado estudio de los fluidos de yacimiento, la recolección de las muestras debe hacerse antes de que la presión del yacimiento caiga por debajo de su presión de saturación. Por lo tanto, se recomienda que las muestras de fluido sean tomadas una vez haya sido descubierto el yacimiento, y su producción haya sido el resultado de la operación de limpieza de los pozos. Las muestras deben ser tomadas solo después de haberse establecido un cuidadoso programa de selección, acondicionamiento y prueba del pozo a muestrear.

La cantidad y la localización de los pozos de muestreo que se necesita para describir las propiedades de los fluidos de un yacimiento, lo determina el grado de variabilidad de los fluidos en el yacimiento y la precisión deseada en los cálculos. Los yacimientos que presentan características estructurales tales como fallas, barreras de permeabilidad, secciones muy gruesas, buzamientos muy altos o grandes extensiones superficiales tendrán variaciones de un punto a otro en las propiedades de los fluidos, y requerirán un mayor número de pozos de muestreo.

Existen dos técnicas para obtener muestras de fluido de yacimiento, conocidas como muestreo de fondo y muestreo de superficie.

Muestreo de fondo: Consiste en recoger muestras de fluido de yacimiento, en el fondo del pozo, en el punto más cercano a la cara de la formación, mediante un equipo especializado bajado al pozo con una unidad de cable. Llamado también muestreo de subsuelo, se utiliza en yacimientos de petróleo negro y en yacimientos de aceite volátil, cuya presión no ha caído por debajo de su presión de saturación. Esta técnica no se debe utilizar en pozos donde se produzcan cantidades significativas de agua.

Muestreo de superficie: El muestreo de superficie, también llamado muestreo de recombinación, consiste en tomar muestras de líquido y gas de producción a condiciones de separador, las cuales son adecuadamente recombinadas en el

laboratorio para obtener una muestra representativa del fluido de yacimiento. El separador sobre el cual se van a tomar las muestras, debe tener suficiente capacidad para asegurar un tiempo de retención que permita la estabilización de las fases líquida y gaseosa. Además, debe estar equipado con un extractor interno de niebla. Antes de tomar cualquier muestra, se debe medir exactamente las tasas de producción de gas y de líquido de separador y la temperatura del separador y del tanque de almacenamiento. Las siguientes son las muestras que se deben tomar para ser enviadas al laboratorio; muestras de gas del separador tomadas en el sistema de medición, muestras de líquido de separador, muestras de líquido de tanque a condiciones estándar. El gas y el líquido deben muestrearse en el mismo separador preferiblemente en la primera etapa de separación. La tasa de muestras en la segunda etapa de separación es opcional y depende del número de cilindros de embarque disponibles.

La selección de la muestra es el primer procedimiento realizado en laboratorio al recibir la muestra presurizada. Antes de comenzar el análisis, es importante evaluar las muestras disponibles y escoger la más representativa de los fluidos de yacimiento. Se deben escoger las muestras tomadas durante las condiciones más estables.

En el laboratorio se determina la presión de burbuja del líquido del separador a su temperatura. La muestra se considera representativa si la presión determinada es igual a la presión del separador de prueba en el momento del muestreo.

Los recipientes con las muestras se conectan a una bomba de mercurio y a un medidor de presión y se registra la presión de apertura. En el caso de muestras de líquido, la bomba se utiliza para elevar la presión en la botella con el fin de realizar la gráfica de presión contra volumen inyectado a temperatura ambiente. Un cambio repentino en la pendiente de la gráfica indica el punto de burbuja de la muestra de líquido del separador.

El punto de burbuja de una muestra de líquido debe disminuir entre 3 y 4 psi por grado Fahrenheit de diferencia entre las condiciones de separador y las condiciones ambiente. Esta regla se aplica también para muestras de fondo. La presión de apertura en la fase gas correspondiente, puede revisarse y debe ser igual a la presión del separador en el momento del muestreo. Si estas dos presiones concuerdan el muestreo puede realizarse. Estas revisiones sirven como indicación inicial de cualquier problema de fugas en la muestra.

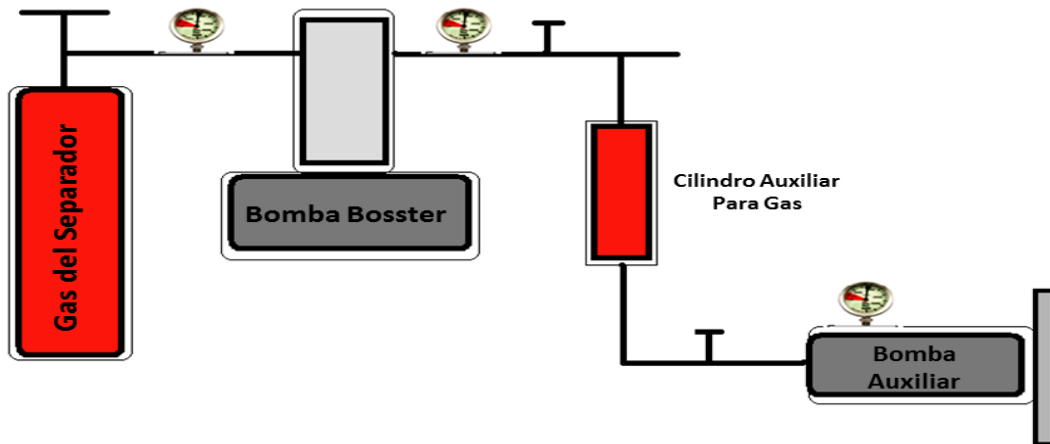
2.2 TIPOS DE PRUEBA

2.2.1 Pruebas convencionales

La mayoría de las pruebas son experimentos de agotamiento, donde la presión de una muestra de fluido que se encuentra en una fase se disminuye en pasos sucesivos uno a uno para incrementar el volumen del fluido o remover parte de este. La disminución de la presión produce la formación de una segunda fase. Los dos experimentos fundamentales realizados en sistemas de aceite negro, son el Agotamiento a Volumen Constante (CVD) y la Expansión a Composición Constante (CCE). En los dos se emplea una celda PVT, la cual es un recipiente cuyo volumen interno es conocido para un amplio rango de presiones y temperaturas y que además puede mantenerse a temperatura constante. Esta celda está equipada con una ventana resistente a altas presiones a través de la cual puede verse y medirse cualquier cambio de fase en la muestra analizada. Los cambios de presión y volumen se realizan introduciendo o retirando mercurio directamente a la celda o usando pistones flotantes. Inicialmente la celda se carga con los volúmenes de gas y líquido necesarios para formar de nuevo una muestra representativa. Posteriormente se deja en equilibrio a presión y temperatura de yacimiento, algunas de ellas tienen mecanismos de agitación para lograr alcanzarlo más rápidamente.

2.2.1.1 Prueba de recombinación . Luego de haber obtenido y validado el análisis composicional del gas y del líquido del separador, la composición del fluido de yacimiento puede ser calculada conociendo la relación gas-aceite en la producción. Pero antes de esto, las mediciones de tasas de flujo reportadas necesitan ser corregidas ya que ellas se basan en cálculos donde se necesitan valores para el factor Z y la gravedad del gas. La gravedad se mide en campo, pero sin la clase de precisión que puede obtenerse recalculándola a partir de la composición conocida. Por otra parte, el factor Z se basa en correlaciones que están en función de la gravedad del gas. La corrección, por lo tanto, recalcula la tasa de flujo basada en las composiciones de la gravedad del gas y del factor Z para obtener de nuevo la relación gas-aceite en el separador. La recombinación consiste en volver a determinar el número de moles de cada componente en cada fase para el GOR establecido y agregarlas a cada composición de la fase calculada previamente. Finalmente renormalizar y así obtener un 100%.

Figura 9. Representación prueba de recombinación.



Fuente: Autores del Proyecto.

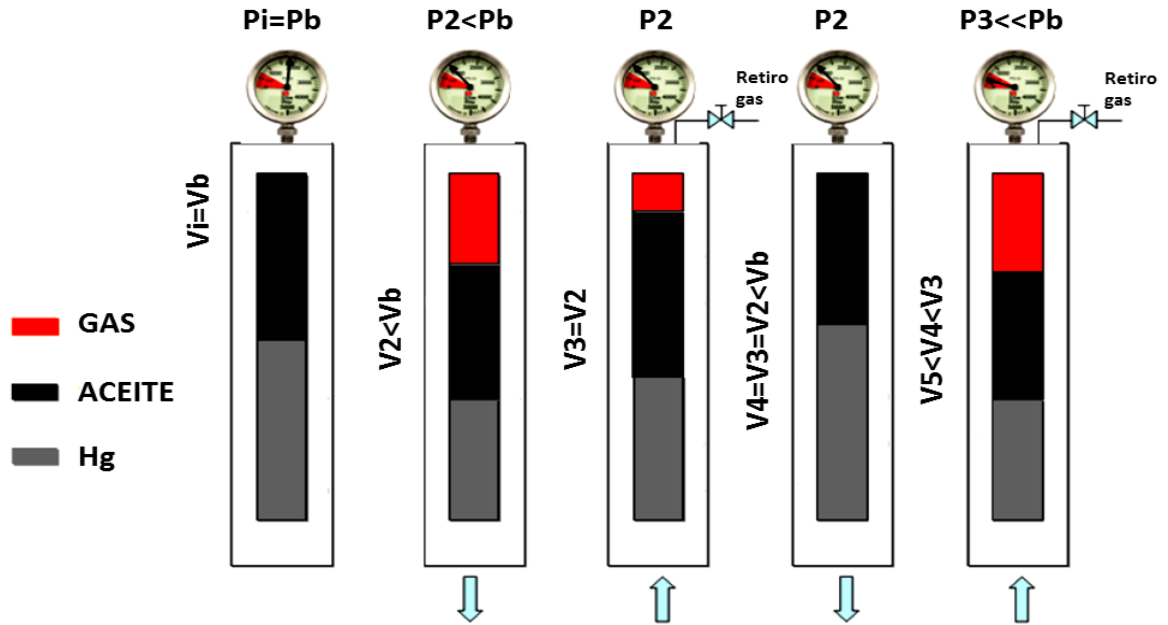
2.2.1.2 Liberación instantánea y prueba CCE (Constant Composition Expansion) Esta prueba se conoce también como Expansión a masa Constante o vaporización flash y es la que inicia el proceso de pruebas PVT para un fluido de

yacimiento. Se realiza para cualquier tipo de fluido, es utilizada principalmente en yacimientos de aceite negro, sirve para medir el volumen total de fluido y su compresibilidad para un amplio rango de presiones desde la presión inicial de yacimiento hasta valores por debajo de la presión del separador. Para los aceites negros también se usa en la determinación de la presión de saturación a condiciones de yacimiento.

A fin de alcanzar un fluido de yacimiento representativo, la muestra se transfiere a la misma relación gas-líquido medida durante el muestreo. Una vez hecho esto, el sistema en la celda PVT, se lleva a la temperatura de yacimiento y se comprime hasta alcanzar una presión superior a la del yacimiento. En este punto, la celda se deja en reposo (usualmente durante la noche) para lograr el equilibrio. El sistema se revisa para ver si el fluido se encuentra en una fase y se registra el volumen total. En este momento puede comenzar el proceso de expansión a masa constante. La presión se reduce paso a paso, se observa el volumen en la celda del sistema y se registra en cada cambio de presión, según las lecturas de la bomba manual.

El número de reducciones y el rango de presión que se va a cubrir, generalmente se decide consultando al ingeniero que solicita el estudio. La expansión a composición constante puede realizarse además a otras temperaturas para ayudar a modelar las condiciones de producción para procesos futuros. Para muestras de aceite, la expansión volumétrica por debajo del punto de burbuja es mayor que por encima de este. Esto permite determinar fácilmente dicho punto en la gráfica, el cual será aquel en donde la pendiente de la curva cambia. El gran cambio en expansión se debe a la presencia de vapor, el cual es mucho más compresible que la fase líquida. Es importante anotar que el volumen que se registra en las gráficas es un volumen relativo al volumen medido en el punto de saturación, aunque algunos laboratorios lo definen como la relación del volumen de líquido condensado sobre el volumen de fluido.

Figura 10. Representación prueba expansión a composición constante.

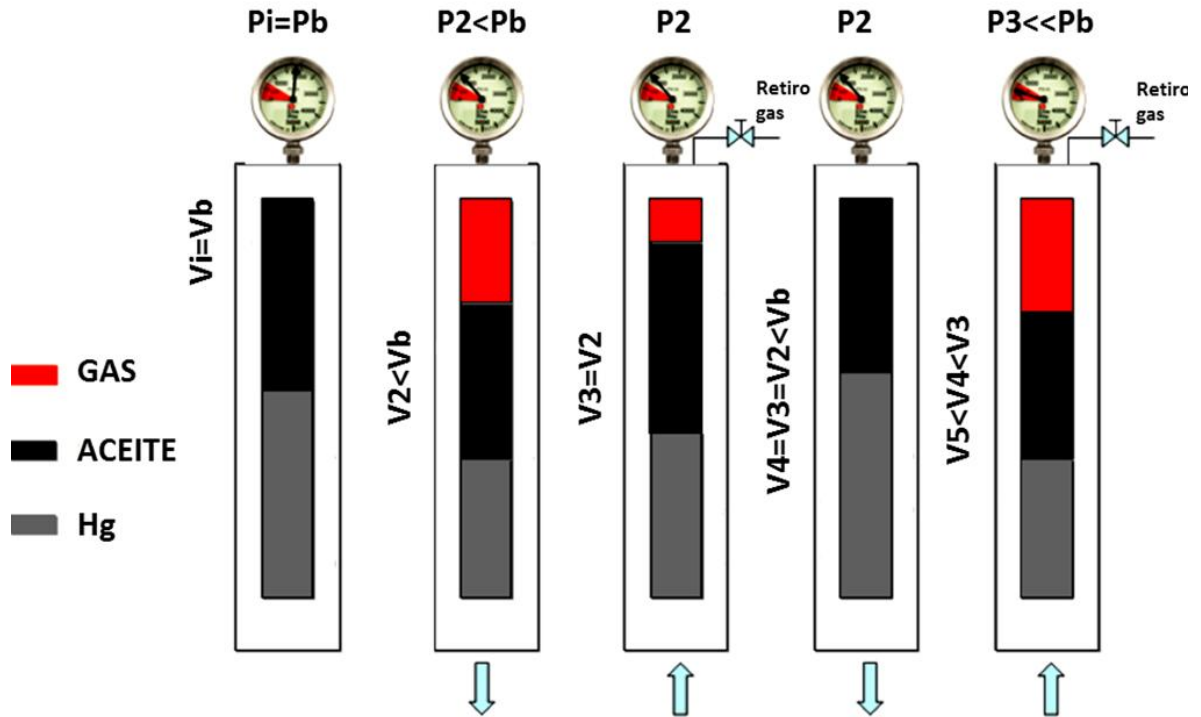


Fuente: Modificada, TAREK, Ahmed. "Reservoir engineering handbook".2001.

2.2.1.3 Liberación diferencial. También denominada vaporización diferencial, es realizada para aceites negros ya que son fluidos de baja merma. En esta prueba la presión del aceite es reducida por debajo del punto de burbuja a la temperatura del yacimiento expandiendo el volumen del sistema. Todo el gas producido es liberado a presión constante, reduciendo el volumen en equilibrio dentro de la celda. Este proceso es repetido en 10 a 15 etapas de presión hasta la presión atmosférica. En cada etapa el volumen de aceite permanece constante y el gas es llevado a condiciones estándar y sus propiedades son medidas.

La liberación diferencial únicamente se realiza a sistemas de hidrocarburos de merma baja ($GOR < 1500$ SCF/BN). En esta prueba se realiza la medida de las siguientes Propiedades: Factor volumétrico del aceite, Relación Gas-Aceite, Factor Z del gas retirado en cada etapa, Factor volumétrico del gas, Gravedad del gas, Densidad del aceite, Composición del gas retirado.

Figura 11. Representación prueba liberación diferencial.



Fuente; Modificada, TAREK, Ahmed. "Reservoir engineering handbook".2001.

2.2.1.4 Prueba CVD (Constant Volumen Depletion). Este experimento aunque no es relevante para el caso de estudio se menciona a continuación ya que es necesario tener un concepto claro acerca de las pruebas más relevantes de la literatura. La prueba se realiza generalmente para aceites volátiles y gases condensados para simular el comportamiento del fluido en el yacimiento durante la producción. Se diferencia de la liberación diferencial (prueba que se hace a aceites negros) en que no todo el gas se remueve en cada etapa de presión, de esta forma, se puede modelar una formación de volumen constante que está produciendo gas rico, pero reteniendo la fase líquida en equilibrio.

Esta prueba se realiza para aceites volátiles debido a los grandes volúmenes de gas liberados a condiciones de yacimiento cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja y al alto encogimiento de la fase líquida cuando esto ocurre.

El experimento comienza con una muestra de fluido en una fase, con el volumen conocido, a presión de saturación y temperatura de yacimiento. La presión se reduce paso a paso, resultando una expansión del volumen en cada uno de estos. Después de alcanzar el equilibrio, se retira fluido de la celda hasta alcanzar el volumen inicial. En algún momento durante la reducción, el fluido pasa por el punto de burbuja (volátiles) o por el punto de rocío (condensados).

El fluido removido en cada etapa, se lleva a condiciones estándar y se analiza para determinar la composición y el peso molecular del C_7^+ . Generalmente se realizan entre cinco y diez reducciones hasta alcanzar la presión atmosférica. Después de la etapa final, el líquido se remueve de la celda para analizarlo.

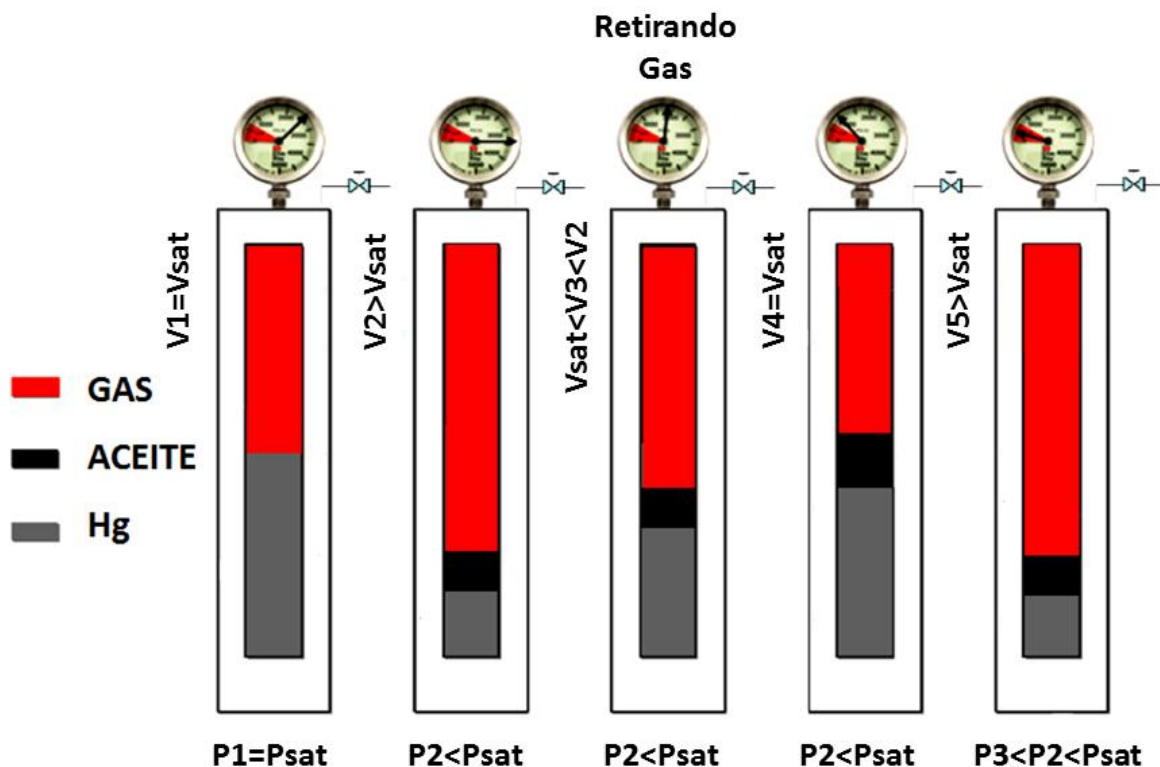
Los datos que son determinados en la prueba son los volúmenes de gas y líquido a presión y temperatura, la cantidad de gas producida acumulada, el factor Z del gas y la composición total de la corriente del pozo. Todos los datos volumétricos se reportan como volúmenes relativos al punto de rocío o de burbuja según sea el caso. Los cambios composicionales determinados durante esta prueba pueden ser ligeramente diferentes cuando se estudia un yacimiento con empuje de agua.

Al final del análisis se realiza un balance molar para saber si se ha perdido fluido durante el experimento. El balance puede escribirse como:

Moles cargadas a la celda = # de moles producidas de la celda

Puede existir un error máximo de 1% para evitar fallas en los cálculos posteriores.

Figura 12. Representación prueba CVD



Fuente Modificada: Ahmed Tarek. "Reservoir engineering handbook" 2001.

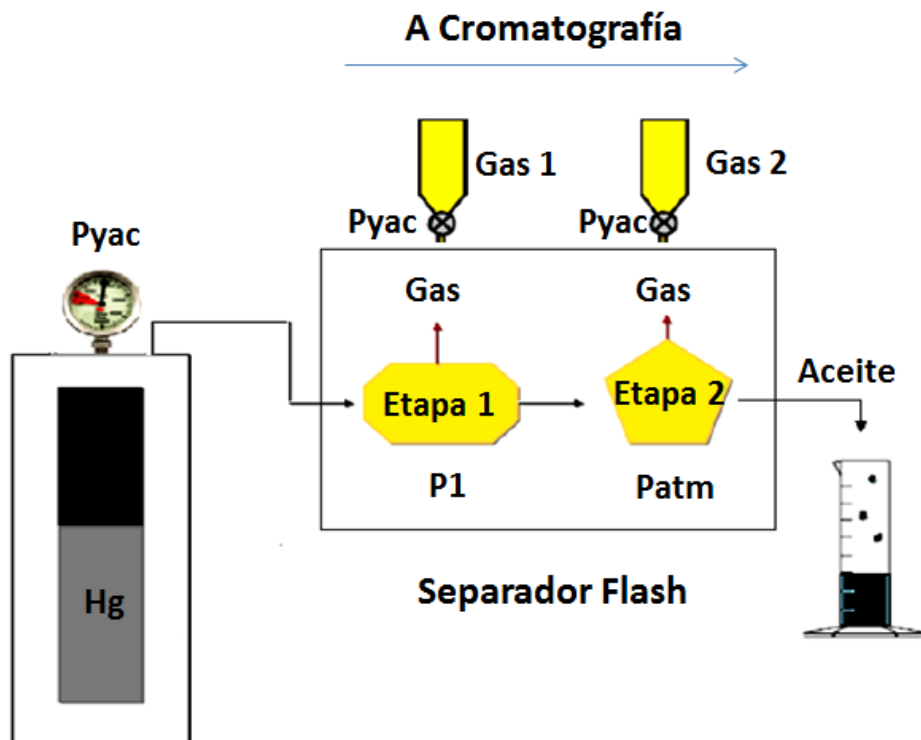
2.2.1.5 Prueba de separadores. Se realizan para simular el comportamiento volumétrico del fluido a medida que este pasa a través del separador o los separadores hasta el tanque de superficie y tiene como objetivo suministrar información esencial en la determinación de las condiciones óptimas de superficie para maximizar el recobro de aceite.

Estas pruebas son similares a las de agotamiento descritas anteriormente, exceptuando que la temperatura también se reduce en cada etapa y hay sólo unos pocos pasos de presión (a menudo sólo uno entre la presión de yacimiento y la atmosférica).

El procedimiento consiste en cargar una cantidad conocida de fluido de yacimiento a una cámara y ajustar la presión y temperatura a condiciones del primer separador. El sistema alcanza el equilibrio y entonces se libera el gas de la celda. De nuevo se mide la cantidad de gas y la composición. Nuevamente la presión y temperatura del líquido remanente se llevan a condiciones del segundo separador, y el proceso se repite. Una vez el fluido haya sido llevado a condiciones del tanque de superficie la cantidad, la gravedad y la composición del líquido remanente se determinan.

Las pruebas de separador rara vez se realizan para sistemas de gases condensados, debido a la dificultad para obtener un volumen apreciable de líquido para el experimento, siendo necesaria mayor numero de etapas.

Figura 13. Representación prueba del separador.



Fuente: Autores del Proyecto.

2.2.2 Pruebas especiales

Los estudios especiales como los son: precipitación de asfáltenos por métodos gravimétricos, prueba de hinchamiento, determinación de las constantes de equilibrio, pruebas de vaporización de múltiple contacto y método experimental de presión mínima de miscibilidad (tubo delgado de ensayo), se realizan con el fin de mejorar el factor de recobro de los yacimientos y son realizados en equipos PVT. La prueba de precipitación de asfáltenos se realiza con el objetivo de obtener la presión en la que comienzan a precipitarse los asfáltenos en el espacio poroso del yacimiento, en las tuberías y líneas de producción, ocasionando taponamientos de los mismos, lo que implica realizar costosos trabajos de reacondicionamiento. La prueba de hinchamiento se realiza con el fin de adquirir la información necesaria para los trabajos de recuperación mejorada a través de la inyección de gas en yacimientos de petróleo. La determinación de las constantes de equilibrio es de suma importancia ya que al comparar los valores experimentales con valores teóricos que son el resultado de las ecuaciones de estado, es posible escoger la mejor ecuación que caracteriza el yacimiento para cálculos de reservas, petróleo originalmente en sitio y mecanismos de producción. La prueba de vaporización de múltiple contacto tiene como objetivo aumentar el factor de recobro en yacimientos de gas condensado a través de la inyección de gas. El método de presión mínima de miscibilidad (tubo delgado de ensayo) tiene como finalidad encontrar la menor presión a la cual todo el aceite disponible para la recuperación puede ser desplazado por 1,2 volúmenes porosos de solvente inyectados.

2.2.2.1 Precipitación de asfáltenos por métodos gravimétricos. La precipitación de asfáltenos por métodos gravimétricos, consta de introducir a la celda una muestra de fondo que haya sido tomada manteniendo la presión, la cual se estabiliza a la presión y la temperatura a condiciones del yacimiento. La presión se va disminuyendo dentro de la celda hasta que comience la precipitación de los sólidos que se encontraban en solución, cuando inicia la precipitación se

denomina umbral de floculación, por encima de ésta presión los sólidos estarán en solución. Cuando las presiones están por encima y por debajo del punto de burbuja se hace una inyección de muestra estabilizada en las dos etapas, luego se realiza un proceso diferencial y posteriormente una liberación flash. Al realizarse este estudio pueden obtenerse dos resultados: el primero, que el contenido de asfáltenos en solución permanezca aproximadamente constante, en cuyo caso no hay precipitación y el segundo, que el contenido de asfáltenos descienda hasta llegar a un mínimo en las cercanías del punto de burbuja, existiendo la posibilidad de que el proceso sea reversible; es decir, que los asfáltenos puedan redisolverse a presiones inferiores al punto de burbuja o al regresar a la presión inicial.

2.2.2.2 Prueba de hinchamiento. La prueba de hinchamiento (swelling test), consiste en inyectar gas a un fluido de yacimiento al cual se le conoce su composición, relación gas-petróleo y su comportamiento presión-volumen, para luego evaluar la variación de la presión de saturación. Para calcular el hinchamiento volumétrico de la muestra, se define un parámetro conocido como factor de hinchamiento, éste es la relación entre el volumen de saturación para cada una de las etapas de inyección de gas (V_{sat1} a P_{sat1}) y el volumen de saturación de la muestra original (V_{sat0} a P_{sat0}), éste valor aumenta a medida que se inyecta más gas al sistema. La relación descrita viene dada por:

$$FH = V_{sat1} a p_{sat1} / V_{sat0} a p_{sat0} \dots\dots\dots(2.1)$$

Luego de terminar la prueba se realiza una liberación flash para determinar la composición y la relación gas-petróleo.

FH= Factor de hinchamiento

V_{sat1} = Volumen de saturación 1

V_{sat0} = Volumen de saturación inicial

p_{sat1} = Presión de saturación 1

p_{sat0} = Presión de saturación inicial

2.2.2.3 Determinación de las constantes de equilibrio . Para hallar la constante de equilibrio (K), es necesario que el sistema sea bifásico, se realizan pruebas en el laboratorio como liberación diferencial y luego con el líquido que quede se realiza la liberación flash, esto se hace con la finalidad de obtener la composición de la fase gaseosa y la fase líquida respectivamente, luego se calcula la constante de equilibrio que es la relación entre la fracción molar del componente de la fase de vapor (Y) y la fracción molar del mismo componente en la fase líquida (x).

$$K = \frac{Y}{x} \dots\dots\dots(2.2)$$

Los valores experimentales se comparan con los valores teóricos calculados y de esta forma escoger la mejor ecuación que caracteriza el yacimiento para cálculos de reservas, petróleo originalmente en sitio y mecanismos de producción.

2.2.2.4 Método de presión mínima de miscibilidad (prueba de tubo delgado – slim-tube test). En este método, las condiciones de miscibilidad se determinan mediante la realización de desplazamientos a varias presiones o los niveles de enriquecimiento de gas en el aceite saturado del Slim-tube, controlando la extracción de petróleo. Luego, la recuperación de petróleo se representa frente a la presión (Stalkup, 1983). La presión mínima de miscibilidad (MMP) se define como la presión a la que la recuperación de petróleo en comparación con la curva de presión muestra un fuerte cambio en la pendiente.

La MMP es tradicionalmente definida como la menor presión a la que en esencia todo el aceite disponible para la recuperación puede ser desplazado por 1,2 volúmenes porosos de solvente inyectados. Las desventajas de este método son: que consume mucho tiempo, es costoso y son necesarios varios puntos para establecer la MMP. Además, el Slim-tube puede dar una MMP menor a la real, esto se debe a la forma en la cual esta comprimido el medio poroso.

3. CORRELACIONES PVT PARA ACEITES NEGROS

Para el análisis del comportamiento del yacimiento, en muchas oportunidades no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o simplemente porque el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar un análisis PVT de los fluidos de yacimiento. En estos casos las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías o mediante el uso de correlaciones empíricas.

Las correlaciones PVT son de gran importancia para evaluar las propiedades de los crudos, ya que generan los valores necesarios para realizar una óptima caracterización del yacimiento y de este modo tener una idea clara de: la cantidad de petróleo en el yacimiento, la capacidad de producción y las variaciones en la vida productiva del yacimiento.

En este capítulo se presentan las diversas expresiones matemáticas identificadas para las propiedades del crudo. Inicialmente se listarán según la propiedad a valorar, seguido de las correlaciones a nivel mundial para casos específicos. Todas las correlaciones seleccionadas presentan información de su origen y los rangos de aplicación sugeridos por los autores de las mismas.

3.1 CORRELACIONES SEGÚN PROPIEDAD

3.1.1 Densidad del Petróleo, ρ_o

3.1.1.1 Ecuación Balance de Materiales⁷. El enfoque de la ecuación de balance de materiales, planteada para el cálculo de la solubilidad del gas se analiza con rigurosas medidas experimentales de datos PVT a la presión y la temperatura especificada. La siguiente expresión se refiere al cálculo de la densidad del aceite:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{B_o} \dots\dots\dots(3.1)$$

γ_g = Gravedad especifica del aceite (SCF)

γ_o = Gravedad especifica del aceite (STB)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

3.1.1.2 Correlación de Standing (1981)⁸. Standing propuso una correlación para estimar la densidad del aceite, en función de la solubilidad del gas, R_s , gravedad especifica del aceite, γ_o , gravedad especifica del gas, γ_g , a una presión y temperatura especificas, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{0,972 + 0,000147 * (R_s * \frac{\gamma_g}{\gamma_o})^{0,5} + 1,25 (T - 460)^{1,175}} \dots\dots\dots(3.2)$$

⁷ [46] TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2007

⁸ [45] STANDING M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

T= Temperatura del sistema (°R)

γ_o = Gravedad específica del aceite (STB)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_g = Gravedad específica del gas (SCF)

3.1.1.3 Correlación para calcular densidad a $p > p_b$ ⁹ La densidad del petróleo a presiones mayores que la presión del punto de burbuja ($p > p_b$) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp(C_o * p_b - p) \dots\dots\dots(3.3)$$

ρ_{ob} = Densidad del petróleo a presión de burbuja (lbs/pie³)

C_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc⁻¹)

p_b = presión de burbujeo (lpca)

p = presión de interés (lpca)

3.1.1.4 Correlación de Vásquez-Beggs (1980)¹⁰. Vásquez y Beggs estudiaron más de 600 sistemas petroleros en todo el mundo y consideraron aproximadamente 6000 puntos de datos de medición, tomados en una amplia gama de circunstancias, para desarrollar la correlación de densidad del petróleo.

La densidad del petróleo se determina con la gravedad API, la gravedad específica del gas, la temperatura de interés, la relación de gas/petróleo en el punto de burbuja; además se debe hacer una corrección a la gravedad específica

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

¹⁰ [46] TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2007

del gas (γ_{gs}) con los datos de Tsep y Psep. A continuación se presenta la ecuación matemática para el cálculo de densidad del petróleo:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp\left(A * \ln \frac{p}{p_b}\right) \dots\dots\dots(3.4)$$

$$A = 10^{-5} - 1,433 + 5R_{sb} + 17,2 T - 460 - 1,180\gamma_{gs} + 12,61^\circ API \dots\dots\dots(3.5)$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912 \cdot 10^{-5} API \left(\frac{T_{sep} - 460}{114,7} \right) \log \frac{p_{sep}}{114,7} \right] \dots\dots\dots(3.6)$$

γ_{gs} = Gravedad del gas a la presión de referencia del separador

γ_g = Gravedad del gas a las condiciones actuales del separador p_{sep} y T_{sep}

p_{sep} = Presión actual del separador (psia)

T_{sep} = Temperatura actual del separador ($^{\circ}R$)

3.1.1.5 Correlación de Petrosky-Farshad (1993)¹¹. Un total de 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La ecuación matemática para el cálculo de densidad del petróleo es la siguiente:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp\left(A * (p^{0,4094} - pb^{0,4094})\right) \dots\dots\dots(3.7)$$

$$A = 4,1646 \cdot 10^{-7} R_{sb}^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} (API)^{0,3272} (T - 460)^{0,6729} \dots\dots\dots(3.8)$$

R_{sb} = Solubilidad del gas a p_b (SCF/STB)

T= Temperatura ($^{\circ}R$)

p= Presión (psia)

¹¹[43] PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

γ_g = Gravedad especifica del gas

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

3.1.1.6 Correlación de McCain and Hill (2005)¹². En 1995, McCain and Hill desarrollaron un conjunto de correlaciones para predecir la densidad del petróleo a presión en el punto de burbuja y a presiones por debajo del Punto de Burbuja usando una larga base de datos.

Las ecuaciones proveen resultados muy precisos, los cuales predicen las densidades del petróleo con ± 4 % de error debido a su alto nivel de desarrollo y calidad. La correlación para calcular la densidad del petróleo saturado se presenta a continuación:

$$\rho_{po} = 52,8 - (0,01 * R_{sb}) \dots\dots\dots(3.9)$$

$$\rho_a = -49,8930 + 85,0149\gamma_g - 3,70373\gamma_g\rho_{po} + 0,047981\gamma_g\rho_{po}^2 + 2,98914\rho_{po} - 0,035688\rho_{po}^2 \dots\dots\dots(3.10)$$

$$(\rho_{po})_{sc} = \frac{R_s\gamma_g + 4600\gamma_o}{73,71 + \frac{R_s\gamma_g}{\rho_a}} \dots\dots\dots(3.11)$$

$$\rho_{bs} = \rho_{po} + 0,167 + 16,181 * 10^{-0,0425\rho_{po}} \frac{p}{1000} - 0,01 0,299 + 263 * 10^{-0,0425\rho_{po}} \frac{p}{1000}^2 \dots\dots\dots(3.12)$$

$$\rho_o = \rho_{bs} - 0,00302 + 1,505 - \rho_{bs}^{-0,951} T - 60^{0,938} + (0,0233 * 10^{-0,0161\rho_{bs}}) T - 60^{0,475} \dots\dots\dots(3.13)$$

ρ_o = Densidad (lbs/pie³)

¹² [28] KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

- ρ_{po} = Densidad seudolíquido (lbs/pie³)
- ρ_a = Densidad aparente del líquido (lbs/pie³)
- ρ_{po} = Densidad a presión del yacimiento y a 60°F (lbs/pie³)
- R_{sb} = Solubilidad del gas a p_b (SCF/STB)
- p = Presión (psia)
- T = Temperatura (°R)
- γ_g = Gravedad específica del gas
- γ_o = Gravedad específica del petróleo

3.1.2 Gravedad específica del petróleo, γ_o

3.1.2.1 Correlación con densidades¹³. La gravedad específica del petróleo se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura, y es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots(3.14)$$

- γ_o = Gravedad específica del petróleo
- ρ_o = Densidad del petróleo (lbs/pie³)
- ρ_w = Densidad del agua (lbs/pie³) (62,4 a condiciones estándar)

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

3.1.2.2 Correlación con gravedad API¹⁴. La gravedad específica del aceite puede ser expresada en términos de la gravedad API, como se muestra a continuación:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \dots\dots\dots(3.15)$$

γ_o = Gravedad específica del petróleo

°API = Gravedad API del petróleo

3.1.3 Gravedad API del petróleo, °API ¹⁵

Para el petróleo es de uso común la gravedad API (American Petroleum Institute), definida mediante la siguiente expresión:

$$\text{°API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \dots\dots\dots(3.16)$$

°API = Gravedad API del petróleo (°API)

γ_o = Gravedad específica del petróleo

3.1.4 Presión de burbujeo, p_b

3.1.4.1 Correlación de Standing, M.B. (1947)¹⁶ Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F, y la presión de burbujeo,

¹⁴[46] TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2007
¹⁵[33] McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

p_b , la siguiente ecuación presenta dicho ajuste, y fue desarrollada a partir de 105 muestras experimentales de 22 hidrocarburos de campos de crudo de California.

$$p_b = 18,2 \left[\frac{R_s}{\gamma_g} \right]^{0.83} 10^a - 1,4 \quad \dots\dots\dots(3.17)$$

$$a = 0,00091 T - 460 - 0,0125(API) \quad \dots\dots\dots(3.18)$$

¹⁶[45] STANDING M.B. “*Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems*”. 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

Tabla 1. Rango de datos para la correlación de Standing, M.B

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE STANDING, M.B.	
Presión de burbujeo, lpca.	130-7000
Temperatura, °F	100-258
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,024-2,15
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20-1425
Gravedad del petróleo, °API	16,5-63,8
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,59-0,95
Presión del separador, lpca	
Primera etapa	265-465
Segunda etapa	14,7
Temperatura del separador, °F	100

Fuente: Modificada, STANDING M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

P_b = Presión a punto de burbuja (psia)

API= Gravedad API del petróleo

3.1.4.2 Correlación de Lasater, J.A. (1958)¹⁷. Lasater encontró una correlación entre el denominado factor de la presión de burbujeo y la fracción molar de gas en el sistema.

$$M_o = \frac{6084}{API-5,9} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$Y_{gas} = \frac{M_o R_s}{M_o R_s + 133,000 \gamma_o} \dots\dots\dots(3.20)$$

$$A = 0,83918 \cdot 10^{1,17664 Y_{gas}} * Y_{gas}^{0,57246} \quad \text{si } Y_{gas} \leq 0,6 \quad \dots\dots\dots(3.21)$$

¹⁷[30] LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME (1958) 213, 379-381

$$A = 0,83918 \cdot 10^{1,08000Y_{gas}} * Y_{gas}^{0,31109} \quad \text{si } Y_{gas} > 0,6 \quad \dots\dots\dots(3.22)$$

$$p_b = \frac{T}{\gamma_g} A \quad \dots\dots\dots(3.23)$$

γ_g = Gravedad especifica del gas en el stock-tank 60°/60°

M_0 = Peso molecular del aceite en el stock-tank

Y_{gas} = Fracción molar de la solución de gas

T= Temperatura (°R)

γ_o = Gravedad especifica del petróleo

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

Tabla 2. Rango de datos para la correlación de Lasater, J.A.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE LASATER, J.A.	
Presión de burbujeo, lpcá.	48-5780
Temperatura, °F	82-272
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	3-2905
Gravedad del petróleo, °API	17,9-51.1
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,574-1,233
Presión del separador, lpcá	
Primera etapa	15-605
Segunda etapa	-
Temperatura del separador, °F	34-106

Fuente: Modificada, LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME (1958) 213, 379-381.

3.1.4.3 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)¹⁸. Un total de 6004 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo presentaba gravedades API ≤ 30 y el segundo grupo con gravedades API > 30 .

$$p_b = [C1 \frac{R_s}{\gamma_{gs}} (10)^a]^{C2} \dots\dots\dots(3.24)$$

$$a = C3 \frac{API}{T} \dots\dots\dots(3.25)$$

Tabla 3. Coeficientes de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.

Coeficientes C1, C2, C3.	API \leq 30	API $>$ 30
C1	27,624	56,18
C2	10,914328	0,84246
C3	-11,172	-10,393

Fuente: Modificada, VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * [1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \cdot API \cdot T_{sep} - 460 \cdot \log \frac{p_{sep}}{114,7}] \dots\dots\dots(3.26)$$

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia en el separador

γ_g = Gravedad del gas a condiciones actuales del separador (p_{sep} y T_{sep})

T_{sep} = Temperatura del separador ($^{\circ}$ R)

p_{sep} = presión del separador (psia)

T= Temperatura ($^{\circ}$ R)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

¹⁸[49] VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

API= Gravedad API del petróleo

Tabla 4. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE VASQUEZ, M. E. y BEGGS, H.D		
	API <=30	API>30
Número de puntos de datos	1141	4863
Temperatura promedio, °F	162	180
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,042-1,545	1,028-2,226
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0-831	0-2199
Gravedad del petróleo, °API	5,3-30	30,6-59,5
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,511-1,351	0,53-1,259
Presión de burbujeo, lpc.a.	15-4572	15-6055

Fuente: Modificada, VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

3.1.4.4 Correlación de Glaso, O. (1980)¹⁹. Un total de 45 muestras de crudos la mayoría de la región del Mar del Norte fueron utilizadas en el desarrollo de esta correlación. Glaso reporta un error promedio de 1,28% con una desviación estándar de 6,98% para la correlación.

$$p_b = (10)^{(1,7669+1,7447 \log A - 0,30218 \log A)^2} \dots\dots\dots(3.27)$$

$$A = \frac{R_s}{\gamma_g}^{0,816} \frac{T-460}{API}^{0,172} \dots\dots\dots(3.28)$$

R_s= Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura del sistema (°R)

γ_g= Promedio de la gravedad específica del total de gases en superficie

¹⁹[18] GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

Tabla 5. Rango de datos para la correlación de Glasco, O.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE GLASSO, O.	
Presión de burbujeo, lpca.	165-7142
Temperatura, °F	80-280
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,025-2,588
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90-2637
Gravedad del petróleo, °API	22,3-48,1
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,65-1,276
Presión del separador, lpca	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador, °F	125

Fuente: Modificada, GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

3.1.4.5 Correlación de la Total, C.F.P²⁰. Esta correlación fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela. El análisis estadístico denoto que el 86,5% de 289 valores pb calculados con la correlación, presentaron un error menor al 20% en comparación con los valores experimentales.

$$p_b = \left[C1 \frac{R_s}{\gamma_g}^{C2} 10^{(C3T - C4API)} \right] \dots\dots\dots(3.29)$$

²⁰[48] TOTAL COMPAGNIE FRANCAISE DES PETROLES: "Proyectos de Inyección de Fluidos-Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela" S.A. MENEVEN, sept. De 1983

Tabla 6. Coeficientes de la Total, C.F.P

VALORES DE LAS CONSTANTES C1, C2, C3, C4.				
	C1	C2	C3	C4
$\gamma_{API} \leq 10$	12,847	0,9636	0,000993	0,03417
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	25,2755	0,7617	0,000835	0,011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	216,4711	0,6922	-0,000427	0,02314

Fuente: Modificada, TOTAL COMPAGNIE FRANCAISE DES PETROLES: "Proyectos de Inyección de Fluidos-Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela" S.A. MENEVEN, sept. De 1983.

P_b = presión de burbuja (psia)

T= Temperatura (°F)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

3.1.4.6 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988).²¹ Un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del Medio Oriente fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Al-Marhoun reporta un error promedio relativo de 0,03% con una desviación estándar de 4,536% entre las presiones de burbujeo medidas y las calculadas con la correlación.

$$p_b = a * R_s^b * \gamma_g^c * \gamma_o^d * T^e \dots\dots\dots(3.30)$$

Tabla 7. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.

A	B	c	d	E
$5,38088 * 10^{-3}$	0,715082	-1,87784	3,1437	1,32657

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

²¹[1] AL-MARHOUN, All Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.

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

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE AL-MARHOUN,M.A.	
Presión de burbujeo, lpca.	20-3573
Temperatura, °F	74-240
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,032-1,997
Factor volumétrico total, BY/BN	1,032-6,982
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	26-1602
Gravedad del petróleo, °API	19,4-44,6
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,752-1,367
N2 en gases de superficie %molar	0,0-3,89
CO2 en gases de superficie %molar	0,0-16,38
H2S en gases de superficie %molar	0,0-16,13

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

T= Temperatura (°R)

R_S= Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_g= Gravedad especifica del gas

γ_o= Gravedad especifica del petróleo en el stock-tank

3.1.4.7 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad²² Un total de 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los autores reportaron un error promedio de 0,17% con una desviación estándar de 4,18% para la correlación.

$$p_b = \frac{112,727 * R_s^{0,577421}}{\gamma_g^{0,8439} 10^x} - 1391,051 \dots\dots\dots(3.31)$$

$$x = 7,916(10)^{-4} API^{1,5410} - 4,561(10)^{-5} T - 460^{1,3911} \dots\dots\dots(3.32)$$

²²[43] PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

P= presión (psia)

γ_g = Gravedad específica del gas

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

API= Gravedad API del petróleo

Tabla 9. Rango de datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE PETROSKY, G.E. Jr. Y FARSHAD, F.F.	
Presión, lpc.	1700-10692
Presión de burbujeo, lpc.	1574-6523
Temperatura, °F	114-288
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,1178-1,6229
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	217-1406
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,5781-0,8519
Gravedad del petróleo, °API	16,3-45,0
Compresibilidad del petróleo $\ast(10^{-6})$, (lpc ⁻¹)	3,507-24,64
N ₂ en gases de superficie %molar	0,0-3,72
CO ₂ en gases de superficie %molar	0,0-0,79

Fuente: Modificada, PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

3.1.4.8 Correlación de Mc Cain. (1991).²³ Para el desarrollo de esta correlación Mc Cain uso 100 puntos de datos, tomados de varios crudos a nivel mundial. La correlación para calcular la presión en el punto de burbuja es la siguiente:

²³[37] MORADI B., AZAD, Islamic, MALEKZADEH E., AMANI M. F.H. y BOUKADI R. Kharrat. "Bubble Point Pressure Empirical Correlation". SPE 132756. Trinidad. Jun. 27-30 2010.

$$p_b = a_1 * C_{pb} - a_2 \dots\dots\dots(3.33)$$

$$C_{pb} = \frac{R_s}{\gamma_g}^{a_3} * (10)^{(a_4*T - a_5*API)} \dots\dots\dots(3.34)$$

Tabla 10. Coeficientes de Mc Cain.

a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅
18,2	1,4	0,83	0,00091	0,0125

Fuente: Modificada, MORADI B., AZAD, Islamic, MALEKZADEH E., AMANI M. F.H. y BOUKADI R. Kharrat. "Bubble Point Pressure Empirical Correlation". SPE 132756. Trinidad. Jun. 27-30 2010.

R_S= Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

API= Gravedad API del petróleo

γ_g= Gravedad especifica del gas

3.1.4.9 Correlación de Farhad, Lablance, Garber & Osorio. (1996).²⁴ Los autores de esta correlación se basaron en 98 puntos de datos, tomados de diferentes crudos colombianos. La correlación se presenta de la siguiente forma:

$$p_b = 10^{a_1 + a_2 + \log G - a_3 * [\log G]^2} \dots\dots\dots(3.35)$$

$$G = \gamma_g^{a_4} * R_s^{a_5} * 10^{(a_6*T - a_7*API)} \dots\dots\dots(3.36)$$

Tabla 11. Coeficientes de Farhad, Lablance, Garber & Osorio.

a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅	a ₆	a ₆
0,3058	1,9013	0,26	-1,378	1,053	0,00069	0,0208

Fuente: Modificada, FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.

²⁴[16] FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.

Tabla 12. Rango de datos para la correlación de Farhad, Lablance, Garber & Osorio.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE FARHAD, LABLANCE, GARBER Y OSORIO	
Presión de burbujeo, lpca.	24,7-4746,7
Temperatura, °F	75-320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,007-2,747
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0-2890
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,4824-1,1668
Gravedad del petróleo, °API	14,7-59

Fuente: Modificada, FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.

γ_g = Gravedad específica del gas

T= Temperatura (°R)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

API= Gravedad API del petróleo

3.1.4.10 Correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo. (2006)²⁵.

Mehran, Movagharnejad y Dindaloo desarrollaron una correlación para el cálculo de la Presión en el punto de burbuja basados en muestras de crudos iraníes, tomando 387 puntos de datos para plantear la correlación que se presenta a continuación:

$$p_b = a_1 * R_s^{a_2} * \gamma_g^{a_3} * \gamma_o^{a_4} * T^{a_5} \dots\dots\dots(3.37)$$

²⁵[34] MEHRAN F. "New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields". First Iranian Petroleum Engineering conference. Tehran 2006.

Tabla 13. Coeficientes de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo.

a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
3,146	0,8035	-1,3114	3,3925	0,3466

Fuente: Modificada, MEHRAN F. "New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields". First Iranian Petroleum Engineering conference. Tehran 2006.

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura ($^{\circ}$ R)

γ_g = Gravedad especifica del gas

γ_o = Gravedad especifica del petróleo

Tabla 14. Rango de datos para la correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE MEHRAN, MOVAGHARNEJAD AND DINDALOO	
Temperatura, $^{\circ}$ F	77,5-306
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,09-3,23
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	83-3539
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,335-1,872

Fuente: Modificada, MEHRAN F. "New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields". First Iranian Petroleum Engineering conference. Tehran 2006.

3.1.4.11 Correlación de Hemmati & Kharrat. (2007)²⁶. Basados en la correlación de Standing para el cálculo de la Presión en el punto de burbuja, Hemmati y Kharrat hicieron algunas modificaciones para aplicar una correlación a los crudos de Irán, basándose en 287 puntos de datos plantearon la siguiente correlación:

$$p_b = 10,4566 \left[\frac{R_s}{\gamma_g}^x * 10^{0,0008T - 0,0098\gamma_o} - 8,6817 \right] \dots\dots\dots(3.38)$$

$$x = a_1 + a_2 * B_o + a_3 * \gamma_g + a_4 * B_{ob}^2 + a_5 * \gamma_g^2 + \frac{a_6}{\gamma_g * B_o} \dots\dots\dots(3.39)$$

Tabla 15. Coeficientes de Hemmati & Kharrat.

a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅	a ₆
1,5897	0,2735	0,4429	0,04692	0,1440	0,1596

Fuente: Modificada, HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.

Tabla 16. Rango de datos para la correlación de Hemmati & Kharrat.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE HEMMATI Y KHARRAT	
Presión de burbujeo, lpc.a.	348-5156
Temperatura, °F	77,5-290
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,091-2,54
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	125-2189,25
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,523-1,415
Gravedad del petróleo, °API	18,8-48,34

Fuente: Modificada, HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.

γ_o = Gravedad especifica del petróleo

²⁶[22] HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.

γ_g = Gravedad específica del gas

R_S = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

B_0 = Factor volumétrico de formación (BY/BN)

B_{0b} = Factor volumétrico de formación a punto de burbuja (BY/BN)

3.1.4.12 Correlación de Ikiensikimma & Ogboja. (2009)²⁷. La correlación presentada por Ikiensikimama y Ogboja, estima la presión del punto de burbuja basándose en 250 puntos de datos tomados en campos del Níger Delta. Esta propiedad se puede calcular a partir de las siguientes expresiones:

$$Q = \frac{\frac{R_S}{a_1}}{\frac{R_S}{a_1} + a_2 * \frac{\gamma_o}{s}} \dots\dots\dots(3.40)$$

$$s = (a_3 - a_4 * API)^{a_5} \dots\dots\dots(3.41)$$

$$p_b^* = a_6 + a_7 * Q + a_8 * Q^{a_9} \dots\dots\dots(3.42)$$

$$p_b = \frac{p_b^* (T+a_{10})}{\gamma_g} \dots\dots\dots(3.43)$$

R_S = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del petróleo

API= Gravedad API del petróleo

²⁷[23] IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta". SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.

Tabla 17. Coeficientes de Ikiensikimma & Ogboja.

a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
336,0064009	6,7063984	47,57094772	0,677706662	1,530935619
a_6	a_7	a_8	a_9	a_{10}
0,243181338	-2,316548789	10,60657909	1,518030465	635,4152349

Fuente: Modificada, IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta". SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.

Tabla 18. Rango de datos para la correlación de Ikiensikimma & Ogboja.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE IKIENSIKIMMA Y OGBOJA	
Presión de burbujeo, lpsca.	67-6560
Temperatura, °F	122,3-264
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	19-2948,8
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,564-1,294
Gravedad del petróleo, °API	14,78-53,23

Fuente: Modificada, IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta". SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.

3.1.5 Razón Gas en Solución - Petróleo, Rs.

3.1.5.1 Correlación de Standing, M.B. (1947)²⁸. Standing propuso una correlación para determinar la solubilidad del gas en función de la presión, gravedad API, gravedad especifica del gas, y temperatura del sistema. La correlación fue desarrollada de un total de 105 puntos de datos determinados de 22 mezclas de hidrocarburo y gas natural, de crudos de California.

Standing presento que los resultados obtenidos con la correlación presentaron un error de 10% respecto a los valores determinados experimentalmente.

$$R_s = \frac{p}{18,2} + 1,4 \cdot 10^x \quad \dots\dots\dots(3.44)$$

$$x = 0,0125API - 0,00091 T - 460 \quad \dots\dots\dots(3.45)$$

γ_g = Gravedad especifica del gas

API= Gravedad API del petróleo

²⁸[45] STANDING M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

T= Temperatura (°R)

R_S= Solubilidad del gas (SCF/STB)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Standing, M.B. remitirse a la **tabla 1**.

3.1.5.2 Correlación de Lasater, J.A. (1958)²⁹. Lasater presento una ecuación dependiente del factor de la presión de burbujeo y la fracción molar de gas en el sistema.

$$M_o = \frac{6084}{API-5,9} \dots\dots\dots(3.46)$$

$$\text{si } \frac{pY_g}{T} < 3,29 \text{ entonces: } Y_g = 0,359Ln \frac{1,473pY_g}{T} + 0,476 \dots\dots\dots(3.47)$$

$$\text{si } \frac{pY_g}{T} \geq 3,29 \text{ entonces: } Y_g = \frac{0,121pY_g}{T} - 0,236^{0,281} \dots\dots\dots(3.48)$$

$$R_s = \frac{132755\gamma_o Y_g}{M_o(1-Y_g)} \dots\dots\dots(3.49)$$

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Lasater, J.A. remitirse a la **tabla 2**.

3.1.5.3 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)³⁰.La correlación fue obtenida a partir de 5008 medidas de solubilidad del gas, basados en la gravedad API del aceite, los datos de muestra fueron divididos en dos grupos, esta división fue realizada para crudos con gravedad API>30 y crudos con gravedad API <=30.

Vásquez y Beggs reportan un error promedio de 0,7% para la correlación. Los coeficientes C1, C2, C3, se expresan de acuerdo a la gravedad API del crudo.

²⁹[30] LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME (1958) 213, 379-381

³⁰[49] VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * [1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \cdot API \cdot T_{sep} - 460 \cdot \log \frac{p_{sep}}{114,7}] \dots\dots\dots(3.50)$$

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp[C_3 \frac{API}{T}] \dots\dots\dots(3.51)$$

Tabla 19. Coeficientes de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.

Coeficientes C1, C2, C3.	API<=30	API>30
C1	0,362	0,0178
C2	1,0937	1,1870
C3	25,7240	23,931

Fuente: Modificada, VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

p_{seo} = presión del separador (psia)

T_{seo} = Temperatura del separador (°R)

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia en el separador

γ_g = Gravedad del gas a condiciones actuales del separador (p_{sep} y T_{sep})

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. Remitirse a la **tabla 4**.

3.1.5.4 Correlación de Glaso, O. (1980)³¹. La correlación desarrollada por Glaso fue desarrollada a partir de 45 estudios realizados a crudos del Mar del Norte, Glaso reporto un promedio de error de 1,28% con una desviación estándar de 6,98%. La correlación desarrollada se presenta a continuación:

³¹[18] GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{API^{0,989}}{T^{0,172}} \right]^{1,2255} \dots\dots\dots(3.52)$$

$$F = (10)^{(2,8869 - 14,1811 - 3,3093 \log(p))^{0,5}} \dots\dots\dots(3.53)$$

R_s= Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°F)

API= Gravedad API del petróleo

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Glasso, O. remitirse a la **tabla 5**.

3.1.5.5 Correlación de la Total, C.F.P.³² La correlación de la Total es presentada a continuación. Los coeficientes C1, C2, C3, y C4 son dependientes de la gravedad API del crudo.

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{p}{c_1} 10^{(C_2 API - C_3 T)} \right]^{C_4} \dots\dots\dots(3.54)$$

Tabla 20. Coeficientes de la Total, C.F.P

VALORES DE LAS CONSTANTES C1, C2, C3, C4.				
	C1	C2	C3	C4
γAPI≤10	12,2651	0,030405	0	0,9669
10<γAPI≤35	15,0057	0,0152	0,0004484	1,0950
35<γAPI≤45	112,925	0,0248	-0,001469	1,1290

Fuente: Modificada, TOTAL COMPAGNIE FRANCAISE DES PETROLES: "Proyectos de Inyección de Fluidos-Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela" S.A. MENEVEN, sept. De 1983

³²[48] TOTAL COMPAGNIE FRANCAISE DES PETROLES: "Proyectos de Inyección de Fluidos-Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela" S.A. MENEVEN, sept. De 1983

P= presión (psia)

T= Temperatura (°F)

R_S= Solubilidad del gas (SCF/STB)

3.1.5.6 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)³³. La correlación de Al-Marhoun se origino a partir de 160 datos de presión de saturación para crudos del Medio Oriente, dicha correlación es dependiente de 5 coeficientes y es presentada a continuación:

$$R_s = (a * \gamma_g^b * \gamma_o^c * T^d * p)^e \dots\dots\dots(3.55)$$

Tabla 21. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.

a	B	c	d	e
185,843208	1,877840	-3,1437	-1,32657	1,39844

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

R_S= Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_g= Gravedad especifica del gas

γ_o= Gravedad especifica del petróleo en el stock-tank

T= Temperatura (°R)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A. remitirse a la **tabla 8**.

³³[1] AL-MARHOUN, Ali Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.

3.1.5.6 Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E. (1992)³⁴. La correlación de Dokla y Osman es la siguiente:

$$R_s = (0,11956(10^{-3}) * p * \gamma_g^{1,01049} * \gamma_o^{-0,107991} * T^{0,952584})^{1,3811} \dots\dots\dots(3.56)$$

T= Temperatura (°R)

γ_o = Gravedad especifica del petróleo en el stock-tank

γ_g = Gravedad especifica del gas

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

Tabla 22. Rango de datos para la correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE DOKLA, M.E. y OSMAN, M.E	
Presión, lpsca.	590-4640
Temperatura, °F	190-275
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,216-2,493
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	81-2266
Gravedad especifica del petróleo, (agua=1)	0,8236-0,886
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,789-1,290
N2 en gases de superficie %molar	0,1-1,85
CO2 en gases de superficie %molar	0,37-8,9
H2S en gases de superficie %molar	0,0-6,02

Fuente: Modificada, DOKLA, Mahmoud y OSMAN, Mohammed. "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes". SPE 20989. Jul. 30 1991.

3.1.5.7 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. (1993)³⁵. Esta correlaciona fue desarrollada a partir de una base de datos PVT de 81 análisis de laboratorio realizados a crudos del Golfo de México.

³⁴[13] DOKLA, Mahmoud y OSMAN, Mohammed. "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes". SPE 20989. Jul. 30 1991.

Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de 0,05% con una desviación estándar de 4,79% para la correlación mostrada a continuación:

$$R_s = \left[\frac{p}{112,727} + 12,340 \gamma_g^{0,8439} 10^x \right]^{1,73184} \dots\dots\dots(3.57)$$

$$x = 7,916(10)^{-4} API^{1,5410} - 4,561(10)^{-5} T - 460^{1,3911} \dots\dots\dots(3.58)$$

P= presión (psia)

γ_g = Gravedad específica del gas

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

API= Gravedad API del petróleo

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad remitirse a la **tabla 9**.

3.1.5.8 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z. (1994)³⁶. Kartoatmodjo y Schimidt reportan un error promedio de 4,683% para la correlación. Los coeficientes C1, C2, C3 y C4 son dependientes de la gravedad API de crudo.

$$R_s = C_1 \gamma_{gs}^{C_2} p^{\frac{1}{C_4}} 10^{\frac{C_3 API}{T}} \dots\dots\dots(3.59)$$

Tabla 23. Coeficientes de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.

VALORES DE LAS CONSTANTES C1, C2, C3, C4.				
	C1	C2	C3	C4

³⁵[43] PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

³⁶[25] KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

$\gamma_{API \leq 30}$	0,05958	0,7972	13,1405	0,9986
$\gamma_{API > 30}$	0,0315	0,7587	11,2895	0,9143

Fuente: Modificada, KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * [1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \cdot API \cdot T_{sep} - 460 \cdot \log \frac{p_{sep}}{114,7}] \dots\dots\dots(3.60)$$

Tabla 24. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. y SCHMIDT, Z.	
Presión de burbujeo, lpsca.	1574-6523
Temperatura, °F	114-288
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,1178-1,6229
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	217-1406
Gravedad del petróleo, °API	0,5781-0,8519
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	16,3-45,0

Fuente: Modificada, KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

P= presión (psia)

T= Temperatura (°R)

γ_{gs} = Gravedad especifica del gas corregida a 100psig

R_S = Solubilidad del gas (SCF/STB)

p_{seo} = presión del separador (psia)

T_{seo} = Temperatura del separador (°R)

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia en el separador

γ_g = Gravedad del gas a condiciones actuales del separador (p_{sep} y T_{sep})

3.1.6 Viscosidad del Petróleo, μ_o

3.1.6.1 Viscosidad del Petróleo Muerto, μ_{od}

A. Correlación de Beal, C. (1946)³⁷

En el desarrollo de esta correlación se utilizó un total de 655 datos de viscosidad de crudos sin gas en solución a 100°F y 98 a temperaturas mayores de 100°F obtenidos de 492 campos diferentes, 358 de los cuales correspondían a los Estados Unidos. Beal reportó un error promedio de 24,2% entre los valores leídos y los experimentales.

$$\mu_{od} = 0,32 + \frac{18 \cdot 10^7}{API^{4,53}} \frac{360}{T-260}^A \dots\dots\dots(3.61)$$

$$A = 10^{0,42 + \frac{8,33}{API}} \dots\dots\dots(3.62)$$

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto medida a 14,7psia y Tyacimiento, (cp)

T= Temperatura (°R)

³⁷[7] BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

Tabla 25. Rango de datos para la correlación de Beal, C.

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

Fuente: Modificada, BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

B. Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R. (1975)³⁸

Un total de 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes de crudos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Beggs y Robinson reportan un error promedio de 0,64% con una desviación estándar de 13,53% entre las viscosidades medidas y calculadas por la correlación.

$$\mu_{od} = 10^{A(T-460)^{-1,163}} - 1,0 \quad \dots\dots\dots(3.63)$$

$$A = 10^{3,0324-0,02023*API} \quad \dots\dots\dots(3.64)$$

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto medida a 14,7psia y Tyacimiento, (cp)

T= Temperatura (°R)

³⁸[8] BEGGS H.D. y ROBINSON J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" J. Pet. Tech. Forum (Sept. 1975), 1140-1141.

Tabla 26. Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE BEGGS, H.D. y ROBINSON, J.R.	
Presión, lpsca.	15-5265
Temperatura, °F	70-295
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20-2070
Gravedad del petróleo, °API	16-58

Fuente: Modificada, BEGGS H.D. y ROBINSON J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" J. Pet. Tech. Forum (Sept. 1975), 1140-1141

C. Correlación de Glasco, O. (1980)³⁹

Esta correlación fue desarrollada a partir de 26 muestras diferentes de crudos.

$$\mu_{od} = 3,14 \cdot 10^{10} [T - 460]^{-3,444} [\log API]^A \dots\dots\dots(3.65)$$

$$A = 10,313 \log T - 460 - 36,447 \dots\dots\dots(3.66)$$

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto medida a 14,7psia y Tyacimiento, (cp)

T = Temperatura (°R)

Tabla 27. Rango de datos para la correlación de Glasco, O.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE GLASO, O.	
Temperatura, °F	50-300
Gravedad del petróleo, °API	20,1-48,1
Viscosidad, cp	0,616-39,1

Fuente: Modificada, GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

³⁹[18] GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

D. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z. (1994)⁴⁰

En el desarrollo de la correlación se utilizo un total de 661 muestras diferentes de crudos, y reporta un error promedio de 13,158%.

$$\mu_{od} = 16,0 * 10^8 T^{-2,8177} (\log API)^{(5,7526 \log T - 26,9718)} \dots\dots\dots(3.67)$$

Tabla 28. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. y SCHIMIDT, Z.	
Temperatura, °F	75-320
Gravedad del petróleo, °API	14,4-58,9
Viscosidad, cp	0,5-682

Fuente: Modificada, KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

T= Temperatura (°F)

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto medida a 14,7psia y Tyacimiento, (cp)

E. Correlación de Elsharkawy & Gharbi. (2001)⁴¹

Elsharkawy y Gharbi compararon una técnica de regresión clásica con el concepto moderno de un análisis de regresión neuronal, basados en datos de 59 campos de Kuwait. Los autores concluyen que la regresión neuronal genera mejores

⁴⁰[25] KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

⁴¹[28] KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

resultados pero requiere de un mayor trabajo computacional. La correlación para el cálculo de la viscosidad del aceite muerto se presenta de la siguiente forma:

$$\mu_{od} = 10^{[10,7580 - 3,9145 \log API - 1,9364 \log T]} \dots\dots\dots(3.68)$$

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto medida a 14,7psia y Tyacimiento, (cp)
 T= Temperatura (°F)

3.1.6.2 Viscosidad en el punto de burbuja, μ_{ob}

A. Correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 1. (1959)⁴²

Para esta correlación la μ_{ob} esta como función de μ_{od} y R_s , como se presenta a continuación:

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \dots\dots\dots(3.69)$$

$$A = 0,20 + \frac{0,80}{10^{(0,00081R_s)}} \dots\dots\dots(3.70)$$

$$B = 0,43 + \frac{0,57}{10^{(0,00072R_s)}} \dots\dots\dots(3.71)$$

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja
 R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)
 μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

Donde A y B son funciones de R_s . La adaptación de este concepto ha sido ampliamente utilizado por varios autores (Standing, Al-Marhoun, Petrosky & Farshad, Elsharkawy & Alikhan, Dindoruk & Christman) para crear sus correlaciones de viscosidad del petróleo.

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

Tabla 29. Rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr.

1.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE CHEW, J.N. y CONALLY, C.A. Jr. 1	
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	51-3544

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

B. Correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 2. (1959)⁴³

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \dots\dots\dots(3.72)$$

Standing en 1977 ajusto los valores de A y B mediante las siguientes ecuaciones:

$$A = 10^{(R_s - 2,2 \cdot 10^{-7} R_s - 7,4 \cdot 10^{-4})} \dots\dots\dots(3.73)$$

$$B = 0,68 * 10^{(-8,62 \cdot 10^{-5} R_s)} + 0,25 * 10^{(-1,1 \cdot 10^{-3} R_s)} + 0,062 * 10^{(-3,74 \cdot 10^{-3} R_s)} \dots(3.74)$$

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 2. Remitirse a la **tabla 29**.

C. Correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 3. (1959)⁴⁴

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \dots\dots\dots(3.75)$$

⁴³[45] STANDING M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

⁴⁴[9] BERGMAN, David y SUTTON, Robert. "An Update to viscosity correlations for Gas-Saturated crude Oils". SPE 110195. 11-14 Nov. 2007. Pag. 6-9.

También se presentan otros ajustes para los parámetros A y B, como se presenta a continuación según Bergman & Sutton (2007):

$$A = 0,987583 - 0,1746773 * 10^{-2}R_s + 0,2067531 * 10^{-5}R_s^2 - 0,1310529 * 10^{-8}R_s^3 + 0,3229416 * 10^{-12}R_s^4 \dots\dots\dots(3.76)$$

$$B = 0,9900216 - 0,112183 * 10^{-2}R_s + 0,1427879 * 10^{-5}R_s^2 - 0,9440539 * 10^{-9}R_s^3 + 0,2312365 * 10^{-12}R_s^4 \dots\dots\dots(3.77)$$

- R_s= Solubilidad del gas (SCF/STB)
- μ_{od}= Viscosidad del aceite muerto
- μ_{ob}= Viscosidad en el punto de burbuja

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 3. Remitirse a la **tabla 29**.

D. Correlaciones de Beggs, H.D. y Robinson, J.R. (1975)⁴⁵

A partir de 2073 medidas de viscosidad de petróleo saturado, Beggs and Robinson (1975) propusieron una correlación empírica para estimar la viscosidad del aceite saturado. La expresión matemática propuesta tiene la siguiente forma:

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \dots\dots\dots(3.78)$$

$$A = \frac{10,715}{(R_s+100)^{(0,515)}} \dots\dots\dots(3.79)$$

$$B = \frac{5,44}{(R_s+150)^{(0,338)}} \dots\dots\dots(3.80)$$

⁴⁵[8] BEGGS H.D. y ROBINSON J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" J. Pet. Tech. Forum (Sept. 1975), 1140-1141

Tabla 30. Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE BEGGS H.D. y ROBINSON, J.R.	
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20-2070

Fuente: Modificada, BEGGS H.D. y ROBINSON J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" J. Pet. Tech. Forum (Sept. 1975), 1140-1141

E. Correlaciones de Labedi 1. (1982)⁴⁶

Las viscosidades calculadas por Labedi se obtuvieron a partir de una técnica de análisis de regresión múltiple para correlacionar sus ecuaciones mediante el uso de cerca de 100 muestras de crudos de Libia. Algo muy interesante, es que la relación gas-petróleo en solución (que es un parámetro importante reservorio) no se incluyó en las ecuaciones de la correlación sino que se uso la Presión de burbuja.

El autor mencionó que las ecuaciones funcionan muy bien con las muestras de aceite de Libia y otras áreas geográficas, tales como el Medio Oriente, el Mar del Norte y algunas partes de América.

$$\mu_{ob} = \frac{(10)^{(2,344-0,03542API)} \mu_{od}^{0,6447}}{p_b^{0,426}} \dots\dots\dots(3.81)$$

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

p_b = presión de burbuja (psia)

A $p < p_b$

⁴⁶[28] KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

$$\mu_o = \frac{\mu_{ob}}{1 - 10^{-3,876} p_b^{0,5423} API^{1,1302} \left(1 - \frac{p}{p_b}\right)} \dots\dots\dots(3.82)$$

Tabla 31. Rango de datos para la correlación de Labedi 1.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE LABEDI 1	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,115-3,72

Fuente: Modificada, KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

F. Correlaciones de Labedi 2. (1982)⁴⁷

Como se menciona en la anterior correlación, Labedi usa Pb en vez de Rs. Para el desarrollo de esta correlación se emplearon 31 muestras de crudos de Nigeria&Angola.

$$\mu_{ob} = \frac{1,303\mu_{od}^{0,8479}}{10^{(2,133*10^{-4}p_b)}} \dots\dots\dots(3.83)$$

p_b= presión de burbuja (psia)

μ_{od}= Viscosidad del aceite muerto

μ_{ob}= Viscosidad en el punto de burbuja

A p < p_b

$$\mu_o = \frac{\mu_{ob}}{1 - 0,2861*10^{(1,076*10^{-4}p_b)} \left(1 - \frac{p}{p_b}\right)} \dots\dots\dots(3.84)$$

⁴⁷[29] LABEDI R.M. "Improved Correlations For Predicting The Viscosity of Light Crudes" *J. Pet. Sci. Eng.* Oct. 1992. Pag. 221-234.

Tabla 32. Rango de datos para la correlación de Labedi 2.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE LABEDI 2	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,098-10,9

Fuente: Modificada, LABEDI R.M. "Improved Correlations For Predicting The Viscosity of Light Crudes" *J. Pet. Sci. Eng.* Oct. 1992. Pag. 221-234.

G. Correlación de Kaye. Flash-una etapa (1986)⁴⁸

El origen de las correlaciones de Kaye se da del análisis de muestras de crudos Offshore de California:

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \dots\dots\dots(3.85)$$

$$A = 6,02(R_s + 100)^{-0,39} \dots\dots\dots(3.86)$$

$$B = 3,02(R_s + 100)^{-0,24} \dots\dots\dots(3.87)$$

Tabla 33. Rango de datos para la correlación de Kaye.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE KAYE.	
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	64-958

Fuente: Modificada, KAYE S.E. "Offshore California Viscosity Correlations". COFRC, TS85000940. Aug. 1985.

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

⁴⁸[26] KAYE S.E. "Offshore California Viscosity Correlations". COFRC, TS85000940. Aug. 1985.

H. Correlación de Kaye. Liberación diferencial. (1986)⁴⁹

A continuación se presenta la forma matemática planteada por Kaye usando datos de crudos Offshore de California, originada de un proceso de liberación diferencial:

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \quad \dots\dots\dots(3.88)$$

$$A = 10,9(R_s + 100)^{-0,52} \quad \dots\dots\dots(3.89)$$

$$B = 3,02(R_s + 100)^{-0,24} \quad \dots\dots\dots(3.90)$$

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Kaye. Liberación diferencial. Remitirse a la **tabla 33**.

I. Correlación de Osorio. (1990)⁵⁰

Para desarrollar las siguientes correlaciones, la base de datos usada por Osorio consiste de 98 análisis de laboratorio PVT's para crudos colombianos (404 Puntos de datos).

PARA $\mu_{od} \leq 4,0\text{cp}$

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B + 0,04385 \quad \dots\dots\dots(3.91)$$

$$A = 0,10266 + 0,70607 * 10^{(-0,00101R_s)} \quad \dots\dots\dots(3.92)$$

$$B = 0,89057 + 0,11039 * 10^{(-0,003127R_s)} \quad \dots\dots\dots(3.93)$$

⁴⁹[26] KAYE S.E. "Offshore California Viscosity Correlations". COFRC, TS85000940. Aug. 1985
⁵⁰[42] OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". M.S. Thesis, University of Southwestern Louisiana (1990).

Tabla 34. Rango de datos para la correlación de Osorio PARA $\mu_{od} \leq 4,0\text{cp}$.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE OSORIO.	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,107-89,9
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	6,5-1,758

Fuente: Modificada, OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". M.S. Thesis, University of Southwestern Louisiana (1990).

PARA $\mu_{od} > 4,0\text{cp}$

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B + 0,03612 \quad \dots\dots\dots(3.94)$$

$$A = 0,2 + 0,6942 * 10^{(-0,03211R_s)} \quad \dots\dots\dots(3.95)$$

$$B = -0,5207 + 1,5368 * 10^{(-0,0000247R_s)} \quad \dots\dots\dots(3.96)$$

Tabla 35. Rango de datos para la correlación de Osorio PARA $\mu_{od} > 4,0\text{cp}$

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE OSORIO.	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,107-89,9
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	6-796

Fuente: Modificada, OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". M.S. Thesis, University of Southwestern Louisiana (1990).

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

J. Correlación de Bergman (2000)⁵¹

Bergman creó dos ecuaciones de correlación inéditas para la estimación de viscosidad del aceite muerto y viscosidad saturada del aceite.

⁵¹[9] BERGMAN, David y SUTTON, Robert. "An Update to viscosity correlations for Gas-Saturated crude Oils". SPE 110195. 11-14 Nov. 2007. Pag. 6-9.

El autor utilizó la base de datos de Beggs y Robinson, más algunos datos adicionales para desarrollar las ecuaciones (2048 Puntos de datos a nivel mundial).

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \dots\dots\dots(3.97)$$

$$A = e^{4,768-0,8359\ln(R_S+300)} \dots\dots\dots(3.98)$$

$$B = 0,555 + \frac{133,5}{R_S+300} \dots\dots\dots(3.99)$$

Tabla 36. Rango de datos para la correlación de Bergman.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE BERGMAN.	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,125-123
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	5-2,890

Fuente Modificada: BERGMAN, David y SUTTON, Robert. "An Update to viscosity correlations for Gas-Saturated crude Oils". SPE 110195. 11–14 Nov. 2007. Pag. 6-9

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

R_S = Solubilidad del gas (SCF/STB)

K. Correlación de Naseri. (2005)⁵²

Basado en datos de yacimientos en Irán, Naseri desarrollo nuevas correlaciones para la predicción de viscosidades muertas, aceites saturados y sub-saturados. Para el desarrollo de esta correlación se usaron 250 pruebas PVT de crudos Iraníes, con un rango de gravedad API entre 17 – 44. La validez y la exactitud de estas correlaciones se han confirmado mediante la comparación de los resultados obtenidos de estas correlaciones con otras muestras experimentales. A

⁵²[39] NASERI A., NIKAZAR M., y MOUSAVI DEHGHANI S.A. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil Viscosities". *J. Pet. Sci. Eng.* 2005. Pag. 163-174.

continuación se presenta la correlación para el cálculo de viscosidad en el punto de burbuja:

$$\mu_{ob} = 10^{1,1145} p_b^{-0,4956} \mu_{od}^{0,9961} \dots\dots\dots(3.100)$$

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

p_b = presión de burbuja (psia)

Tabla 37. Rango de datos para la correlación de Naseri.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE NASERI.	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,11-18,15
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	255-4.116

Fuente: Modificada, NASERI A., NIKAZAR M., y MOUSAVI DEHGHANI S.A. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil Viscosities". *J. Pet. Sci. Eng.* 2005. Pag. 163-174.

3.1.6.3 Viscosidad del Petróleo Subsaturado

A. Correlación de Beal, C. (1946)⁵³

Sobre la base de 52 mediciones de viscosidad (tomados de 26 muestras de crudos de 20 campos diferentes, 11 de los cuales correspondían a California), Beal (1946) presenta una correlación gráfica de la variación de la viscosidad del aceite subsaturado con respecto a la presión, para la cual Standing (1981) ha presentado un ajuste a la curva expresada matemáticamente por:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0,001 p - p_b (0,024\mu_{ob}^{1,6} + 0,038\mu_{ob}^{0,56}) \dots\dots\dots(3.101)$$

⁵³[7] BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". *Trans AIME* 1946. Pag. 94-115.

μ_o = Viscosidad del aceite subsaturado
 μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja
 p_b = presión de burbuja (psia)
 p = presión (psia)

Tabla 38. Rango de datos para la correlación de Beal, C.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE BEAL, C.	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0,16-315
Presión, lpcá	1515-5515

Fuente: Modificada, BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

B. Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D. (1980)⁵⁴

Vásquez y Beggs propusieron una expresión matemática simple para estimar la viscosidad del aceite por encima de la presión del punto de burbuja. Tomando 3593 puntos de datos, plantean la siguiente expresión para calcular la viscosidad del crudo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b}\right)^m \dots\dots\dots(3.102)$$

$$m = 2,16p^{1,187} 10^A \dots\dots\dots(3.103)$$

$$A = -3,9 \cdot 10^{-5} p - 5 \dots\dots\dots(3.104)$$

⁵⁴[49] VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

Tabla 39. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE VASQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.	
Presión, psia.	141-9151
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9,3-2199
Viscosidad, cp	0,117-148
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,511-1,351
Gravedad del petróleo, °API	15,3-59,5

Fuente: Modificada, VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

p_b = presión de burbuja (psia)

μ_o = Viscosidad del aceite subsaturado

p = presión (psia)

C. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schimidt, Z. (1991)⁵⁵

Esta correlación fue desarrollada a partir de 3588 puntos de datos obtenidos de 661 análisis PVT. La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = 1,00081\mu_{ob} + 0,001127 p - p_b (-0,006517\mu_{ob}^{1,8148} + 0,038\mu_{ob}^{1,590}) \quad (3.105)$$

p = presión (psia)

p_b = presión de burbuja (psia)

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

μ_o = Viscosidad del aceite subsaturado

⁵⁵[25] KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

D. Correlación de Elsharkawy & Alikhan. (1999)⁵⁶

En 1999, Elsharkawy y Alikhan publicaron las ecuaciones de correlación para la viscosidad petróleo muerto, saturado y subsaturado. Para la viscosidad del aceite muerto y saturado se modificaron las correlaciones de Beggs y Robinson con 254 muestras de petróleo de Oriente Medio. Los autores desarrollaron una viscosidad de aceite subsaturado, la ecuación de esta correlación se generó mediante el uso de un análisis de regresión múltiple y se introdujo un nuevo concepto al usar la viscosidad del aceite muerto como un parámetro de entrada.

$$\mu_o = \mu_{ob} + 10^{-2,0771} p - p_b (\mu_{od}^{1,19279} * \mu_{ob}^{-0,40712} * p_b^{-0,7941}) \dots\dots\dots(3.106)$$

μ_o = Viscosidad del aceite subsaturado

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

p = presión (psia)

p_b = presión de burbuja (psia)

E. Correlación de Elsharkawy & Gharbi. (2001)⁵⁷

Elsharkawy y Garbi en 2001, compararon una técnica de regresión clásica con un concepto moderno de análisis de regresión, que es la técnica de regresión neuronal. Los autores utilizaron dos técnicas de regresión para desarrollar ecuaciones de correlación de viscosidad del petróleo basado en 59 sistemas de aceite de la Kuwait. Los autores mencionan que la correlación de viscosidad del aceite creada por la técnica de regresión neuronal proporciona mejor rendimiento

⁵⁶[15] ELSHARKAWY A.M. y ALIKHAN A.A. "Models For Predicting The Viscosity of Middle East Crude Oils". *Fuel*. June, 1999. Pag. 891-903.

⁵⁷[28] KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

que la ecuación desarrollada por otra técnica de regresión clásica; pero el procedimiento de la técnica de regresión neuronal consta de varias etapas complicadas y no se puede realizar sin utilizar software. Por lo tanto, una técnica de análisis de regresión clásica es un método preferible para correlacionar ecuaciones de viscosidad del aceite. La correlación de viscosidad presentada por los autores es la siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} + M(p - p_b) \dots\dots\dots(3.107)$$

$$M = -5612 + 9481\mu_{od} - 1459\mu_{od}^2 + 81\mu_{od}^3 * 10^{-8} \dots\dots\dots(3.108)$$

μ_o = Viscosidad del aceite subsaturado

p = presión (psia)

μ_{ob} = Viscosidad en el punto de burbuja

p_b = presión de burbuja (psia)

3.1.7 Factor Volumétrico del Petróleo, B_o .

3.1.7.1 Correlación de Standing, M.B. (1947)⁵⁸. Standing (1947) presenta una correlación gráfica para la estimación del Factor Volumétrico del petróleo con: la solubilidad del gas, la gravedad de gas, la gravedad de aceite, y temperatura del yacimiento como los parámetros de la correlación. Esta correlación gráfica se originó de 105 puntos de datos experimentales, en 22 yacimientos de hidrocarburos de California. Standing en 1981 mostro que el Factor Volumétrico del Aceite puede expresarse más convenientemente en una forma matemática, como lo muestra la siguiente ecuación:

$$B_o = 0,9759 + 0,000120[R_s(\frac{\gamma_g}{\gamma_o})^{0,5} + 1,25 T - 460]^{1,2} \dots\dots\dots(3.109)$$

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

⁵⁸[44] STANDING M.B. "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases". Drill and Prod. Prac. Apr. 1947. Pag. 275 - 287

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T = Temperatura ($^{\circ}R$)

γ_g = Gravedad especifica del gas en el stock-tank $60^{\circ}/60^{\circ}$

γ_o = Gravedad especifica del petr3leo

Si se desea obtener el rango de datos para la correlaci3n de Standing, M.B. Remitirse a la **tabla 1**.

3.1.7.2 Correlaci3n de V3squez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)⁵⁹. V3squez y Beggs (1980) desarrollaron una relaci3n para determinar B_o como una funci3n de R_s , API , γ_g , y T . La correlaci3n propuesta se basa en 6000 mediciones de B_o a distintas presiones. Utilizando la t3cnica de an3lisis de regresi3n, V3squez y Beggs proponen la siguiente ecuaci3n para reproducir los datos medidos:

$$B_o = 1,0 + C_1 R_s + T - 520 \frac{API}{\gamma_{gs}} (C_2 + C_3 R_s) \dots\dots\dots(3.110)$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * [1 + 5.912 \cdot 10^{-5} API T_{sep} - 460 \log \frac{p_{sep}}{114,7}] \dots\dots\dots(3.111)$$

Tabla 40. Coeficientes de V3squez, M. E. y Beggs, H.D.

Coeficientes C1, C2, C3.	API≤30	API>30
C1	4,677*10 ⁻⁴	4,670*10 ⁻⁴
C2	1,751*10 ⁻⁵	1,100*10 ⁻⁵
C3	-1,811*10 ⁻⁸	1,337*10 ⁻⁹

Fuente: Modificada, VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

⁵⁹[49] VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia en el separador

T_{seo} = Temperatura del separador ($^{\circ}R$)

p_{seo} = presión del separador (psia)

γ_g = Gravedad del gas a condiciones actuales del separador (p_{sep} y T_{sep})

API= Gravedad API del petróleo

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. Remitirse a la **tabla 4**.

3.1.7.3 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)⁶⁰. Marhoun (1988) desarrollo una correlación para determinar el Factor Volumétrico del petróleo como función de la solubilidad del gas, la gravedad específica del aceite en stock-tank, la gravedad específica del gas, y la temperatura. La ecuación empírica fue desarrollada usando una regresión múltiple no lineal en 160 puntos de datos experimentales. Los datos experimentales se obtuvieron a partir de 69 reservas de petróleo de Medio Oriente. El autor propone la siguiente expresión:

$$B_o = 0,497069 + 0,000862963T + 0,00182594F + 0,00000318099F^2 \quad \dots\dots(3.112)$$

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c \quad \dots\dots\dots(3.113)$$

Tabla 41. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.

a	B	C
0,742390	0,323294	-1,202040

⁶⁰[1] AL-MARHOUN, Ali Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.

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

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

T= Temperatura (°R)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del petróleo en el stock-tank

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A. Remitirse a la **tabla 8**.

3.1.7.4 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. (1993)⁶¹. Petrosky y Farshad (1993), proponen una nueva expresión para la estimación de B_o . La relación presentada es similar a la ecuación desarrollada por Standing, sin embargo, la ecuación introduce tres parámetros de ajuste adicionales para aumentar la precisión de la correlación.

Los autores utilizaron un modelo de regresión no lineal para que coincida con los datos experimentales de los hidrocarburos tomados del Golfo de México. Su relación tiene la forma siguiente:

$$B_o = 1,0113 + 7,2046 \cdot 10^{-5} A \dots\dots\dots(3.114)$$

$$A = [R_s^{0,3738} \frac{\gamma_g^{0,2914}}{\gamma_o^{0,6265}} + 0,24626 T - 460^{0,5371}]^{3,0936} \dots\dots\dots(3.115)$$

B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

⁶¹[43] PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del petróleo en el stock-tank

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. Remitirse a la **tabla 9**.

3.1.8 Factor Volumétrico Total, B_t

3.1.8.1 Correlación de Standing (1947)⁶². Standing (1947) utiliza 387 puntos de datos experimentales para desarrollar una correlación gráfica y con esta predecir el factor volumétrico de formación de dos fases con un error reportado promedio del 5%.

La correlación propuesta utiliza los siguientes parámetros para estimar el factor volumétrico total del petróleo:

- El gas de solubilidad a la presión de intereses, R_s .
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad específica del aceite.
- Temperatura del yacimiento, T.
- Presión de interés, p.

$$B_t = 10^{-5,223 - \frac{47,4}{\log A^* - 12,22}} \dots\dots\dots(3.116)$$

$$A^* = 10^{\log R_s \frac{T-460}{\gamma_g} \frac{0,5 \gamma_o C}{0,3}} - 10,1 - \frac{96,8}{6,604 + \log p} \dots\dots\dots(3.117)$$

⁶²[46] TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2007

$$C = 2,9 * 10^{-0,00027R_s} \dots\dots\dots(3.118)$$

B_t = Factor volumétrico total (BY/BN)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_o = Gravedad especifica del petróleo en el stock-tank

γ_g = Gravedad especifica del gas

T= Temperatura (°R)

p= Presión (psia)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Standing. Remitirse a la **tabla 1**.

3.1.8.2 Correlación de Glasso, O. (1980)⁶³. Los datos experimentales sobre 45 muestras de petróleo crudo del Mar del Norte fueron utilizados por Glasso (1980) en el desarrollo de una correlación generalizada para la estimación del Factor Volumétrico de Formación Total, B_t .

Glasso modifico el parámetro A^* y lo utilizó en un modelo de análisis de regresión para desarrollar la siguiente expresión para B_t :

$$B_t = 10^{0,080135+0,47257 \log A^* +0,17351[\log A^*]^2} \dots\dots\dots(3.119)$$

$$A^* = R_s \frac{T-460^{0,5} \gamma_o^C}{\gamma_g^{0,3}} p^{-1,1089} \dots\dots\dots(3.120)$$

$$C = 2,9 * 10^{-0,00027R_s} \dots\dots\dots(3.121)$$

B_t = Factor volumétrico total (BY/BN)

⁶³[18] GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

T= Temperatura (°R)

p= Presión (psia)

γ_g = Gravedad especifica del gas

γ_o = Gravedad especifica del petróleo en el stock-tank

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Glaso, O. Remitirse a la **tabla 5**.

3.1.8.3 Correlación de Al-Marhoun, M.A. (1988)⁶⁴. Basado en 1556 datos experimentales de Factor Volumétrico Total de la formación, Al- Marhoun utilizó un modelo de regresión múltiple no lineal para desarrollar una expresión matemática para B_t . La ecuación empírica tiene la siguiente forma:

$$B_t = 0,314693 + 0,106253 * 10^{-4}F + 0,18883 * 10^{-10}F^2 \dots\dots\dots(3.122)$$

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d p^e \dots\dots\dots(3.123)$$

Tabla 42. Coeficientes de Al-Marhoun, M.A.

a	b	c	D	e
0,644516	-1,079340	0,724874	2,006210	-0,761910

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

B_t = Factor volumétrico total (BY/BN)

T= Temperatura (°R)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

⁶⁴[1] AL-MARHOUN, Ali Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del petróleo en el stock-tank

p = Presión (psia)

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A. Remitirse a la **tabla 8**.

3.1.9 Compresibilidad del Petróleo, C_o .

3.1.9.1 Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)⁶⁵. De un total de 4036 puntos de datos experimentales, Vásquez y Beggs (1980) utilizan un modelo de regresión lineal para correlacionar los coeficientes de compresibilidad del petróleo con R_s , T , $^\circ API$, γ_g , y p .

$$C_o = \frac{-1,433+5R_s+17,2 T -1180\gamma_{gs}+12,61API}{p*10^5} \dots\dots\dots(3.124)$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * [1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \cdot API \cdot T_{sep} - 460 \log \frac{p_{sep}}{114,7}] \dots\dots\dots(3.125)$$

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc^{-1})

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T = Temperatura ($^\circ F$)

p = Presión (psia)

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia

T_{seo} = Temperatura del separador ($^\circ F$)

p_{seo} = presión del separador (psia)

⁶⁵[49] VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

Tabla 43. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE VASQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D.	
Presión, psia.	141-9515
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9,3-2199
Factor Volumétrico del petróleo, BY/BN	1,066-2,226
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,511-1,351
Gravedad del petróleo, °API	15,3-59,5

Fuente: Modificada, VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

3.1.9.2 Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. (1993)⁶⁶. Petrosky y Farshad propusieron una relación para determinar la compresibilidad del aceite para los sistemas de hidrocarburos Sub-saturados. La ecuación tiene la siguiente forma:

$$c_o = 1,705 * 10^{-7} R_s^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} API^{0,3272} T^{0,6729} p^{-0,5906} \dots\dots\dots(3.126)$$

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc^{-1})

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T = Temperatura (°R)

p = Presión (psia)

γ_g = Gravedad específica del gas

Si se desea obtener el rango de datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad. Remitirse a la **tabla 9**.

⁶⁶[43] PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

3.1.9.3 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. (1994)⁶⁷. Un total de 2545 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación:

$$C_o = \frac{6,8257R_s^{0,5002}API^{0,3613}T^{0,76606}\gamma_{gs}^{0,35505}}{p*10^6} \dots\dots\dots(3.127)$$

Tabla 44. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. y SCHIMIDT, Z.	
Presión de burbujeo, lpca.	14,7-6054,7
Temperatura, °F	75-320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,007-2,144
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	0,0-2890
Gravedad del petróleo, °API	14,4-58,9
Gravedad especifica del gas, (aire=1)	0,379-1,709

Fuente: Modificada, KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc^{-1})

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°R)

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia

p= Presión (psia)

⁶⁷[25] KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.

3.1.9.4 Correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.⁶⁸.

En el desarrollo de esta correlación se utilizaron 2500 datos experimentales obtenidos de diversos crudos. La correlación presentada en forma general es la siguiente:

$$c_o = e^{[-7,114 - 1,394 \ln p - 0,98 \ln T + 0,770 \ln API + 0,446 \ln \gamma_g]} \dots\dots\dots(3.128)$$

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc^{-1})

T= Temperatura ($^{\circ}R$)

p= Presión (psia)

γ_g = Gravedad específica del gas

Tabla 45. Rango de datos para la correlación de McCain, W.D., Jr., Rollins, J.B. y Villena-Lanzi, A.J.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE McCAIN, W.D., JR., ROLLINS, J.B. y VILLENA-LANZI, A.J.	
Presión, lpca.	500-5300
Presión de burbujeo, lpca.	763-5300
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	15-1947
Temperatura, $^{\circ}F$	78-330
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,58-1,2
Gravedad del petróleo, $^{\circ}API$	18-52
Compresibilidad del petróleo $\cdot(10^{-6})$, (lpc^{-1})	31-6600

Fuente: Modificada, McCAIN W.D. JR., ROLLINS J.B., y VILLENA-LANZI A.J. "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint". Trans. AIME 1988.

Pag. 659-662

⁶⁸[32] McCAIN W.D. JR., ROLLINS J.B., y VILLENA-LANZI A.J. "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint". Trans. AIME 1988. Pag. 659-662.

3.2 CORRELACIONES PARA CASOS ESPECÍFICOS A NIVEL MUNDIAL.

3.2.1 Correlaciones para las propiedades de los fluidos de yacimiento, crudos de Alaska. Pb. (Oisten Glaso, Sintef/NTH Trondheim) (1978)⁶⁹

Utilizando 6 Mezclas de Crudos y otras Muestras del Mar del Norte, se trazan los datos en un sistema de coordenadas log-log que resulta en una curva parabólica. El análisis de regresión de estos datos dio las siguientes ecuaciones para el cálculo de la Presión en el Punto de Burbuja:

$$p_b = 10^{1,7669 + 1,7447 \log p_b^* - 0,30218 (\log p_b^*)^2} \dots\dots\dots(3.129)$$

$$p_b^* = \frac{R_s}{\gamma_g}^{0,816} \frac{T^{0,172}}{API^{0,989}} \dots\dots\dots(3.130)$$

γ_g = Gravedad específica promedio del gas en superficie

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T = Temperatura (°F)

p_b^* = Numero de correlaciones para calcular la presión en el punto de burbuja

Tabla 46. Rango de datos para la correlación de Oisten Glaso, Sintef/NTH Trondheim

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE OISTEN GLASO, SINTEF/NTH TRONDHEIM.	
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	497-2036
Gravedad del petróleo, °API	25-45

Fuente Modificada: GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

⁶⁹[18] GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.

3.2.2 Correlación de viscosidad para aceites de Arabia Saudita. (Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin) (1987)⁷⁰

Este estudio utilizó datos de viscosidad de 75 muestras tomadas de 62 yacimientos de petróleo de Arabia Saudita. Un total de 150 puntos de datos se utilizaron para desarrollar la correlación de viscosidad del aceite en el punto de burbuja, representada matemáticamente como:

$$\mu_{ob} = \frac{0,09 \bar{\gamma}_g}{R_s \frac{T+459,67}{459,67}^{4,5} 1-\gamma_o^3} \dots\dots\dots(3.131)$$

p>p_b

$$\mu_a = \mu_{ob} e^{9,6 \cdot 10^{-5} p - p_b} \dots\dots\dots(3.132)$$

p<p_b

$$\mu_a = \mu_{ob} \frac{p}{p_b}^{-0,14} e^{-2,5 \cdot 10^{-4} p - p_b} \dots\dots\dots(3.133)$$

μ_a= Viscosidad del aceite

p= presión (psia)

μ_{ob}= Viscosidad en el punto de burbuja

R_S= Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°F)

⁷⁰[27] KHAN S.A., AL-MARHOUN M.A., DUFFUA S.O., y ABU-KHAMSIN S.A. "Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils". SPE 15720. Manama, Bahrain. Mar. 7-10 1987.

Tabla 47. Rango de datos para la correlación de Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE KHAN, AL-MARHOUN, DUFFUAA y ABU-KHAMSIN	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp.	0,13-17,9
Viscosidad por encima del punto de burbuja, cp	0,13-71,0
Viscosidad por debajo del punto de burbuja, cp	0,13-77,4
Presión de burbujeo, lpca.	107-4315
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	24-1901
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,752-1,367
Gravedad del petróleo, °API	14,3-44,6
Temperatura, °F	75-240
Presión, psia.	14,7-5015
N ₂ en gases de superficie %molar	0,03-11,07
CO ₂ en gases de superficie %molar	0,0-1,01
H ₂ S en gases de superficie %molar	0,0-9,78

Fuente: Modificada, KHAN S.A., AL-MARHOUN M.A., DUFFUA S.O., y ABU-KHAMSIN S.A.

“Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils”. SPE 15720. Manama, Bahrain. Mar. 7-10 1987.

3.2.3 Correlaciones PVT para crudos de Medio Oriente. (M.A. Al-Marhoun) (1988)⁷¹

Para este estudio se tomaron 69 muestras de yacimientos del Medio Oriente. Los puntos de datos obtenidos del experimento fueron 160 para calcular presión en el punto de burbuja y Factor Volumétrico de Formación en el punto de burbuja.

⁷¹[1] AL-MARHOUN, Ali Muhammad. “PVT Correlations for Middle East Crude Oils”. SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.

A continuación se presentan las correlaciones desarrolladas por los autores:

$$p_b = 5,38088 * 10^{-3} R_s^{0,715082} \gamma_g^{-1,877840} \gamma_o^{3,143700} T^{1,326570} \dots\dots\dots(3.134)$$

$$B_{ob} = 0,497069 + 0,862963 * 10^{-3} T + 0,182594 * 10^{-2} F + 0,318099 * 10^{-5} F^2 \dots\dots\dots(3.135)$$

$$F = R_s^{0,742390} \gamma_g^{0,323294} \gamma_o^{-1,202040} \dots\dots\dots(3.136)$$

γ_g = Gravedad específica del gas

T= Temperatura (°F)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_o = Gravedad específica del aceite

B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a presión de burbuja (BY/BN)

Tabla 48. Rango de datos para la correlación de M.A. Al-Marhoun.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE AL-MARHOUN,M.A.	
Presión de burbujeo, lpc.a.	130-3573
Presión, psia.	20-3573
Factor volumétrico del petróleo en el punto de burbuja, BY/BN	1,032-1,997
Factor volumétrico total por debajo del punto de burbuja, BY/BN	1,032-6,982
GOR, SCF/STB	26-1602
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,752-1,367
Gravedad del petróleo, °API	19,4-44,6
N2 en gases de superficie %molar	0,0-3,89
CO2 en gases de superficie %molar	0,0-16,38
H2S en gases de superficie %molar	0,0-16,13
Temperatura de Yacimiento, °F	74-240

Fuente Modificada: AL-MARHOUN, All Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils".

SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.

3.2.4 Correlación de propiedades PVT para Crudos de los Emiratos Árabes Unidos. (M.E. Dolka y M.E. Osman) (1991)⁷²

En este estudio se tuvieron en cuenta 51 muestras de yacimientos de los Emiratos Árabes Unidos (UAE) y se usó un análisis de regresión para obtener las correlaciones de Presión en el punto de burbuja y Factor Volumétrico del petróleo en el punto de burbuja, presentadas a continuación:

$$p_b = 0,836386 * 10^4 \gamma_g^{-1,01049} \gamma_o^{0,107991} T^{-0,952584} R_s^{0,724047} \dots\dots\dots(3.137)$$

$$B_{ob} = 0,431935 * 10^{-1} + 0,156667 * 10^{-2} T + 0,139775 * 10^{-2} M + 0,380525 * 10^{-5} M^2 \dots\dots\dots(3.138)$$

$$M = R_s^{0,773572} \gamma_g^{0,404020} \gamma_o^{-0,882605} \dots\dots\dots(3.139)$$

Tabla 49. Rango de datos para la correlación de M.E. Dolka y M.E. Osman.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE M.E. DOLKA y M.E. OSMAN	
Presión de burbujeo, psia.	590-4,640
Temperatura, °F	190-275
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,216-2,493
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	181-2,266
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,798-1,290
Gravedad del petróleo.	0,8236-0,8860
CO2 en gases de superficie %molar	0,37-8,9
N2 en gases de superficie %molar	0,1-1,85
H2S en gases de superficie %molar	0-6,02

Fuente Modificada: DOKLA, Mahmoud y OSMAN, Mohammed. "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes". SPE 20989. Jul. 30 1991.

⁷²[13] DOKLA, Mahmoud y OSMAN, Mohammed. "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes". SPE 20989. Jul. 30 1991.

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°F)

B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a presión de burbuja (BY/BN)

γ_o = Gravedad específica del aceite

γ_g = Gravedad específica del gas

3.2.5 Desarrollo de nuevas correlaciones PVT modificadas para crudos de Malasia. (M.I. Omar y A.C. Todd) (1993)⁷³

Un total de 93 datos PVT tomados de varios campos offshore en Malasia fueron usados en este estudio. Los datos PVT consisten de un rango de gravedad API desde 26,6 °API a 53,2 °API y una presión en el punto de burbuja desde 790psig hasta 3851psig

$$B_{ob} = 0,972 + 0,000147 R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o}^{0,50} + 1,25T_f^x \dots\dots\dots(3.140)$$

$$x = A_1 + A_2 \frac{API}{\gamma_g} + A_3\gamma_g \dots\dots\dots(3.141)$$

Tabla 50. Coeficientes de M.I. Omar y A.C. Todd.

A_1	A_2	A_3
1,1663	$0,72 \cdot 10^{-3}$	-0,03990

Fuente: Modificada, OMAR M.I. y TODD A.C. "Development of New Modified Black Oil Correlations for Malaysian Crudes". SPE 25338. Singapore. Feb. 8-10 1993.

B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a presión de burbuja (BY/BN)

⁷³[40] OMAR M.I. y TODD A.C. "Development of New Modified Black Oil Correlations for Malaysian Crudes". SPE 25338. Singapore. Feb. 8-10 1993.

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T_f = Temperatura del yacimiento (°F)

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del aceite

Tabla 51. Rango de datos para la correlación de M.I. Omar y A.C. Todd.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE M.I. OMAR y A.C. TODD	
Presión de burbujeo, psia.	790-3851
Temperatura de yacimiento, °F	125-280
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	142-1440
Gravedad del petróleo, °API	26,6-53,2
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,612-1,315
Temperatura del separador, °F	70-160
Presión del separador, psia.	75-500
Factor volumétrico del petróleo en el punto de burbuja, BY/BN	1,085-1,954
Viscosidad en el punto de burbuja, cp.	0,146-2,323
N ₂ en gases de superficie %molar	0,0-1,15
CO ₂ en gases de superficie %molar	0,0-35
H ₂ S en gases de superficie %molar	TRAZAS

Fuente: Modificada, OMAR M.I. y TODD A.C. "Development of New Modified Black Oil Correlations for Malaysian Crudes". SPE 25338. Singapore. Feb. 8-10 1993.

3.2.6 Correlaciones Empíricas PVT para crudos colombianos. (F. Frashad, J.L. LeBlanc, J.D. Garber y J.G. Osorio) (1996)⁷⁴

Para desarrollar estas correlaciones, la base de datos consiste de 98 análisis PVT's de crudos colombianos. Estos datos cubren cerca de 32 yacimientos productores de diferentes regiones de Colombia. Hay resultados de separación flash de 1, 2 y 3 etapas.

⁷⁴[16] FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.

Correlación de R_s basada en 1 etapa de separación:

$$R_s = \frac{0,0146 \cdot \gamma_{gs} \cdot p_b^{1,2073} \cdot 10^{0,01714 \cdot API - 0,00004467 \cdot T}}{1 - 24,663 \frac{\gamma_g}{T_{sep}}} \dots\dots\dots(3.142)$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g * [1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \cdot API \cdot T_{sep} - 460 \cdot \log \frac{p_{sep}}{114,7}] \dots\dots\dots(3.143)$$

R_s = Solubilidad del gas en el aceite total (SCF/STB)

T= Temperatura (°F)

p= Presión (psia)

γ_{gs} = Gravedad del gas a presión de referencia

T_{seo} = Temperatura del separador (°F)

p_{seo} = presión del separador (psia)

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc^{-1})

$$c_o = 10^{-5,4531 + 0,000503 \cdot A - 0,000000035 \cdot A} \dots\dots\dots(3.144)$$

$$A = R_s^{0,1982} T^{0,6685} \gamma_g^{-0,21435} API^{1,0116} p^{-0,1616} \dots\dots\dots(3.145)$$

Tabla 52. Rango de datos para la correlación de F. Frashad, J.L. LeBlanc, J.D. Garber y J.G. Osorio.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE F. FRASHAD, J.L. LEBLANC, J.D. GARBER y J.G. OSORIO	
Gravedad especifica del gas a condiciones de separador 114,7 psia, (aire=1)	0,599-1,329
Gravedad especifica del gas a otras condiciones de separador diferentes a 114,7 psia, (aire=1)	0,573-1,337
Razón gas disuelto-petróleo a condiciones de separador 114,7 psia, (aire=1), PCN/BN	67-1200
Razón gas disuelto-petróleo a otras condiciones de separador diferentes a 114,7 psia, (aire=1)	66-1230
Gravedad especifica del aceite	0,827-0,931
Temperatura del separador, °F	68-100
Presión del separador, psia.	34,7-514,7
Gravedad del petróleo, °API	14,4-59

Fuente Modificada: FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.

3.2.7 Correlaciones PVT's aplicadas a crudos Egipcios ejemplificando la importancia de usar correlaciones regionales. Pb, Bob. (H.H. Hanafy, S.M. Macary, Y.M. Elnady, A.A. Bayomi y M.H. El Batanony) (1997)⁷⁵

Los datos usados en este estudio son de (90 muestras de crudos tomadas del golfo de Suez en Egipto) abarcan el rango normal desde black oil a aceites volátiles.

$$p_b = 204,257K R_s^{0,51} - 4,7927 \dots\dots\dots(3.146)$$

$$K = Exp(0,00077T - 0,0097API - 0,4003\gamma_g) \dots\dots\dots(3.147)$$

$$B_{ob} = N(1,0031 + 0,0008T) \dots\dots\dots(3.148)$$

$$N = Exp(0,0004R_s + 0,0006 \frac{\gamma_o}{\gamma_g}) \dots\dots\dots(3.149)$$

B_{ob}= Factor volumétrico del petróleo a presión de burbuja (BY/BN)

T= Temperatura (°F)

R_s= Solubilidad del gas (SCF/STB)

p_b= Presión en el punto de burbuja (psi)

⁷⁵[21] HANAFY H.H., MACARY S.M., ELNADY Y.M., BAYOMI A.A., y BARANONY M.H. "Empirical PVT Correlations Applied to Egyptian Crude Oils Exemplify Significance of Using Regional Correlations". SPE 37295. Houston, Texas. Feb. 18-21 1997.

Tabla 53. Rango de datos para la correlación de H.H. Hanafy, S.M. Macary, Y.M. Elnady, A.A. Bayomi y M.H. El Batanony.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE H.H. HANAFY, S.M. MACARY, Y.M. ELNADY, A.A. BAYOMI y M.H. EL BATANONY	
Temperatura, °F	107-327
Presión de burbujeo, psi.	36-5003
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,032-4.35
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	107-4315
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,633-1,627
Gravedad del petróleo, °API	17,8-47,7
Compresibilidad del petróleo (psi ⁻¹)*(10 ⁻⁶)	4,46-62,68
Densidad en el punto de burbuja, gm/cc.	0,428-0,939
Densidad del petróleo, gm/cc.	0,648-1,071
Viscosidad en el punto de burbuja, cp.	0,119-34,9
Viscosidad del petróleo, cp.	0,236-106,6

Fuente: Modificada, HANAFY H.H., MACARY S.M., ELNADY Y.M., BAYOMI A.A., y BARANONY M.H. "Empirical PVT Correlations Applied to Egyptian Crude Oils Exemplify Significance of Using Regional Correlations". SPE 37295. Houston, Texas. Feb. 18-21 1997.

3.2.8 Mejoramiento de correlaciones PVT para crudos de los Emiratos Árabes Unidos. (R.A. Almehaideb) (1997)⁷⁶

En este trabajo se tomaron 15 pruebas PVT's experimentales de yacimientos localizados en UAE. Los datos fueron usados para construir un nuevo grupo de correlaciones empíricas.

$$B_{ob} = 1,122018 + 1,410 * 10^{-6} \frac{R_s T}{\gamma_o^2} \dots\dots\dots(3.150)$$

$$C_o = \frac{-70603,2+98,404R_s+378,226T-6102,03\gamma_g+755,345API}{p+3775,53} \dots\dots\dots(3.151)$$

⁷⁶[3] ALMEHAIDEB, R.A. "Improved PVT Correlations For UAE Crude Oils". SPE 37691. Manama, Bahrain. Mar. 17-20 1997.

$$p_b = -620,592 + 6,23087 \frac{R_s \gamma_o}{\gamma_g B_o^{1,38559}} + 2,89868T \dots\dots\dots(3.152)$$

Tabla 54. Rango de datos para la correlación de R.A. Almehaideb.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE R.A. ALMEHAIDEB	
Gravedad del petróleo, °API	30,9-48,6
Temperatura, °F	190-360
Presión de burbujeo, psia.	501-4822
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,142-3,562
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	128-3871
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,746-1,116

Fuente: Modificada, ALMEHAIDEB, R.A. "Improved PVT Correlations For UAE Crude Oils". SPE 37691. Manama, Bahrain. Mar. 17-20 1997.

B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo a presión de burbuja (BY/BN)

R_s = Solubilidad del gas (SCF/STB)

T= Temperatura (°F)

γ_g = Gravedad específica del gas

γ_o = Gravedad específica del aceite

p_b = presión de burbujeo (psia)

c_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo (lpc^{-1})

3.2.9 Correlaciones PVT para crudos del Golfo de México. (G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad) (1998)⁷⁷

⁷⁷[43] PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

Las muestras de crudos se obtuvieron de yacimientos ubicados costa afuera de Texas y Louisiana, además de crudos del Golfo de México. Un total de 81 análisis de laboratorio PVT se utilizaron para desarrollar la correlación del Factor Volumétrico del aceite en el punto de burbuja, como se presenta a continuación:

$$B_{ob} = 1,0113 + 7,2046 * 10^{-5} * R_s^{0,3738} \frac{\gamma_{gp}^{0,2914}}{\gamma_o^{0,6265}} + 0,24626T^{0,5371} \gamma_o^{3,0936} \dots(3.153)$$

T= Temperatura (°F)

R_s= Solubilidad del gas (SCF/STB)

γ_{gp}= Gravedad del gas promedio

γ_o= Gravedad del aceite

Tabla 55. Rango de datos para la correlación de G.E. Petrosky Jr. Y F. Farshad.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE G.E. PETROSKY Jr. Y F. FARSHAD	
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	217-1406
Gravedad del petróleo, °API	16,3-45
Temperatura, °F	114-288
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,1178-1,6229
Compresibilidad del petróleo (psi ⁻¹)*(10 ⁻⁶)	3,507*10 ⁻⁶ - 2,464*10 ⁻⁵

Fuente: Modificada, PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

3.2.10 Predicción de la presión de burbuja y factor volumétrico de formación en el punto de burbuja en ausencia de análisis PVT. (S. Elmabrouk, A. Zekri y E. Shirif) (2010)⁷⁸

Los datos PVT's usados en este estudio fueron obtenidos de una y dos etapas de separación flash. Un total de 118 yacimientos estudiados (476 puntos de datos) fueron recolectados de varios campos de petróleo en Libia. La mayoría de los puntos de datos son tomados de dos etapas de separación flash (355 puntos de datos). En la prueba de una etapa de separación, la presión en el separador es la p_{atm} y el valor del GOR=0 en el stock-tank.

$$p_b = R_{sp}^{0,683} p_{sp}^{0,18} \gamma_{oST}^{4,98} T_R^{0,658} \dots\dots\dots(3.154)$$

$$B_{ob} = 1,6624 + 0,000512R_{sp} + 0,00015p_{sp} - 0,802\gamma_{oST} + 0,000501T_R \dots\dots(3.155)$$

R_{sp} = Solubilidad del gas en el separador (SCF/STB)

p_{sp} = Presión en el separador (psia)

γ_{oST} = Gravedad específica del aceite en el stock-tank

T_R = Temperatura del yacimiento (°F)

⁷⁸[14] ELMABROUK S., ZEKRI A., y SHIRIF E. "Prediction of Bubblepoint Pressure and Bubblepoint Oil Formation Factor in the Absence of PVT Analysis". SPE 137368. Lima, Perú. Dec. 1-3 2010.

Tabla 56. Rango de datos para la correlación de S. Elmabrouk, A. Zekri y E. Shirif.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE S. ELMABROUK, A. ZEKRI y E. SHIRIF.	
Presión de burbujeo, psia.	121-4244
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1,064-1,795
Presión en el separador, psia.	14,7-735
Razón gas disuelto-petróleo en el stock-tank, PCN/BN	10-1256
Gravedad específica del aceite en el stock-tank	0,7999-0,921
Temperatura del yacimiento, °F	100-277

Fuente: Modificada, ELMABROUK S., ZEKRI A., y SHIRIF E. "Prediction of Bubblepoint Pressure and Bubblepoint Oil Formation Factor in the Absence of PVT Analysis". SPE 137368. Lima, Peru.

Dec. 1-3 2010.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y CONCEPTOS ESTADÍSTICOS

4.1 DEFINICIÓN DE ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El Análisis de Sensibilidad se utiliza para examinar los efectos de cambios en tres áreas diferenciadas del problema⁷⁹:

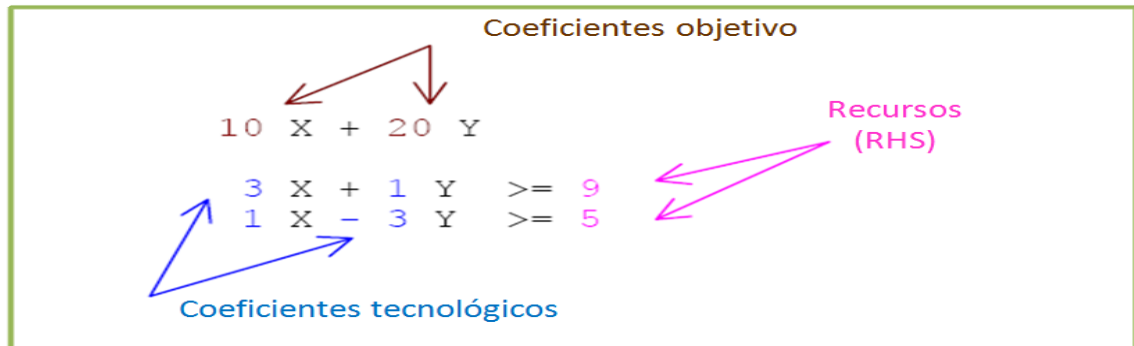
a. Los coeficientes de la función objetivo (coeficientes objetivo): Los cambios en los coeficientes objetivos no afectan la forma de la región factible, por lo que no afectarán a la solución óptima, aunque sí al valor de la función objetivo.

b. Los coeficientes tecnológicos: Son aquellos coeficientes que afectan a las variables de las restricciones, situados a la izquierda de la desigualdad. Los cambios en estos coeficientes provocarán cambios sustanciales en la forma de la región factible. Gráficamente en el caso de 2 variables, lo que varía es la pendiente de las rectas que representan las restricciones.

c. Los recursos disponibles: Son los términos independientes de cada restricción, situados a la derecha de la desigualdad como se muestra en la **figura 17**, Intuitivamente para 2 variables, los cambios en los recursos (RHS) suponen desplazamientos paralelos de las rectas asociadas a las restricciones, lo cual hará variar la forma de la región factible y, con ello, a la solución óptima.

⁷⁹[5] ÁNGEL, Juan y FAULIN, Javier. “Análisis de Sensibilidad con Excel y Lindo”

Figura 14. Representación de los coeficientes objetivo, coeficientes tecnológicos y recursos disponibles.



Fuente: Modificada, ÁNGEL, Juan y FAULIN, Javier. "Análisis de Sensibilidad con Excel y Lindo"

El Análisis de Sensibilidad no sólo tiene que ver con el estudio de la robustez de la solución frente a posibles errores en el cálculo de los coeficientes y recursos disponibles, sino que también puede ser de gran ayuda a la hora de evaluar y escoger la mejor alternativa de desarrollo.

Hay dos maneras de estudiar la sensibilidad de una solución respecto a cambios en alguna de las áreas antes mencionadas. La primera de ellas es resolver todo el problema cada vez que alguno de los datos originales se haya modificado. Sin embargo, utilizando este método, podría llevar bastante tiempo determinar todas las variantes cuando se tenga un conjunto amplio de posibles cambios. La otra forma (Análisis de Sensibilidad) consiste en, una vez resuelto un problema, analizar cómo afectaría a la solución obtenida y al valor de la función objetivo la variación dentro de un rango tolerable, de uno de los parámetros, manteniendo fijos los restantes. En caso de se quiera estudiar los efectos de la variación de más de un parámetro (o de un parámetro más allá del "rango de tolerancia") se debe reprogramar el problema⁸⁰.

⁸⁰[5] ÁNGEL, Juan y FAULIN, Javier. "Análisis de Sensibilidad con Excel y Lindo"

Los cuidados que se deben tener al hacer un análisis de sensibilidad son: Primero reconocer que el cambio en el resultado depende de cómo se haya construido el modelo y de los valores iniciales de las variables a analizar. Segundo, que los cambios en las variables deben ser iguales para todas de manera que se puedan comparar los resultados. Tercero, se debe reconocer la posibilidad de que las relaciones entre las variables y los resultados no sean lineales. Cuarto, que al analizar la sensibilidad de las variables hay que hacerlo de una en una si se desea determinar cuáles de las variables son las más críticas.

4.2 TIPOS DE ANALISIS

4.2.1 Análisis de sensibilidad de una variable

Este tipo de análisis se utiliza para varios propósitos. El primero es el de identificar las variables más críticas. Una variable se considera crítica cuando produce un cambio en un resultado mayor que el que produce otra, con base en ciertos criterios. Por el otro lado, permite tomar decisiones sobre en qué aspectos debe enfatizarse el esfuerzo para calcular los valores que deben ser introducidos en un modelo.

Podemos distinguir dos clases de análisis de sensibilidad con una sola variable: el primero es aquél que mide o presenta el cambio en el resultado a partir de un cambio en una variable y puede ser identificado con la idea de ¿qué pasa si cambio esta variable? (what if). El otro tipo de análisis de sensibilidad de una sola variable es el conocido como ingeniería en reversa o análisis de sensibilidad en reversa. Este último se hace utilizando la opción Buscar objetivo de las hojas de cálculo

4.2.1.1 Análisis de sensibilidad de una variable (What if-¿Qué pasa si?) Una hoja de cálculo permite encontrar en forma muy rápida un resultado cuando se ha hecho un cambio en una variable del cual éste depende. Esa es una de las fortalezas de esta herramienta. Sin embargo, no es suficiente saber a qué valor se llega cuando se hace un cambio en una determinada variable. Más allá de saber que al cambiar una variable, cambia el resultado, se debe controlar la forma de hacer el cambio en la variable y restringir los cambios en el resultado. Si cada cambio que se haga en una variable es en términos relativos igual o diferente al de las demás variables se puede descubrir cuál o cuáles variables producen más cambio en el resultado. Esto es importante porque se pueden comparar entre sí y ordenarlas de mayor a menor influencia en el cambio de resultado. Al identificar las variables más críticas (las que más influyen en el resultado) se puede saber a cuáles se les debe realizar un mayor ajuste para llegar al valor verdadero.

4.2.1.2 Análisis de sensibilidad en reversa (Buscar objetivo). Otro análisis de sensibilidad de una variable es lo que se denomina como sensibilidad en reversa. Con este enfoque lo que se hace es preguntarse qué valores deberá tomar una variable para que el resultado sea un determinado valor.

4.2.2 Análisis de sensibilidad de dos o más variables

Es posible que una variable no sea suficiente para tener una idea clara de lo que podría ocurrir en el futuro. Por lo tanto, es conviene contar con una herramienta que permita tener una visión más amplia de lo que puede pasarle al valor total en caso de cambio en 2 o más variables. Por tal razón es recomendable construir escenarios para más de una variable.

Para el análisis de sensibilidad de las correlaciones planteadas en el proyecto es necesario desarrollar este método puesto que todas las correlaciones involucran

más de una variable por lo cual es indispensable analizar el cambio que genera cada una de estas sobre el comportamiento de la correlación.

4.3 PARAMETROS ESTADISITICOS

El análisis estadístico propiamente dicho, parte de la búsqueda de parámetros sobre los cuales pueda recaer la representación de toda la información. Dichos parámetros estadísticos son definidos como un número que resume la extensa cantidad de datos que pueden derivarse del estudio de una variable estadística.

Los parámetros estadísticos pueden ser de dos tipos:

- Parámetros o medidas de centralización
- Parámetros o medidas de dispersión

4.3.1 Medidas de centralización

Las medidas de tendencia central o de centralización, se denominan así porque tienden a localizarse en el centro de la información; además, son de gran importancia en el manejo de las técnicas estadísticas.

Estas medidas de centralización son indispensables para el análisis de sensibilidad, puesto que generan resultados simples y de amplia consideración a la hora de comparar cada parámetro de una correlación.

Existen tres medidas de tendencia central generales, como son, la moda, la media y la mediana.

4.3.1.1 Moda (Mo). Es el valor de la variable con mayor frecuencia absoluta (número de veces que se repite un valor determinado). Se puede calcular para

cualquier tipo de variable. Para calcularla basta con observar la columna de frecuencias absolutas (f_i).

4.3.1.2 Media (X). Es la medida de centralización más conocida, pero no se puede calcular para variables cualitativas y es muy sensible para valores extremos, por lo que no siempre es la mejor medida de centralización. Se calcula:

$$X = \frac{x_i * f_i}{N} \dots\dots\dots(4.1)$$

x_i = Diferentes valores de la variable X

X= Media aritmética de la información

f_i = Número de veces que se repite la observación xi

N= Tamaño de la muestra.

4.3.1.3 Mediana (Me). Es el valor de la variable que deja por encima y por debajo, el mismo número de datos, es decir, es el valor central de la variable. No existe una fórmula para calcular la medida, simplemente basta con ordenar los datos según su valor y luego encontrar el valor que esté ubicado justo en el centro (En caso de que existan dos valores se debe hacer el promedio de estos).

4.3.2 Medidas de dispersión

Las medidas de dispersión indican las diferencias entre cada valor y la media de la distribución, son parámetros que muestran cómo están de dispersos o disgregados los datos de un estudio estadístico

Se utilizan junto con las medidas de centralización para interpretar, conocer y describir mejor los resultados de un análisis.

4.3.2.1 Rango o recorrido. Es la medida de dispersión más sencilla ya que solo considera los dos valores extremos de una colección de datos, sin embargo, su mayor utilización está en el campo de la estadística no paramétrica (Cuando los datos no se ajustan a una distribución conocida o la distribución no puede ser definida a priori).

$$R = X_{max} - X_{min} \dots\dots\dots(4.2)$$

X_{max} = El máximo valor de la variable X

X_{min} = El mínimo valor de la variable X

4.3.2.2 Desviación media. La desviación media o estándar, mide la distancia absoluta promedio entre cada uno de los datos, y el parámetro que caracteriza la información. Dicho de otra manera, se llama desviación media a la suma de las diferencias entre los datos y la media, en valor absoluto, dividido entre el número de datos. Usualmente se considera la desviación media con respecto a la media aritmética:

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^m |x_i - X| f_i}{n} \dots\dots\dots(4.3)$$

DM: Desviación media

x_i = Diferentes valores de la variable X

f_i = Número de veces que se repite la observación x_i

X= Media aritmética de la información

n= Tamaño de la muestra.

m= Número de agrupamientos o intervalos

4.3.2.3 Varianza. El problema de los signos en la desviación media, es eludido tomando los valores absolutos de las diferencias de los datos con respecto a la

media aritmética. Entonces, la varianza obvia los signos elevando las diferencias al cuadrado, lo cual resulta ser más elegante, aparte de que es supremamente útil en el ajuste de modelos estadísticos que generalmente conllevan formas cuadráticas.

La varianza es uno de los parámetros más importantes en estadística paramétrica, se puede decir que, teniendo conocimiento de la varianza de una población, se avanza mucho en el conocimiento de la población misma.

Numéricamente definimos la varianza, como desviación cuadrática media de los datos con respecto a la media aritmética:

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^m x_i - X^2 f_i}{n} \dots\dots\dots(4.4)$$

S^2 = Varianza

x_i = Valor de la variable X

f_i = Frecuencia absoluta de la observación x_i

X= Media aritmética de la información

n= Tamaño de la muestra.

m= Número de agrupamientos o intervalos

4.3.2.4 Desviación típica. La desviación típica es una medida estadística que indica la dispersión en torno a cierto valor central, es decir la dispersión frente a la media. **Cuanto mayor** sea la **desviación** típica, más dispersos se encontrarán los datos .

La desviación típica se representa como la raíz cuadrada positiva de la varianza.

$$S = + \sqrt{S^2} \dots\dots\dots(4.5)$$

S= Desviación típica

S²= Varianza

4.3.2.5 Coeficiente de variación. Generalmente es necesario establecer comparaciones de la dispersión, entre diferentes muestras que posean distintas magnitudes o unidades de medida.

El coeficiente de variación tiene en cuenta el valor de la media aritmética, para establecer un número relativo, que hace comparable el grado de dispersión entre dos o más variables, y se define como:

$$CV = \frac{S}{X} 100 \dots\dots\dots(4.6)$$

CV= Coeficiente de variación

S= Desviación típica

X= Media aritmética de la información

4.4 TABLAS DE FRECUENCIA

Las tablas de frecuencias resumen numéricamente, la información sobre el carácter estadístico que se quiere estudiar. A continuación se definen los elementos que contiene una tabla de frecuencia:

La **frecuencia absoluta** f_i , de un valor x_i , es el número de veces que se repite dicho valor.

La **frecuencia relativa** h_i , del valor x_i , es el cociente entre la frecuencia absoluta de x_i y el número total de valores, N.

$$h_i = \frac{f_i}{N} \dots\dots\dots(4.7)$$

La **frecuencia absoluta acumulada F_i** , del valor x_i , es la suma de todas las frecuencias absolutas de todos los valores anteriores a x_i , más la frecuencia absoluta de x_i .

$$F_i = f_1 + f_2 + \dots + f_i \dots\dots\dots(4.8)$$

La **frecuencia relativa acumulada H_i** , del valor x_i , es la suma de todas las frecuencias relativas de todos los valores anteriores a x_i , más la frecuencia relativa de x_i .

$$H_i = h_1 + h_2 + \dots + h_i \dots\dots\dots(4.9)$$

El **porcentaje p_i** , de un valor x_i , se obtiene multiplicando por 100 la frecuencia relativa del valor x_i .

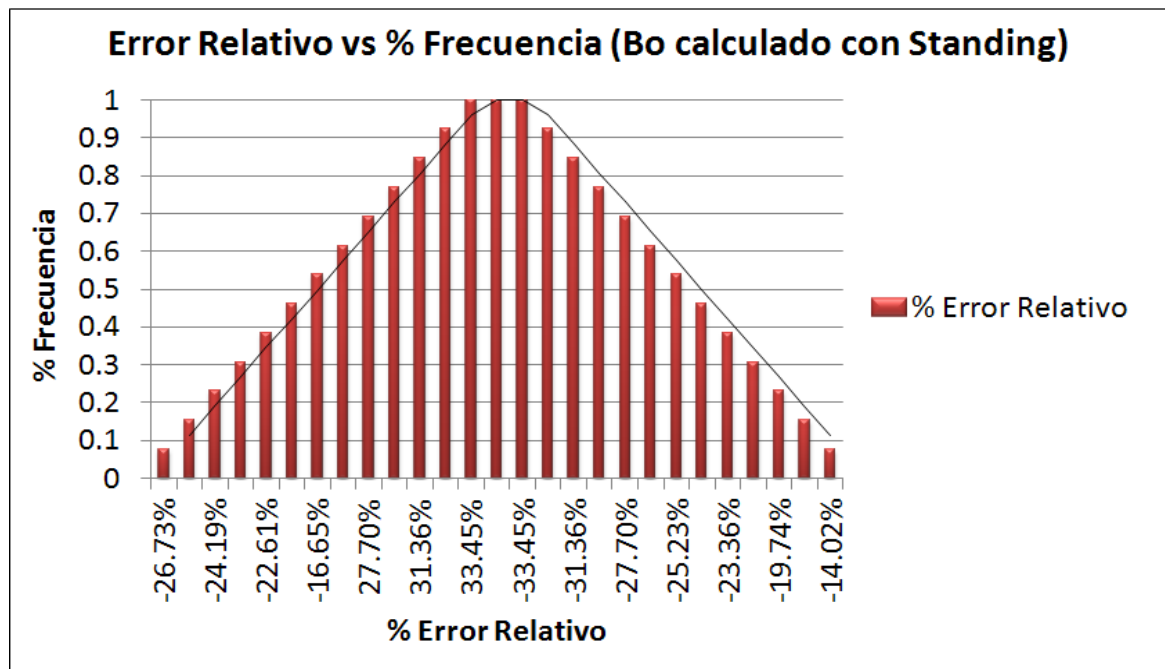
4.5 HISTOGRAMA

Los histogramas son utilizados para representar tablas de frecuencias con datos agrupados en intervalos. Si los intervalos son todos iguales, cada uno de ellos es la base de un rectángulo cuya altura es proporcional a la frecuencia correspondiente. Los histogramas permiten visualizar específicamente tres propiedades importantes de estos mismos como son: forma en la que se distribuyen las observaciones, tendencia central y dispersión.

Existen diferentes tipos de histogramas, los histogramas de barras simples son los más comunes y utilizados, también están los histogramas de barras compuestas que permiten introducir información sobre dos variables, luego están los

histogramas de barras agrupadas según información y por último el polígono de frecuencias y la ojiva porcentual, estos dos últimos son los más complejos de manejar.

Figura 15. Histograma.



Fuente: Autores del proyecto

4.6 DISTRIBUCION NORMAL

La distribución normal no es una sino la más importante de todas las distribuciones de probabilidad. Es una distribución de variable continua, con un campo de variación amplio; también se conoce como distribución Gaussiana porque el matemático alemán Carl Friedrich Gauss⁸¹ la cito en un artículo que

⁸¹[10] CANAVOS, George. "Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos". McGraw Hill. 1988.

publico en 1809 al estudiar la distribución de los errores en las observaciones astronómicas.

Su gran importancia se debe principalmente a tres razones fundamentales, la primera es que permite modelar un gran número de fenómenos reales, la segunda es que muchas de las distribuciones de uso frecuente tienden a aproximarse a la distribución normal bajo ciertas condiciones, y por último todas las variables que puedan considerarse causadas por un gran número de pequeños efectos, tienden a distribuirse con una distribución normal.

La distribución normal está caracterizada por dos parámetros: la media, (μ), y la desviación típica, (σ).

Su función de densidad es:

$$N(\mu, \sigma) = P(y) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(y-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (\sigma > 0) \dots\dots\dots(4.10)$$

4.7 DISEÑO DE ESCENARIOS PARA CASO DE ESTUDIO

El diseño de escenarios es indispensable, a la hora de dar solución al problema planteado ya que por medio de un esquema de escenarios se puede tener una planeación del desarrollo del software (en este caso la herramienta de cálculo en macros de Excel), lo cual permite analizar de una mejor forma la funcionalidad, construcción, y alcance del mismo.

A continuación se presenta un diagrama de los escenarios que según el tipo de diseño se tuvieron en cuenta para el desarrollo del proyecto:

Figura 16. Representación de escenarios.



Fuente: Autores del proyecto

ESCENARIO 1 (Diseño Conceptual):

La solución del equipo de proyecto al problema planteado consiste de las siguientes tareas:

- Identificar los usuarios de la herramienta macros
- Obtener datos de entrada para ejecutar el programa
- Evaluar la información que va a ser suministrada a la macros
- Documentar los escenarios para tener referencias del estudio
- Validar los datos generados por el programa luego de pasar los escenarios lógico y físico.

ESCENARIO 2 (Diseño Lógico):

- Identificar y definir los objetos necesarios para su funcionamiento
- Definir las interfaces (diseño de cada correlación según sus variables)

- Identificar las dependencias entre objetos (en nuestro caso ver la dependencia de cada correlación, es decir las variables involucradas en cada una de ellas)
- Realizar los cálculos con cada correlación
- Comparar cada correlación con datos reales para ver su comportamiento
- Revisar tanto como sea necesario para cada correlación el análisis de sensibilidad de las variables usadas en la misma

ESCENARIO 3 (Diseño Físico):

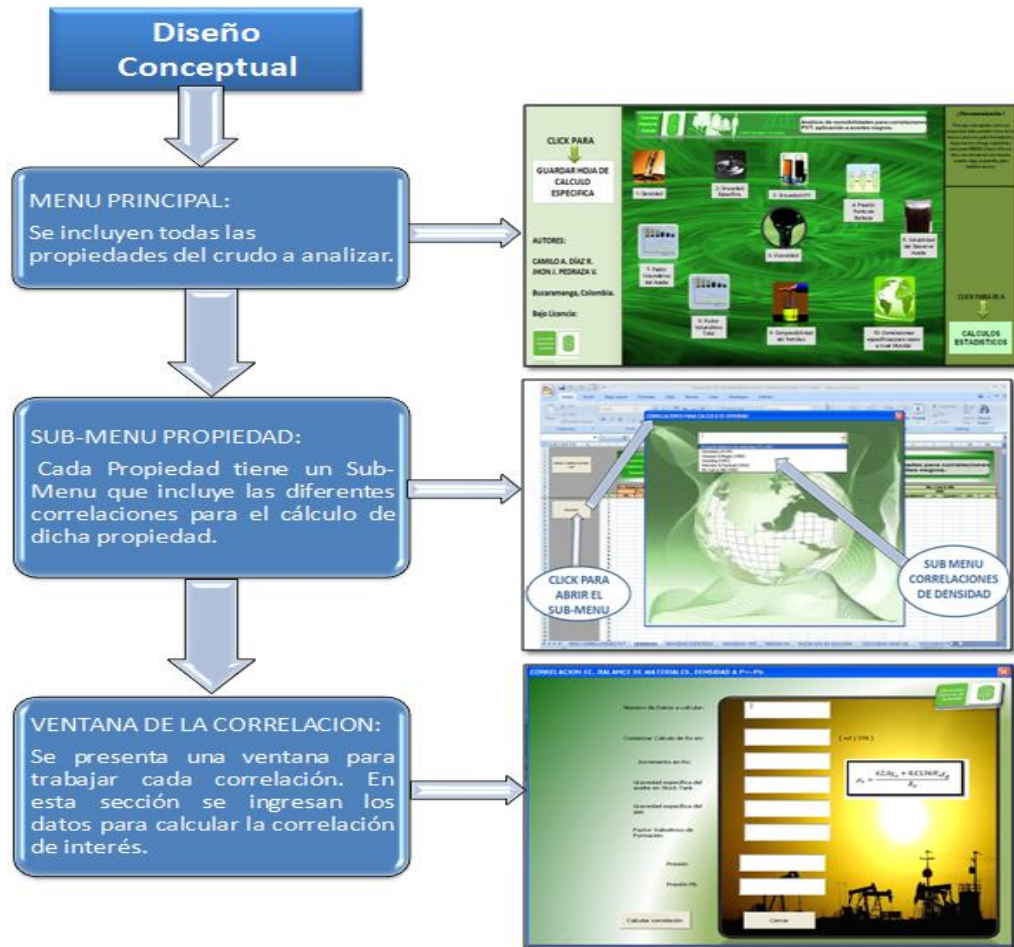
- Definir la interacción del programa con los usuarios
- Seleccionar los componentes de la herramienta
- Establecer la funcionalidad de los componentes empleados
- Especificar los rangos de aplicación de cada componente
- Examinar la tolerancia a fallas para estimar el alcance de la macros
- Validar el diseño físico (ver que tan robusto es el programa)

A continuación se presenta una descripción de los escenarios que se desarrollan en el programa:

a. Diseño Conceptual del Programa:

En este escenario, se tiene en cuenta el orden del programa, tal y como se presenta en el siguiente diagrama para estructurar de una mejor forma la construcción de la herramienta en las macros de Excel.

Figura 17. Representación del diseño conceptual.

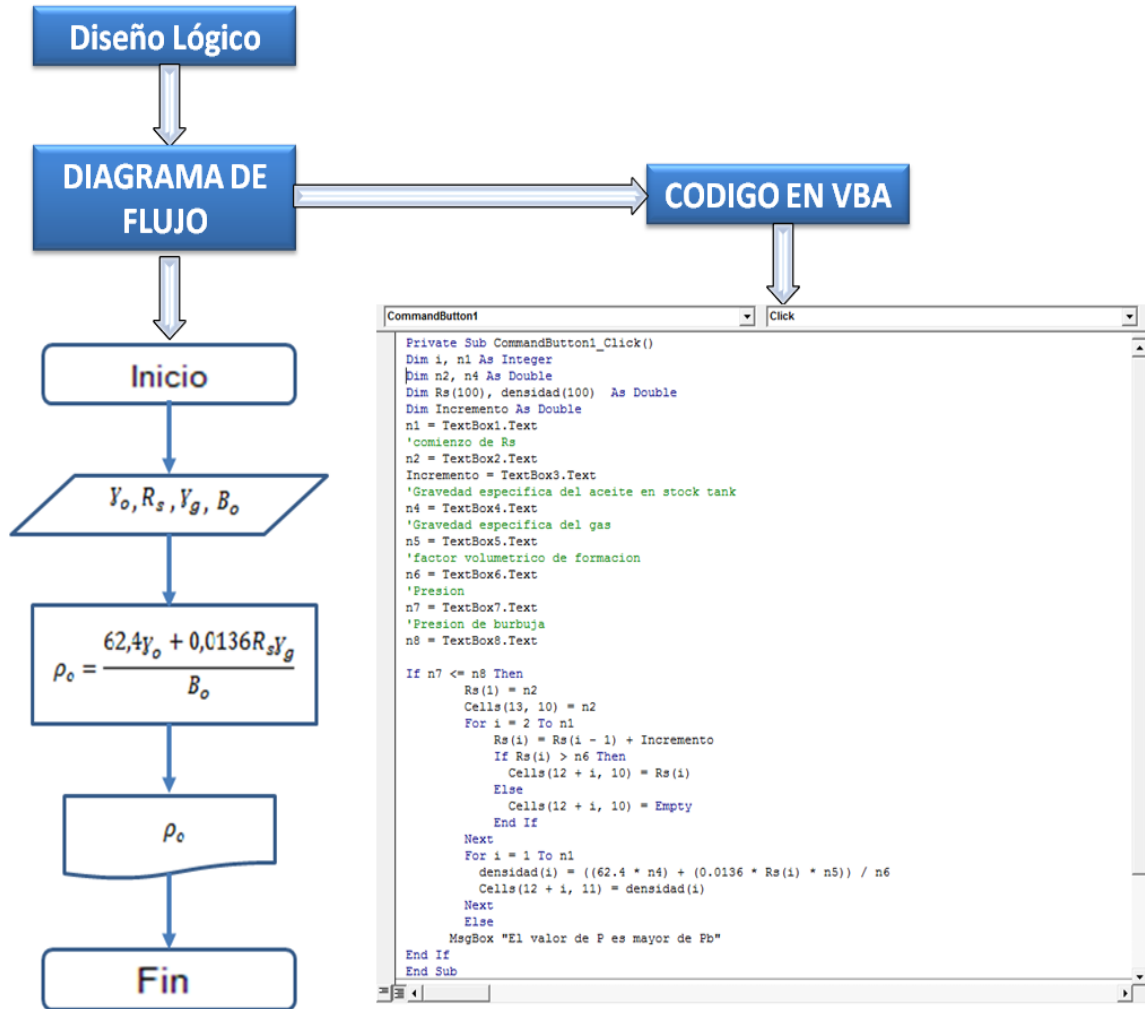


Fuente: Autores del proyecto

b. Diseño Lógico del Programa:

En este escenario se maneja toda la parte de programación para cada correlación, básicamente se trabaja partiendo del diagrama de flujo para generar el código en Visual Basic for Applications (VBA) como se presenta en el siguiente esquema:

Figura 18. Representación del diseño lógico.



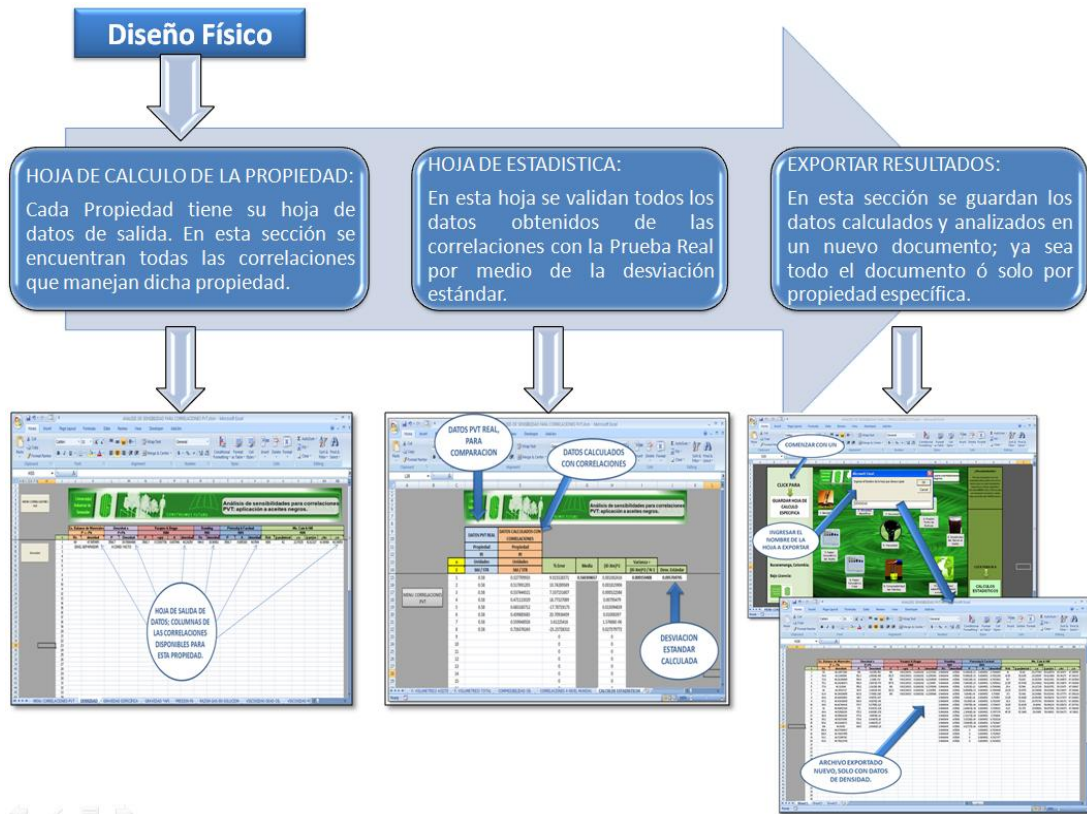
Fuente: Autores del proyecto

c. Diseño Físico del Programa:

Con el fin de realizar un análisis de los cálculos generados por la herramienta, se presenta en cada hoja de las propiedades los datos calculados por las correlaciones, además se puede llevar a cabo un análisis estadístico de la desviación estándar a partir de la comparación de los resultados con una prueba PVT real. También se da la posibilidad de exportar los resultados analizados en una nueva hoja de Excel, como un documento nuevo o una hoja con una sola

propiedad dependiendo el interés del usuario por conservar los resultados. A continuación se presenta un diagrama más detallado para este escenario.

Figura 19. Representación del diseño físico.

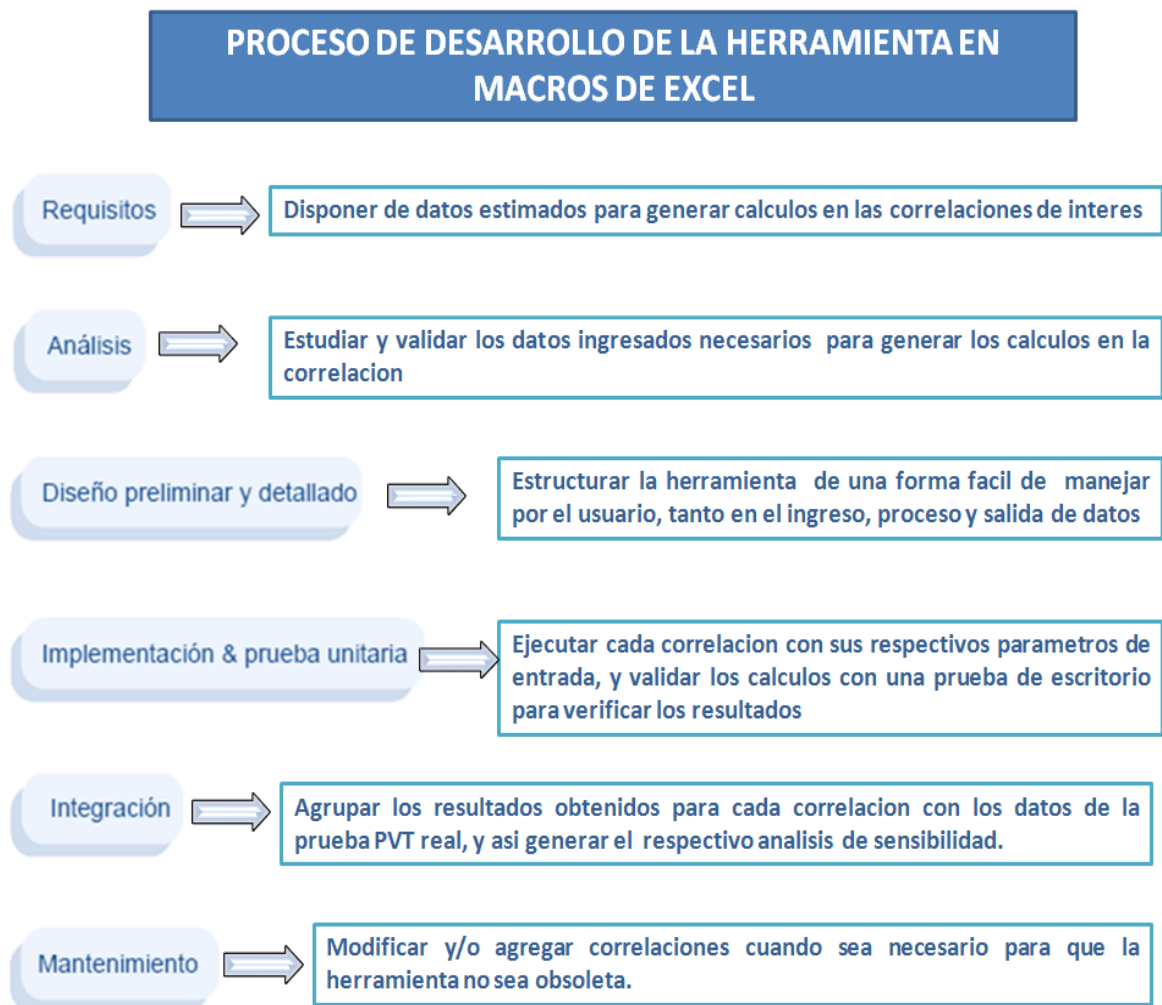


Fuente: Autores del proyecto

5. DISEÑO DE HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA VALORACIONES

A continuación se presenta un esquema detallado del proceso de desarrollo de la herramienta de cálculo:

Figura 20. Desarrollo de la herramienta de calculo.



Fuente: Autores del proyecto

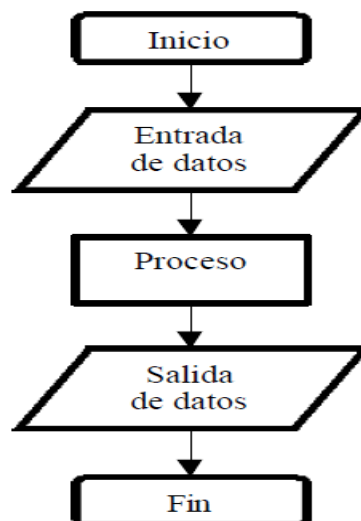
5.1 DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO USANDO VBA (VISUAL BASIC FOR APPLICATIONS).

Las macros son un grupo de instrucciones programadas bajo entorno VBA (Visual Basic for Applications), cuya tarea principal es la automatización de tareas repetitivas y la resolución de cálculos complejos.

El lenguaje VBA, es un lenguaje de programación basado en el visual Basic, enfocado a la realización de programas sobre las herramientas Excel, Access, Word..., mediante macros en VBA donde se pueden crear nuevas funciones para las hojas Excel, personalizar estilos y formatos, crear programas para la resolución de cálculos complejos y también automatizar tareas.

Para generar el código en VBA, se debe hacer uso del siguiente esquema lógico llamado “Diagrama de Flujo”, el cual sirve para estructurar el código que se desea implementar:

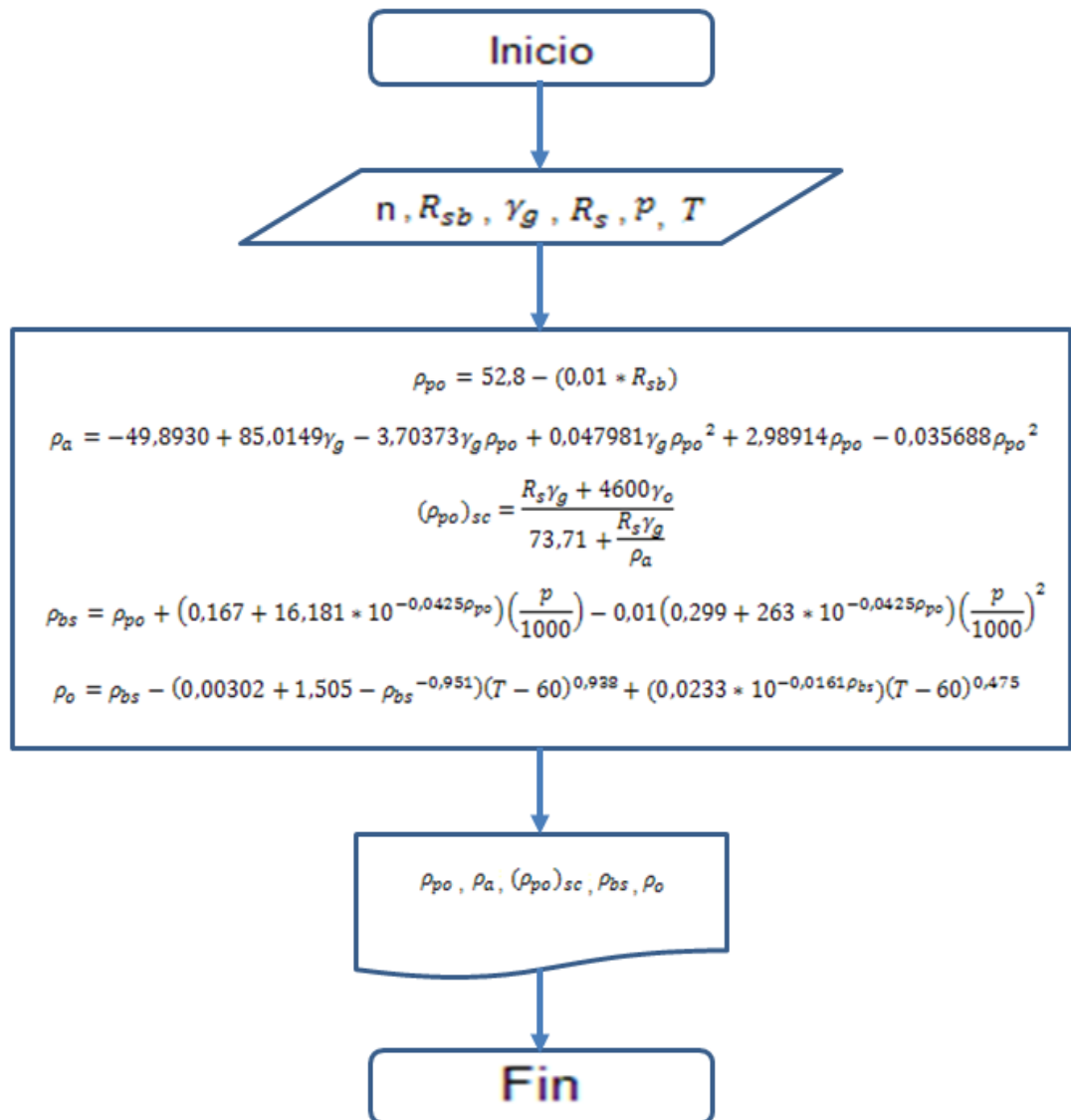
Figura 21. Organigrama Genérico de un Diagrama de Flujo.



Fuente: Autores del proyecto

A continuación se presenta un diagrama de flujo para realizar el código VBA de la correlación de McCain & Hill para cálculo de densidad del aceite, en el caso de otros parámetros se sigue la misma secuencia lógica, pero se modifican las correlaciones matemáticas empleadas para el cálculo de la variable.

Figura 22. Representación del diagrama de flujo para el cálculo de densidad del aceite con la correlación de McCain & Hill en VBA.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 23. Código VBA correspondiente al diagrama de flujo anterior (cálculo de densidad del aceite con la correlación de McCain & Hill en VBA).

```

Private Sub CommandButton1_Click()
'CORRELACION DE MCCAIN & HILL PARA CALCULO DE DENSIDAD
Dim n1, n2 As Integer
Dim n3, n4, API, Incremento As Double
Dim P, T, Ra As Double
Dim Rnb(100), A(100), b(100), C(100), d(100), densidad(100) As Double

n1 = TextBox1.Text
n2 = TextBox2.Text
Incremento = TextBox3.Text
'Gravedad especifica del gas en el separador=n3
n3 = TextBox4.Text
'Gravedad especifica del aceite en Stock Tank=API
API = TextBox5.Text
P = TextBox6.Text
T = TextBox7.Text
Ra = TextBox8.Text

'Gravedad especifica del aceite
n4 = 141.5 / (API + 131.5)

If n2 <= n1 Then
    If n2 <= 1534 Then
        Rnb(1) = n2
        Cells(12, 23) = n2
        For i = 2 To n1
            Rnb(i) = Rnb(i - 1) + Incremento
            If Rnb(i) <= 3544 Then
                Cells(12 + i, 23) = Rnb(i)
            Else
                Cells(12 + i, 23) = Empty
            End If
        Next

        For i = 1 To n1
            If Rnb(i) <= 1534 Then
                A(i) = 52.8 - 0.01 * Rnb(i)
                Cells(12 + i, 24) = A(i)

                b(i) = -49.893 + 85.0149 * n3 - 3.70373 * n3 * A(i) + 0.047981 * n3 * (A(i)) ^ 2 + 2.98914 * A(i) - 0.035688 * (A(i)) ^ 2
                Cells(12 + i, 25) = b(i)

                C(i) = (Ra * n3 + 4600 * n4) / (79.71 + ((Ra * n3) / b(i)))
                Cells(12 + i, 26) = C(i)

                d(i) = C(i) + (0.167 + 16.181 * 10 ^ (-0.0425 * C(i))) * (P / 1000) - 0.01 * (0.299 + 263 * 10 ^ (-0.0603 * C(i))) * ((P / 1000) ^ 2)
                Cells(12 + i, 27) = d(i)

                densidad(i) = d(i) - (0.00302 + 1.505 * (d(i) ^ -0.951)) * (T - 60) * 0.919 + (0.0233 * 10 ^ (-0.0161 * d(i))) * (T - 60) ^ 0.475
                Cells(12 + i, 28) = densidad(i)

            Else
                Cells(12 + i, 11) = Empty
                Cells(12 + i, 12) = Empty
                Cells(12 + i, 13) = Empty
                Cells(12 + i, 14) = Empty
                Cells(12 + i, 15) = Empty
            End If
        Next
    Else
        MsgBox "El valor de Rnb esta fuera de rango"
    End If
Else
    MsgBox "El valor de Rnb esta fuera de rango"
End If

End Sub
    
```

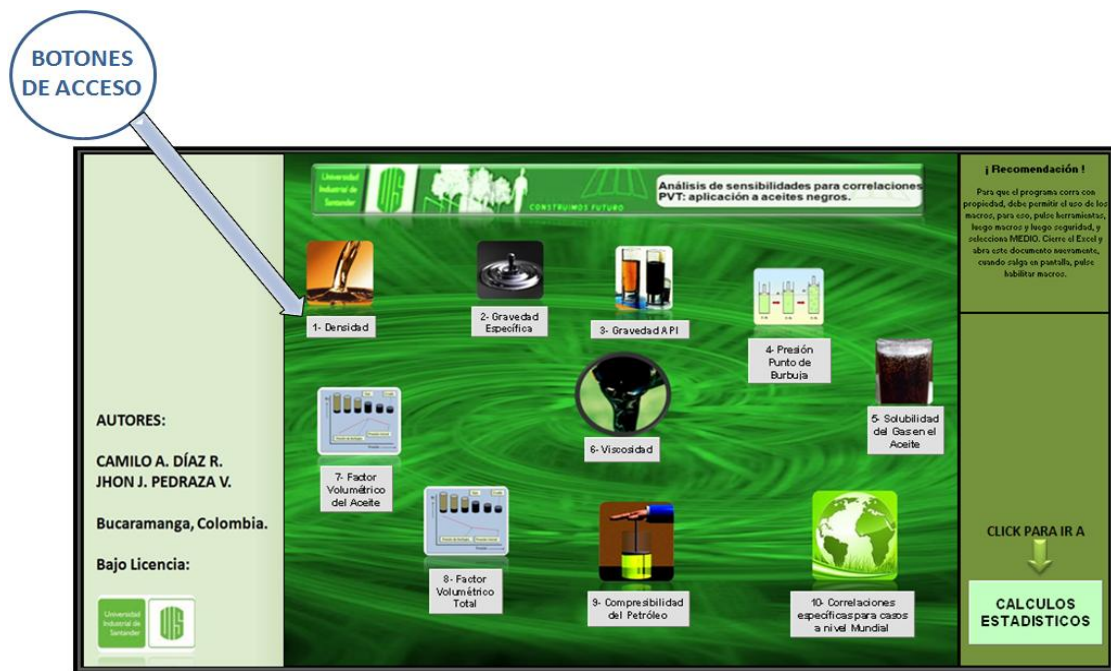
Fuente: Autores del proyecto

Por medio de las macros VBA se pueden crear múltiples aplicaciones que realicen los cálculos automáticamente y así obtener resultados en apenas unos segundos.

Las macros VBA también trabajan en diversos programas, los más conocidos son los que se incluyen en el paquete Office (Excel, Word, Access). Adicionalmente, las macros VBA también trabajan en diversos programas como SolidWorks, Autocad... (Software creado para el diseño de ingeniería) lo cual proporciona una enorme versatilidad de utilización, así como una comunicación entre diversos programas.

Una vez realizado el código VBA el cual puede ser visto en el **Anexo A**, podemos ejecutar el programa mediante la creación de botones, nuevos menús, de tal forma que la aplicación creada resulte intuitiva y de fácil manejo.

Figura 24. Menú hoja de cálculo – análisis de sensibilidad en macros de Excel



Fuente: Autores del proyecto

El programa presenta un menú con las diferentes propiedades que se pueden analizar para el crudo de interés, como se ilustra en la **figura 24**. Este menú principal se encuentra subdividido en 9 propiedades, las cuales son: densidad,

gravedad específica del aceite, gravedad API, presión en el punto de burbuja, solubilidad del gas en el aceite, viscosidad del petróleo, factor volumétrico del petróleo, factor volumétrico total y compresibilidad del petróleo; para facilitar el acceso a las correlaciones que abarcan cada propiedad. Además se incluye la opción de “Correlaciones específicas para casos a nivel mundial” para tener acceso a algunas ecuaciones desarrolladas a nivel regional en varios países, ya que son de gran utilidad para campos que presentan condiciones similares a los mencionados en cada una de estas.

Todas las subdivisiones se implementaron con el fin de dar a la herramienta una estructura más organizada, tanto para la realización de la programación de las distintas correlaciones contenidas en cada propiedad como para la obtención y análisis de los datos generados.

5.2 DISEÑO DE LA INTERFAZ GRÁFICA.

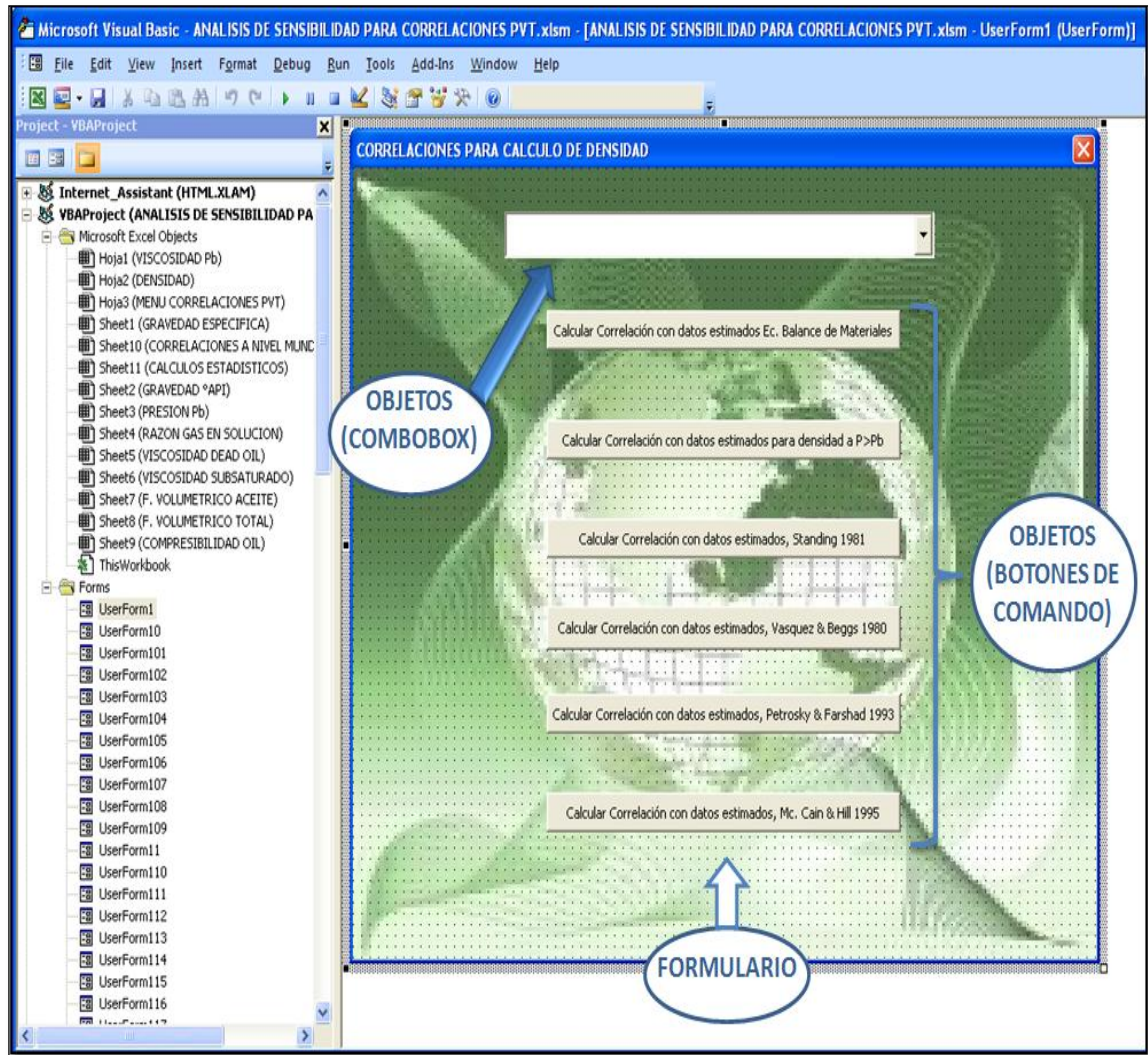
Para el presente trabajo se seleccionó trabajar con Visual Basic como plataforma de trabajo para construir la interfaz gráfica para el cálculo de análisis de sensibilidades, pues ofrece una gran facilidad en el manejo de sus herramientas, líneas de código sencillas de manejar, una gran cantidad de dispositivos gráficos que formaran una buena presentación.

La principal ventaja del lenguaje de programación en VB es su facilidad para programar aplicaciones de cierta complejidad. La creación de un programa bajo Visual Basic lleva los siguientes pasos:

a. Creación de una interfaz de usuario. Esta interfaz será la principal vía de comunicación hombre máquina, tanto para salida de datos como para entrada.

Será necesario partir de una ventana (formulario) a la que le iremos añadiendo los controles necesarios.

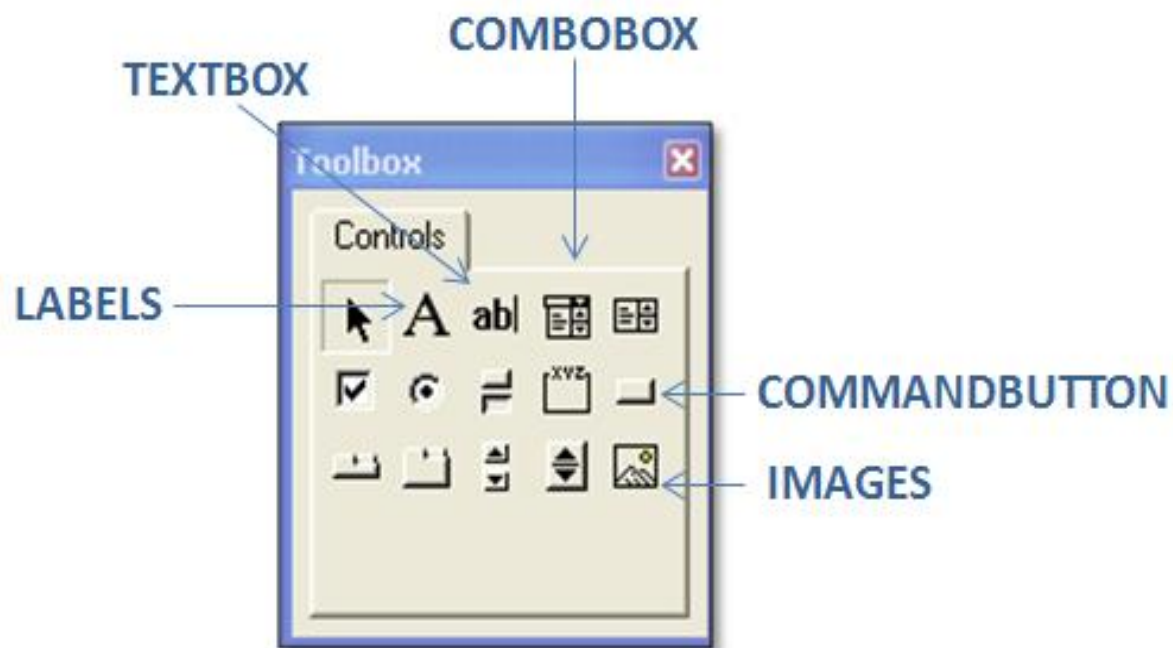
Figura 25. Interfaz de las correlaciones para el cálculo de densidad.



Fuente: Autores del proyecto

b. Definición de las propiedades de los controles (objetos) que hayamos colocado en ese formulario. Estas propiedades determinarán la forma estática de los controles, es decir, como son los controles y para qué sirven.

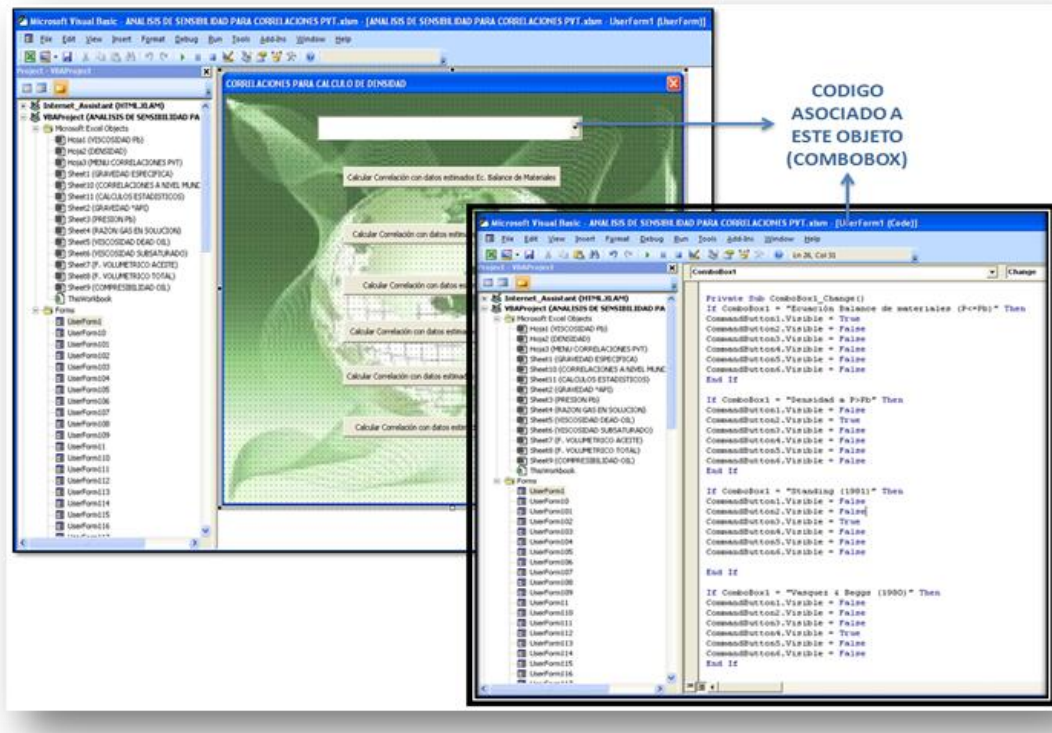
Figura 26. Herramientas utilizadas en VBA (labels, textbox, comobobox, commandbutton, images etc.).



Fuente Modificada: Macros VBA Excel

c. Generación del código asociado a los eventos que ocurran a estos objetos. A la respuesta a estos eventos (click, doble click, una tecla pulsada, etc.) le llamamos Procedimiento, y deberá generarse de acuerdo a las necesidades del programa.

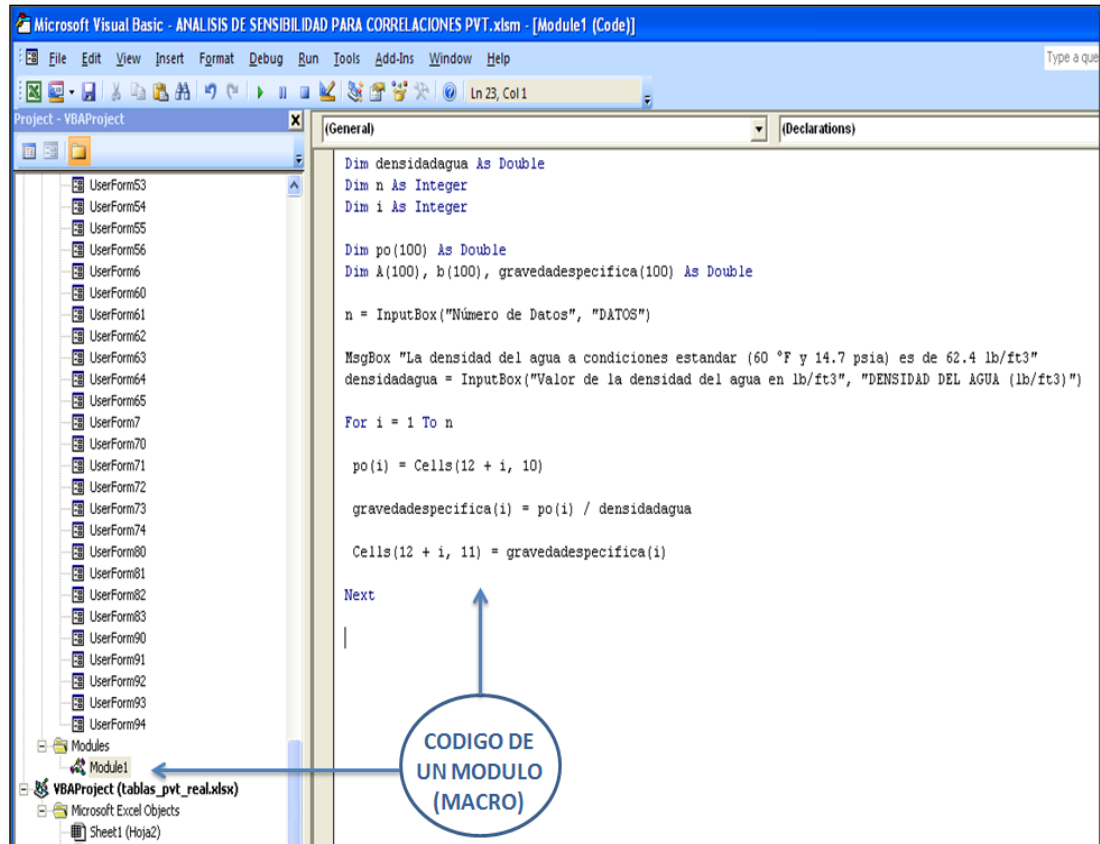
Figura 27. Representación del código y la interfaz.



Fuente: Autores del proyecto

d. Generación del código del programa. Un programa puede hacerse solamente con la programación de los distintos procedimientos que acompañan a cada objeto. Sin embargo, VB ofrece la posibilidad de establecer un código de programa separado de estos eventos. Este código puede introducirse en unos bloques llamados Módulos, en otros bloques llamados Funciones, y otros llamados Procedimientos. Estos Procedimientos no responden a un evento acaecido a un objeto, sino que responden a un evento producido durante la ejecución del programa.

Figura 28. Código de un módulo macro.



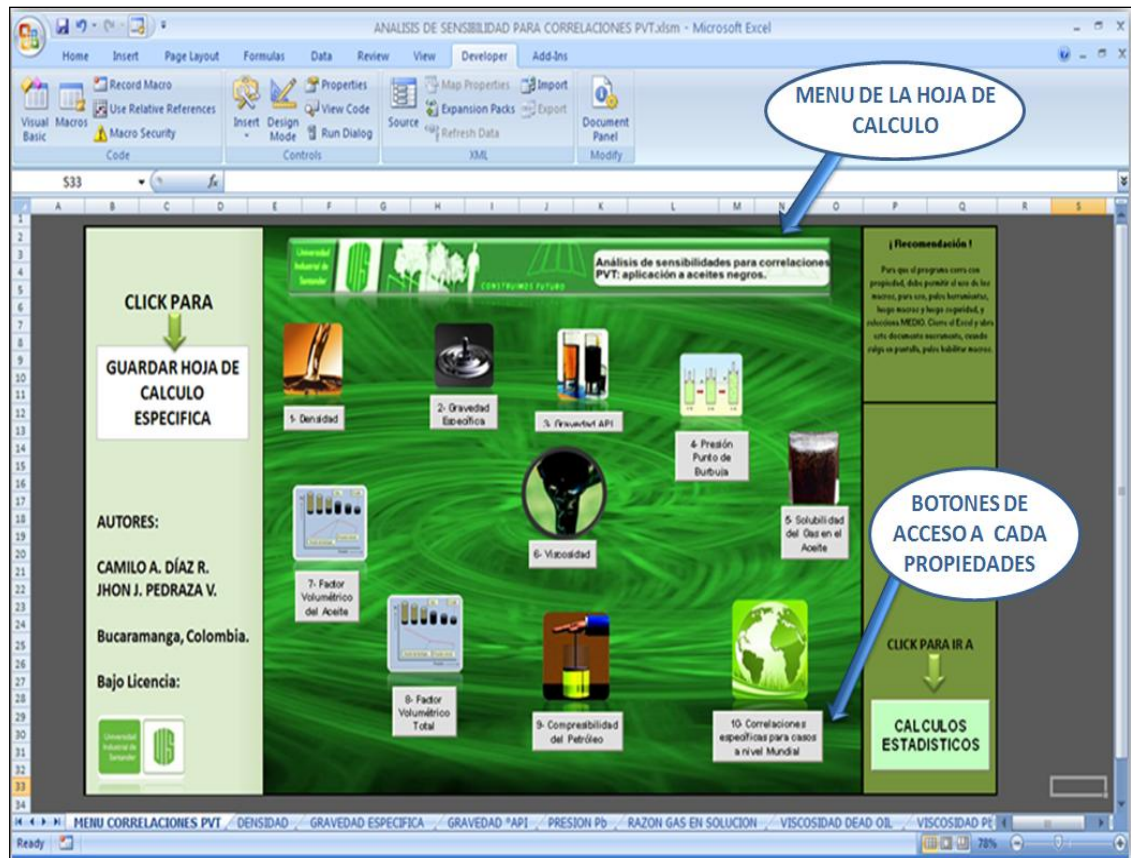
Fuente: Autores del proyecto

5.3 MANEJO DE LA HOJA DE CÁLCULO PARA CORRELACIONES PVT.

Para comenzar a interactuar con la hoja de cálculo desarrollada en este proyecto, es indispensable familiarizarse con todos los menús que se presentan en el programa.

Al ingresar a la hoja de cálculo lo primero que mostrará el programa es un menú de acceso a cada una de las propiedades que se desean analizar.

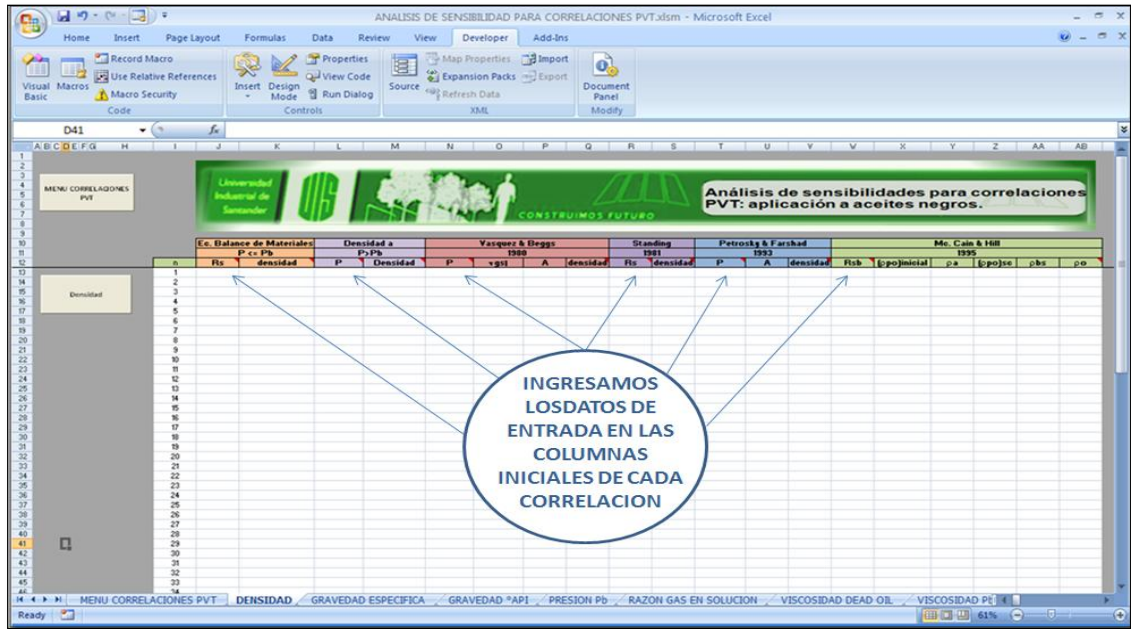
Figura 29. Menú del programa análisis de sensibilidad.



Fuente: Autores del proyecto

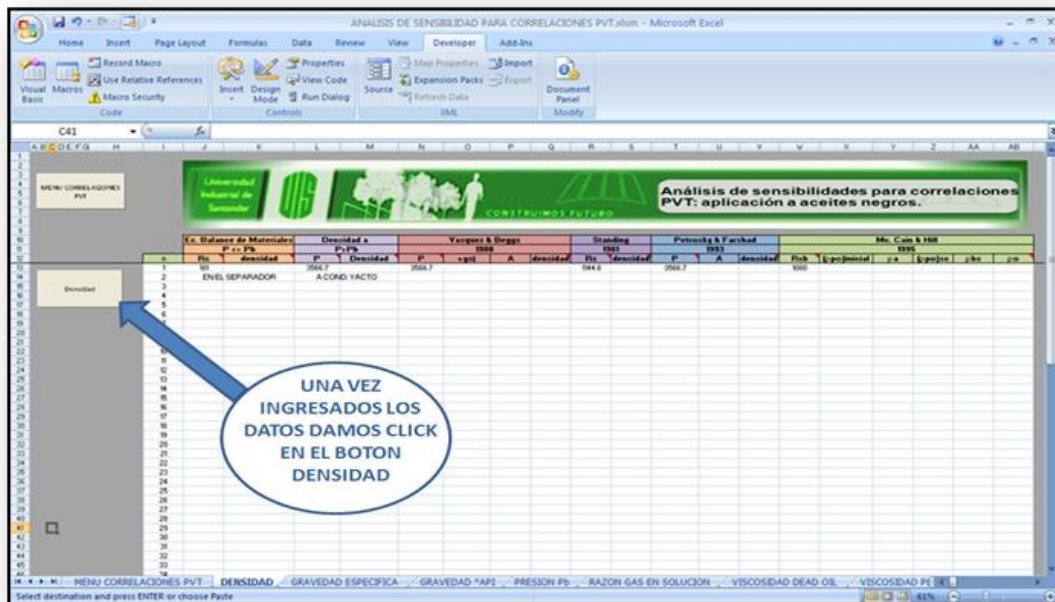
Se da click en la propiedad que se desea valorar, para nuestro caso ejemplo ingresaremos a la propiedad de Densidad, teniendo en cuenta que en los comentarios de las celdas se encuentran las unidades que maneja cada correlación:

Figura 30. Ingreso datos de entrada.



Fuente: Autores del proyecto

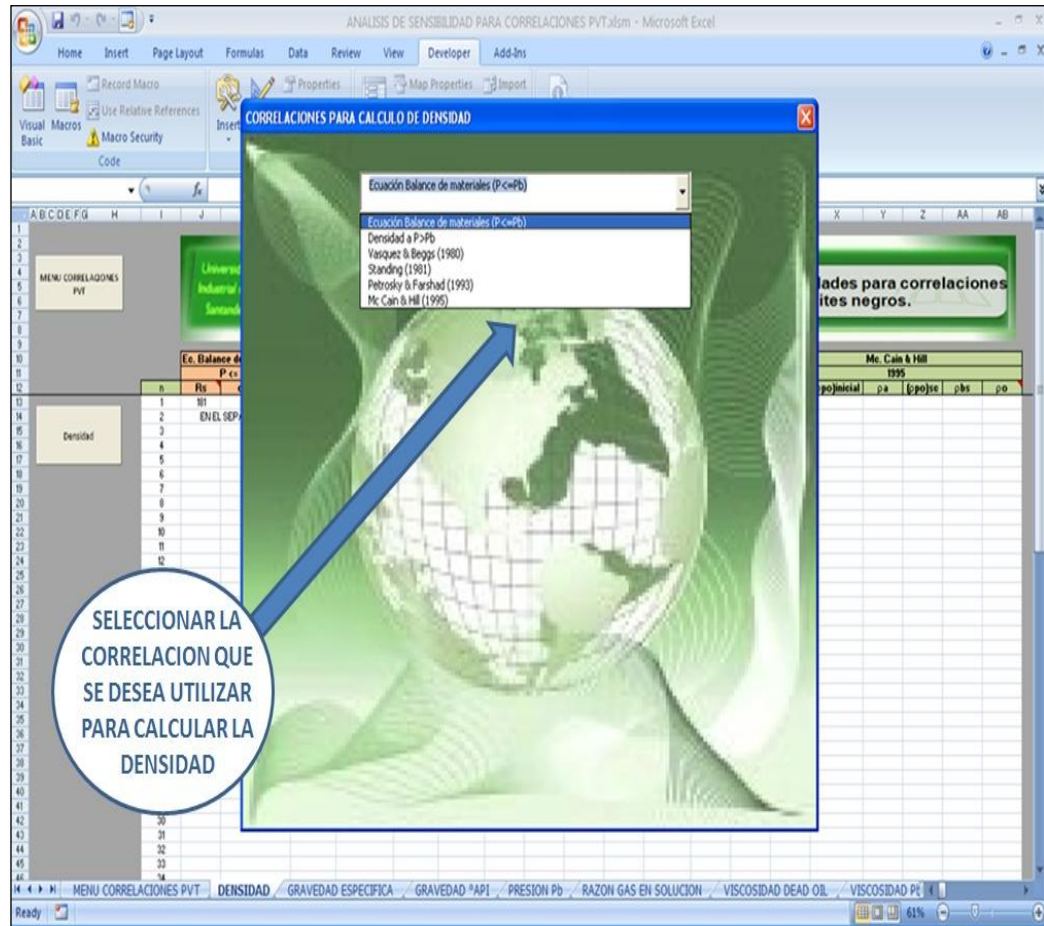
Figura 31. Hoja de cálculo para correlaciones de densidad



Fuente: Autores del proyecto

Luego se desplegará el siguiente menú de las correlaciones para densidad:

Figura 32. Menú de correlaciones para densidad



Fuente: Autores del proyecto

En este caso se selecciona la Correlación de Vásquez & Beggs.

Figura 33. Menú de acceso a todas las correlaciones de densidad.



Fuente: Autores del proyecto

A continuación se presenta el formulario de ingreso de datos para calcular la correlación de Vásquez & Beggs, se recomienda tener especial cuidado con las unidades de los datos que se suministran al sistema para que los datos generados por la correlación sean válidos.

Figura 34. Ingreso de datos para la correlación de Vásquez & Beggs.

The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet with a floating window titled "CORRELACION DE VASQUEZ & BEGGS, 1980". The window contains several input fields for data entry:

- Número de Datos a calcular: 10
- Comenzar Cálculo de P en: 3566.7 Psia
- Incremento en P: 0.5
- Densidad en el Punto de Burbuja: 39.95 lb/ou ft
- Presión de Burbuja: 3282.7 Psia
- Gravedad específica del gas a Tsep y Psep: 0.8372
- Gravedad API en el Stock Tank: 37.5
- T del separador: 535 °R
- P del separador: 314.7 Psia
- Solubilidad del gas a Pb, Rob: 1080 [scf / STB]
- T de cálculo: 630 °R

Mathematical formulas are displayed in a box:

$$P_g = P_{gh} \exp \left(A + \ln \left(\frac{P}{P_g} \right) \right)$$

$$A = 10^{-4} \left[-1.433 - 5P_{gh} + 17.2(T - 460) - 1.180\gamma_{gp} + 12.61 \gamma_{API} \right]$$

$$\gamma_{gp} = \gamma_g \left(1 + 5.912(10^{-5}) (A P) (T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right)$$

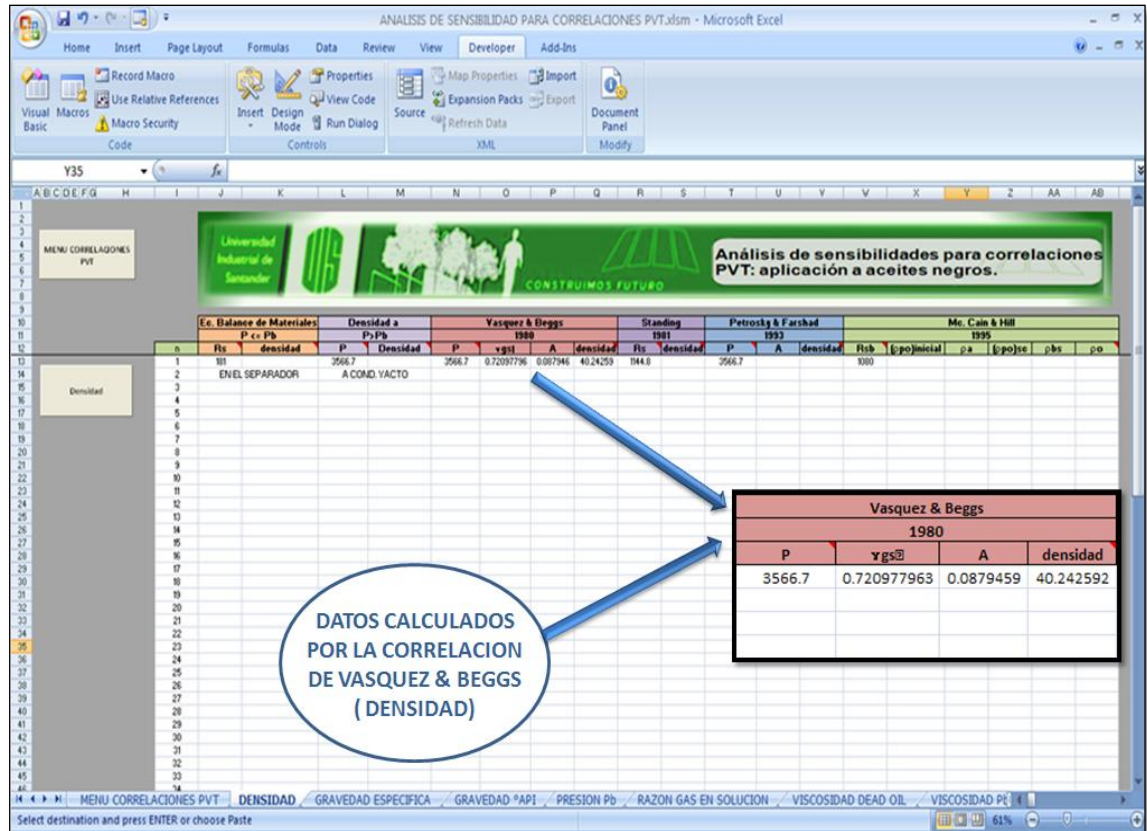
At the bottom of the window are buttons for "Calcular correlación" and "Cerrar". Two callout boxes provide instructions:

- Left callout: "DAR CLICK PARA CALCULAR LA CORRELACION, Y CERRAR VENTANAS" (with an arrow pointing to the "Calcular correlación" button).
- Right callout: "INGRESAR LOS DATOS NECESARIOS EN EL FORMULARIO PARA CALCULAR LA CORRELACION DE VASQUEZ & BEGGS (DENSIDAD)." (with an arrow pointing to the input fields).

Fuente: Autores del proyecto

Después de cerrar todas las ventanas cargadas por el programa, se puede proceder a ver el cálculo generado por la correlación en la hoja de Excel "DENSIDAD".

Figura 35. Datos generados para la densidad.



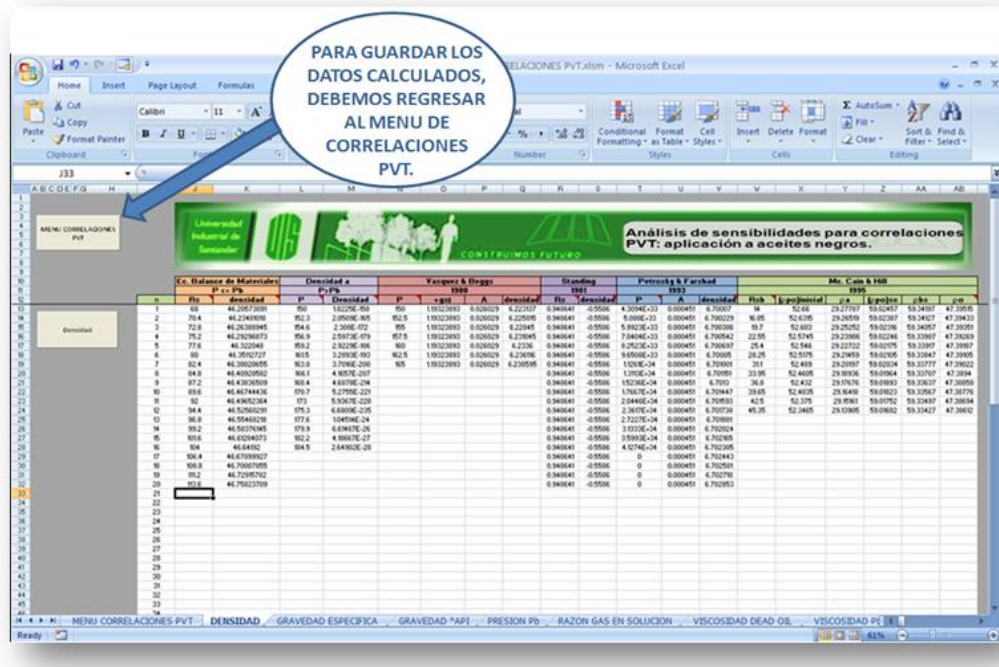
Fuente: Autores del proyecto

Básicamente este es el funcionamiento del programa en cada una de las propiedades que permite calcular, pero el usuario podrá visualizar diferentes escenarios gráficos de acuerdo al tipo de correlación en cada ingreso de los datos.

5.4 PLANTILLA DE SALIDA: DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA HOJA DE CÁLCULO.

Para la salida de datos se facilita en el programa una macros que permite exportar hojas individuales .xls y así guardar la información específica de la correlación en estudio, para ello se deben seguir los siguientes pasos:

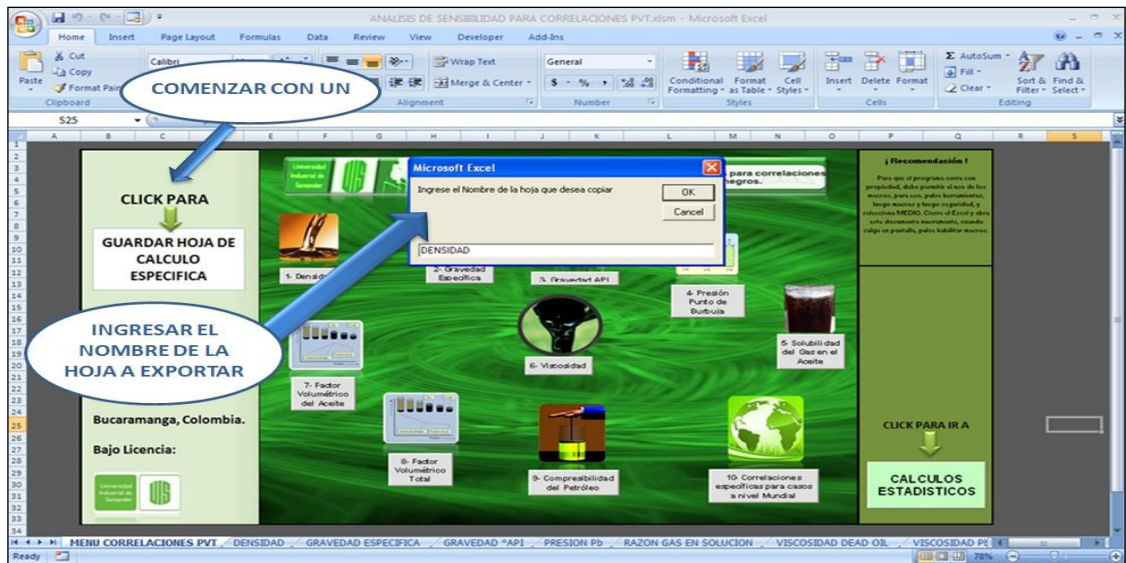
Figura 36. Guardar datos calculados.



Fuente: Autores del proyecto

Una vez en el menú, seguir las pautas indicadas en la siguiente imagen:

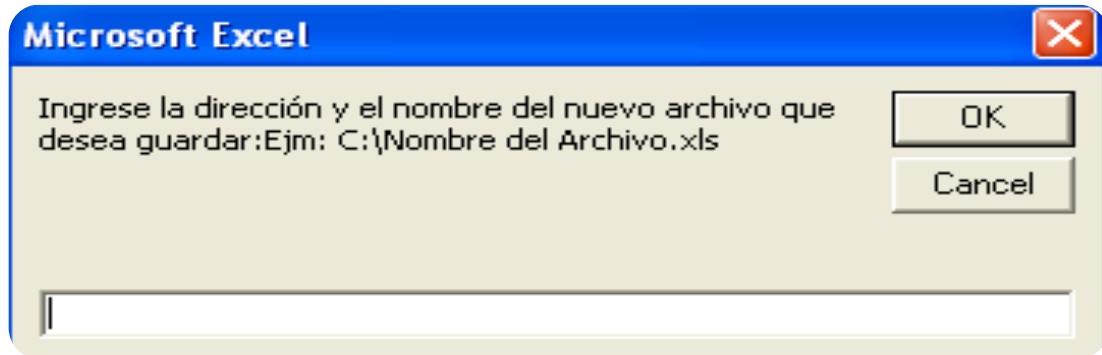
Figura 37. Seguimiento de flechas indicadoras.



Fuente: Autores del proyecto

El siguiente paso es muy importante, se debe guardar el archivo como se indica a continuación:

Figura 38. Ingreso de datos del archivo.



Fuente: Autores del proyecto.

Por ejemplo:

C:\ArchivosdePrograma\Escritorio\Tesis\ANALISIS SENSIBILIDAD PVT.xls

Luego hay que dirigirse a la carpeta donde se guardaron los datos y se obtiene el archivo que se exportó a la hoja indicada en el programa Análisis de Sensibilidad PVT.

Figura 39. Archivo exportado.

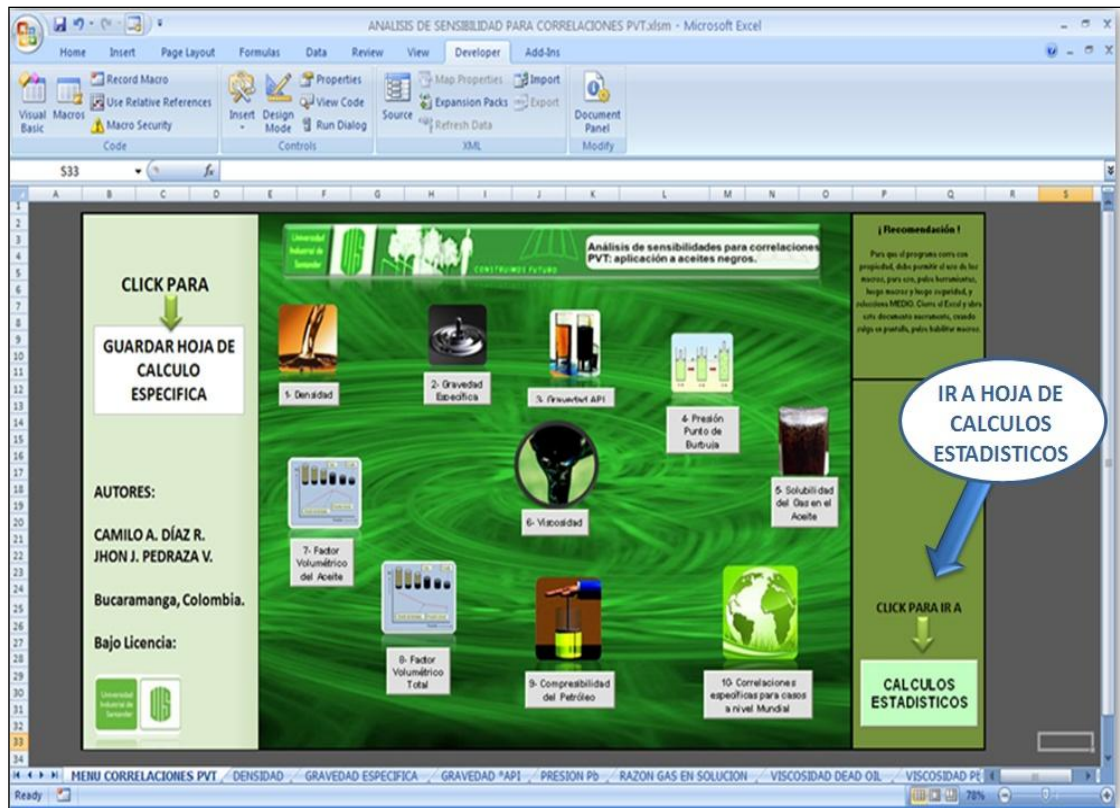
The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled 'ANALISIS SENSIBILIDAD PVT.xls'. The spreadsheet contains a table with the following columns: 'E.c. Balance de Materiales', 'Densidad a', 'Vasquez & Beggs', 'Standing', 'Petrosky & Farshad', and 'Ms. Cain & Hill'. The table is organized into several sections, with the first section containing data for 'P <= P_b' and 'Densidad'. A blue arrow points from a callout box to the 'Densidad' column. The callout box contains the text: 'ARCHIVO EXPORTADO NUEVO, SOLO CON DATOS DE DENSIDAD.'

E.c. Balance de Materiales			Densidad a		Vasquez & Beggs			Standing		Petrosky & Farshad			Ms. Cain & Hill						
P <= P_b			Densidad		1988			1991		1993			1995						
n	fts	densidad	P	Densidad	P	vgs1	A	densidad	fts	densidad	P	A	densidad	fts	epojinicial	p.a	epojise	p.bs	p.o
1	88	46.20972091	950	1.8225E-58	950	1.83238933	0.0260292	6.2227598	0.9486414	-0.9586	4.30943E-20	0.0004502	6.7002697	34	52.68	29.277887	59.024574	59.348171	47.289593
2	70.4	46.22400180	952.3	2.0559E-60	952.5	1.83238933	0.0260292	6.2225819	0.9486414	-0.9586	5.08802E-20	0.0004502	6.7002289	36.85	52.6785	29.265887	59.022869	59.344271	47.284131
3	72.8	46.26388945	954.6	2.308E-62	955	1.83238933	0.0260292	6.2204505	0.9486414	-0.9586	5.59234E-20	0.0004502	6.7003063	39.7	52.603	29.252510	59.022963	59.340571	47.293589
4	75.2	46.28296873	956.9	2.5873E-64	957.5	1.83238933	0.0260292	6.220845	0.9486414	-0.9586	7.04036E-20	0.0004502	6.7005422	22.55	52.5745	29.239882	59.022458	59.338871	47.292688
5	77.6	46.322048	959.2	2.9229E-66	960	1.83238933	0.0260292	6.2235988	0.9486414	-0.9586	8.2523E-20	0.0004502	6.7008366	25.4	52.546	29.227238	59.021953	59.339871	47.289867
6	80	46.3592727	961.5	3.2893E-68	962.5	1.83238933	0.0260292	6.226189	0.9486414	-0.9586	9.85095E-20	0.0004502	6.7008495	28.25	52.5075	29.248396	59.020948	59.338471	47.290046
7	82.4	46.38020655	963.8	3.708E-70	965	1.83238933	0.0260292	6.2305946	0.9486414	-0.9586	1.12014E-14	0.0004502	6.7093001	31.1	52.489	29.201966	59.020343	59.337771	47.290224
8	84.8	46.4020582	966.1	4.1857E-207					0.9486414	-0.9586	1.3102E-14	0.0004502	6.701958	33.95	52.4605	29.183359	59.019629	59.337071	47.289403
9	87.2	46.42629509	968.4	4.6878E-214					0.9486414	-0.9586	1.5238E-14	0.0004502	6.7023997	36.8	52.432	29.176763	59.018934	59.336372	47.289582
10	89.6	46.45174436	970.7	5.2795E-221					0.9486414	-0.9586	1.7819E-14	0.0004502	6.7094471	39.65	52.4035	29.184818	59.018229	59.335672	47.289762
11	92	46.48852364	973	5.9367E-228					0.9486414	-0.9586	2.0446E-14	0.0004502	6.7019301	42.5	52.375	29.185809	59.017525	59.334973	47.288941
12	94.4	46.52580291	975.3	6.6809E-235					0.9486414	-0.9586	2.3638E-14	0.0004502	6.7037379	45.35	52.3485	29.129305	59.016821	59.334273	47.28862
13	96.8	46.55488270	977.6	1.04514E-24					0.9486414	-0.9586	2.7227E-14	0.0004502	6.701888						
14	99.2	46.58578345	979.9	6.04617E-26					0.9486414	-0.9586	3.1520E-14	0.0004502	6.7028296						
15	101.6	46.6194073	982.2	4.88817E-27					0.9486414	-0.9586	3.59825E-14	0.0004502	6.702847						
16	104	46.64542	984.5	2.84382E-28					0.9486414	-0.9586	4.12737E-14	0.0004502	6.7022047						
17	106.4	46.67099927							0.9486414	-0.9586	0	0.0004502	6.7024434						
18	108.8	46.70070955							0.9486414	-0.9586	0	0.0004502	6.7025891						
19	111.2	46.7295782							0.9486414	-0.9586	0	0.0004502	6.7027177						
20	113.6	46.75822709							0.9486414	-0.9586	0	0.0004502	6.7028532						
21																			
22																			
23																			
24																			
25																			
26																			
27																			
28																			
29																			
30																			
31																			
32																			
33																			
34																			
35																			
36																			

Fuente: Autores del proyecto

Por último, se puede realizar el análisis de sensibilidad en la hoja de cálculos estadísticos como se muestra en el menú principal del programa.

Figura 40. Botón de acceso a cálculos estadísticos en el menú principal.



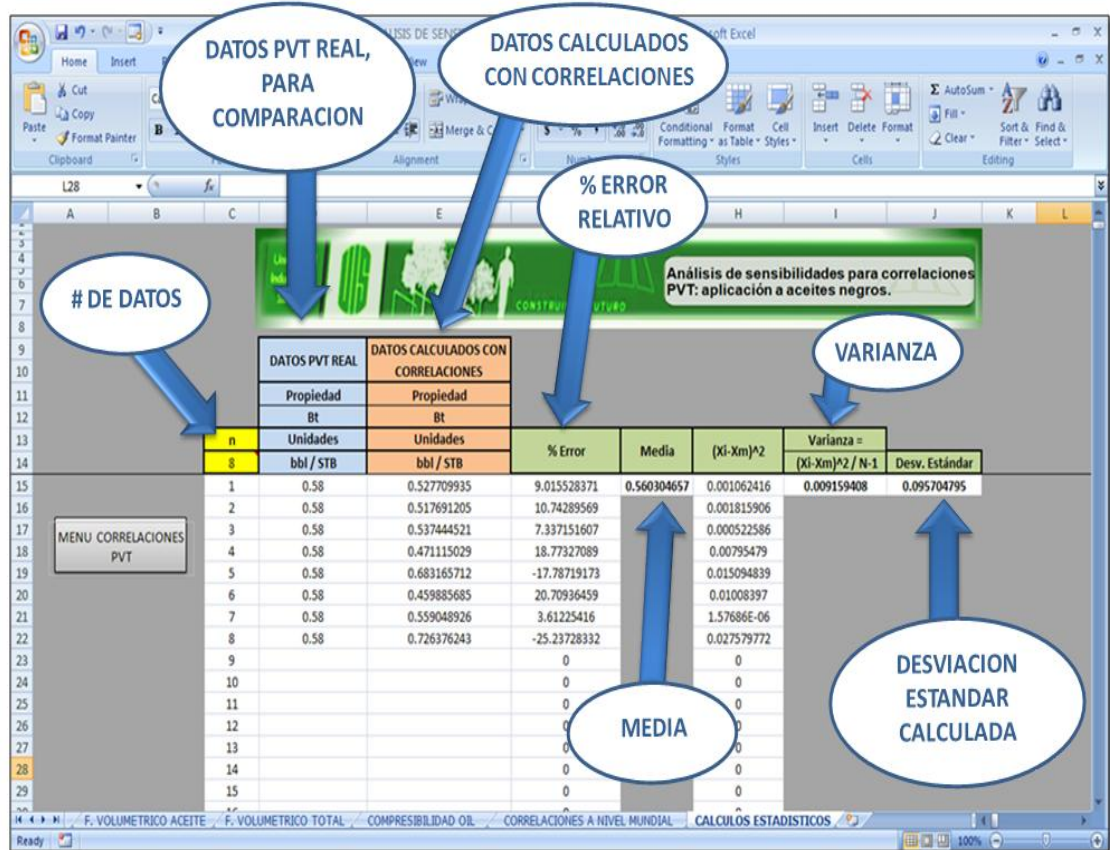
Fuente: Autores del proyecto

Para realizar los cálculos estadísticos en la hoja de análisis de sensibilidad, es necesario tener los datos calculados de la propiedad de interés por medio de las correlaciones para ser comparados con la prueba PVT real. En esta sección se puede analizar la desviación estándar de cada una de las correlaciones con respecto a los datos reales del crudo analizado y así estimar que tan alejada esta cada correlación de los resultados obtenidos en el laboratorio por medio de la prueba PVT.

En la siguiente figura se muestra la hoja de cálculos estadísticos, en donde se presenta: el porcentaje de Error relativo, la media, la varianza y la desviación estándar para cada correlación con respecto a los datos reales de la propiedad de interés del crudo. Los cálculos estadísticos realizados son parte fundamental en el

análisis de sensibilidad ya que permiten la posibilidad de comparar y ajustar los resultados de cada correlación.

Figura 41. Hoja de cálculos estadísticos.



Fuente: Autores del proyecto

6. ANALISIS DE RESULTADOS

Para la valoración de la herramienta desarrollada y la realización de los cálculos correspondientes para cada propiedad a analizar, se cuenta con un conjunto de resultados PVT tomados al crudo de un campo colombiano cuyas características generales se muestran en los anexos B y C.

El Análisis de Sensibilidad planteado en el proyecto no sólo busca calcular los posibles errores de las correlaciones con respecto a una prueba PVT real, sino que por medio de los parámetros estadísticos debe se debe generar un análisis más detallado de las condiciones, rangos de las variables y alcances de las mismas, para así tener un buen criterios de selección a la hora de evaluar y elegir la mejor alternativa para calcular la propiedad de interés.

Como se menciona en la **sección 4.1** un análisis de sensibilidad se puede estudiar de dos maneras: la primera es analizando los cambios en los resultados al modificar las variables, ya la segunda, es analizar el rango de las variables, específicamente la que más afecta la correlación para tener resultados aproximados dentro del rango de tolerancia.

El análisis de resultados presentado en este capítulo se basa en analizar los rangos de las variables mas criticas, de acuerdo con la siguiente estructura para examinar detalladamente cada propiedad, involucrando todas las correlaciones seleccionadas en el programa: En la primera se presenta la grafica de la propiedad teniendo en cuenta las curvas generadas por la PVT real (prueba de Liberación Diferencial) y las respectivas correlaciones que calculan la misma propiedad, para analizar gráficamente el ajuste con respecto a los datos reales. Seguido a esto, se muestra una tabla donde se compararan los valores obtenidos

por cada correlación con los valores medidos en el PVT, además, se presentan los datos estadísticos de: % Error relativo, Media y desviación estándar calculados a partir de los datos obtenidos por cada correlación y los datos experimentales de la PVT real. Por último se incluye una tabla del rango probabilidad para la variable más críticas de cada correlaciones, indicando en un valor de 0 a 1 la factibilidad de que la variable tome estos rangos para generar un cálculo estimado, en el cual los valores sean coherentes, y por consiguiente tener una buena aproximación a los datos reales calculados en el laboratorio con la prueba de Liberación Diferencial.

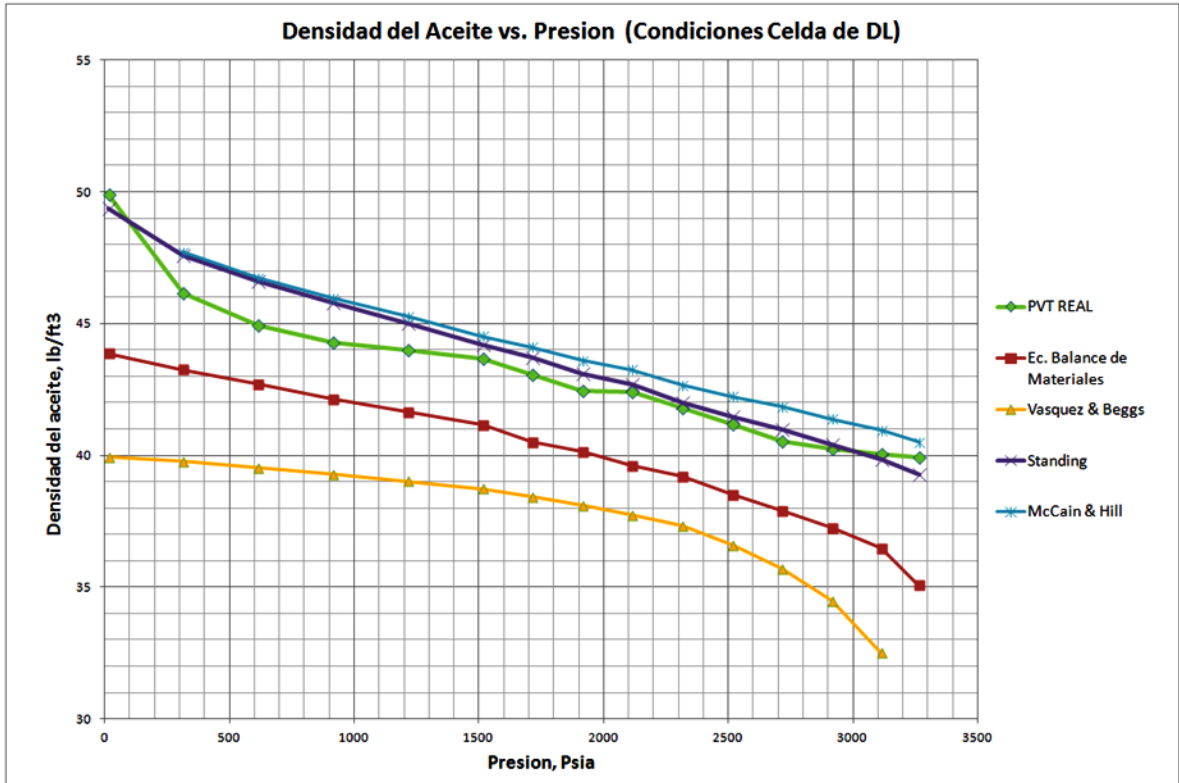
De acuerdo con la estructura señalada en el párrafo anterior, a continuación se presenta el análisis de sensibilidad para las correlaciones según cada propiedad:

a. Densidad del aceite:

Para el análisis de esta propiedad se debe tener en cuenta que los datos tomados de la prueba PVT real requeridos para calcular los valores respectivos de las correlaciones son a condiciones de presiones menores que presión en el punto de burbuja (Ver **tabla densidades calculadas en el Anexo D**), ya que los valores de presión son tomados en una prueba de Liberación Diferencial.

En la **figura 42.** se ilustra el comportamiento real de la densidad del aceite del crudo analizado junto con las curvas generadas por cada correlación a condiciones de separador. Como se puede observar en dicha figura, la correlación que mejor se ajusta a los datos reales de densidad es la de Standing.

Figura 42. Densidad del aceite vs presión.



Fuente: Autores del proyecto

Para el cálculo de densidad del aceite, las correlaciones de $P > P_b$ (Ec. 3.3) y Petrosky-Farshad (Ec. 3.7); no es posible calcular los datos ya que las presiones de la prueba real son todas menores a la presión en el punto de burbuja.

En la Tabla 57 se presentan los cálculos estadísticos generados para la densidad a condiciones de la celda de liberación diferencial y también a condiciones reales del yacimiento.

Tabla 57. Análisis de resultados densidad.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
DENSIDAD DEL ACEITE EN LA CELDA DE LIBERACION DIFERENCIAL						
46,150	lb/ft3	Ec. Balance de Materiales (P <= Pb)	47,105	-2,070	46,628	0,675
DENSIDAD DEL ACEITE A CONDICIONES DE YACIMIENTO						
39,300	lb/ft3	Densidad a P>Pb	39,789	-1,243	39,798	0,346
		Vasquez & Beggs	40,243	-2,398		0,667
		Standing	38,909	0,995		0,276
		Petrosky & Farshad	40,154	-2,174		0,604
		Mc. Cain & Hill	40,391	-2,775		0,771

Fuente: Autores del proyecto

Como se puede apreciar la correlación de Standing (**Ec. 3.2**) es la que presenta el mejor calculo de densidad, no solo a condiciones de yacimiento sino que también a condiciones de la celda en la prueba de Liberación Diferencial como se observa en la **Figura 42**. Al ser el valor más aproximado al real, es de esperar que su % de Error relativo y la desviación estándar sean menores en comparación a las demás correlaciones que presentan desviaciones altas (alejadas del dato real) como se puede apreciar en la **Tabla 57**.

Para el cálculo de densidad no se puede realizar un análisis de la probabilidad de las variables, ya que todas las correlaciones citadas para calcular esta propiedad no registran rangos en las variables que se utilizan.

b. Gravedad específica del Aceite:

Para el cálculo de la gravedad específica del aceite mediante densidades y gravedad API (**Ec, 3.14 y 3.15**), se observa que el cálculo de la gravedad específica del aceite por medio de las densidades se aproxima más al dato obtenido en el PVT real, siempre y cuando se tenga un dato exacto de la densidad

del agua (ρ_w en lb/ft^3) a la temperatura de interés. Con esto se garantizan bajos porcentajes de Error y también un descenso la desviación estándar. Las gravedades específicas de la **Tabla 58** son generadas a condiciones de yacimiento.

Tabla 58. Análisis de resultados gravedad específica.

DATO PVT REAL	AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR					
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE ($\rho_w = 47 \text{ lb / ft}^3$)					
0,837	Gravedad Especifica por Densidades	0,836	0,123	0,835	0,001
0,837	Gravedad Especifica por °API=37.5	0,832	0,637		0,004

Fuente: Autores del proyecto

En la **Tabla 59** se presenta el análisis de probabilidad para el cálculo de la gravedad específica del aceite por densidades, como se observa el rango de la variable a estimar, tiene una probabilidad del 0.91 para que los resultados de la **Ec. 3.14** sean consistentes.

Tabla 59. Probabilidad de la variable para gravedad específica.

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Grav. Especifica por densidades	1.076 > Grav. Espec. Oil > 0.72	0,91

Fuente: Autores del proyecto

c. Gravedad API:

La **Ec. 3.16** para cálculo de gravedad API, utiliza la gravedad específica del aceite generando resultados muy acertados para el cálculo de esta propiedad. Como se presenta en la **Tabla 60**, el valor de la gravedad API calculado por esta correlación no difiere mucho del dato real, lo cual genera un % de Error mínimo y una desviación estándar muy baja, proporcionando un buen estimado de esta propiedad.

Tabla 60. Análisis de resultados gravedad API.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
GRAVEDAD API						
37,500	°API	Gravedad API por Grav. Especifica	37,516	-0,042	37,508	0,011

Fuente: Autores del proyecto

Para el cálculo de la gravedad API, se debe tener en cuenta el siguiente rango: $1.076 > \text{Grav. Espec. Oil} > 0.72$; ya que si el dato no se encuentra dentro de estos valores los resultados de gravedad API no tendrán validez.

d. Presión en el Punto de Burbuja:

Para el análisis de resultados de la presión en el punto de burbuja, se realizaron los cálculos a condiciones de yacimiento. Como se puede observar en las correlaciones citadas para el cálculo de esta propiedad la variable crítica indispensable es la solubilidad del gas en aceite. En la **Tabla 61** evidencia que la correlación de Standing es la más adecuada para estimar los datos de presión en el punto burbuja del crudo, ya que los valores de % Error y desviación estándar son los menores en comparación a las demás correlaciones de estudio.

La probabilidad de la variable de solubilidad del gas en el aceite para cada correlación que permite el cálculo de la presión en el punto de burbuja, se presenta en la **Tabla 62**. Es posible observar que la correlación de Standing no presenta el rango de la variable más amplio, sin embargo la probabilidad de que la variable este dentro del rango es la más alta, de este modo es posible obtener resultados con una buena exactitud. Cabe destacar que la correlación de Farshad, Leblance & Osorio también presenta una buena estimación de la propiedad, ya que esta correlación fue desarrollada como una aplicación regional a crudos colombianos.

Tabla 61. Análisis de resultados presión en el punto de burbuja.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA (Pb)						
3282,7	psia	Standing (1947)	3310,833	-0,857	3950,5	19,893
		Lasater (1958)	7131,684	-117,251		2721,643
		Vasquez & Beggs (1980)	3519,943	-7,227		167,756
		Glaso (1980)	3842,344	-17,048		395,728
		Correlación de la Total, C.F.P(1947)	4926,345	-50,070		1162,232
		Al-Marhoun (1988)	3048,265	7,142		165,771
		Petrosky & Farshad (1993)	3711,589	-13,065		303,270
		Farshad, Leblance & Osorio (1996)	3211,396	2,172		50,419
		Mehran, Movagharnjad & Dindaloo (2006)	3412,633	-3,958		91,877
		Hemmati & Kharrat (2007)				
		Ikiensikimama & Ogboja (2009)				

Fuente: Autores del proyecto

Las casillas de color gris indican que los datos de estas correlaciones no pueden ser estimados para el crudo de interés, ya que los valores proporcionados no cumplen con los rangos presentados por los autores.

Por otra parte, se observa que la correlación de Vasquez & Begg (**Ec. 3.24**) aunque presenta un rango de variable más amplio para la solubilidad del gas en el aceite, genera resultados más alejados con respecto a la correlación de Al-Marhoun (**Ec. 3.30**), esto debido a que los coeficientes de Al-Marhoun (**tabla 7**) presentan un mejor ajuste en comparación con los de Vasquez & Beggs (**tabla 3**).

Tabla 62. Probabilidad de la variable para presión de burbuja.

PRESION DE BURBUJA		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Standing (1947)	1425 > R_s > 20	0,83
Lasater (1958)	2905 > R_s > 3	0,21
Vasquez & Beggs (1980)		
API >30	2199 > R_s > 0	0,81
API <= 30	831 > R_s > 0	0,43
Gaslo (1980)	2637 > R_s > 90	0,38
Al-Marhoun (1988)	1602 > R_s > 26	0,54
Petrosky & Farshad (1993)	1406 > R_s > 217	0,45
Farshad, Leblance & Osorio (1996)	2890 > R_s > 0	0,82
Mehran, Movagharnejad & Dindaloo (2006)	3539 > R_s > 83	0,76

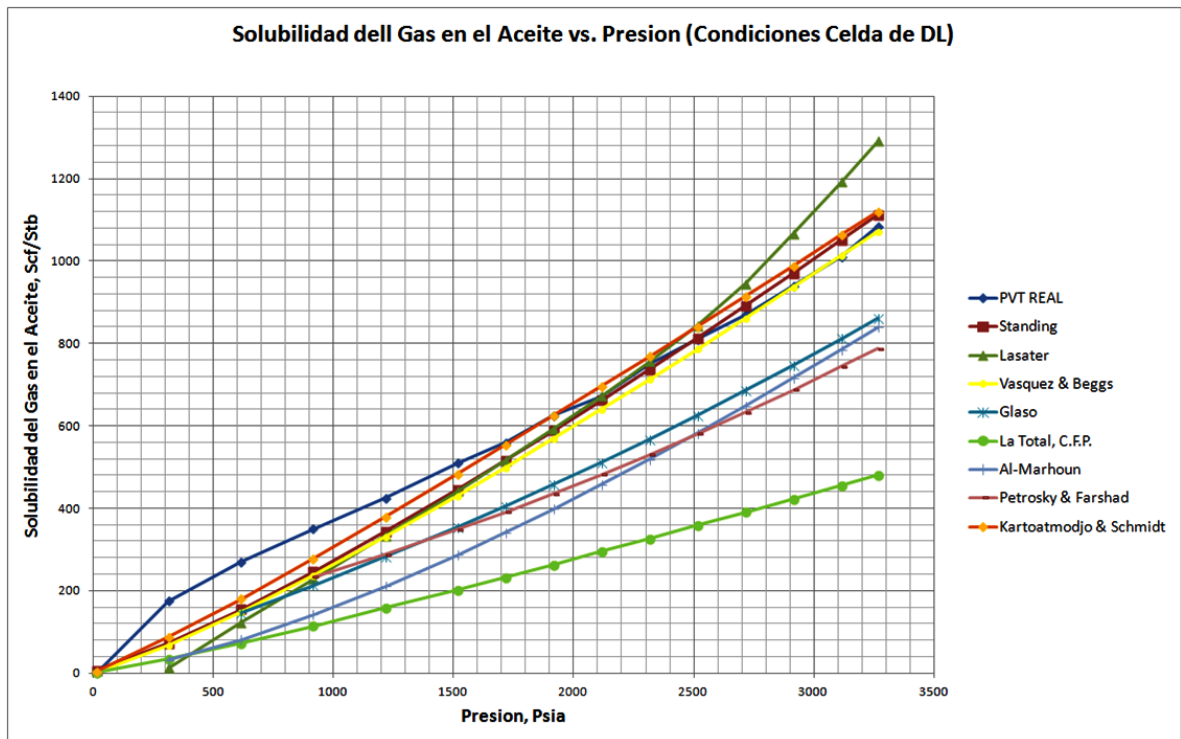
Fuente: Autores del proyecto

e. Solubilidad de Gas en el aceite:

En la **figura 43** se evidencia que ninguna correlación se ajusta a valores de presión bajos, aunque en términos generales la correlación que mejor se ajusta es la de Kartoatmodjo & Schmidt ya que presenta los valores de %error y desviación estándar más bajos como se muestra en la **Tabla 63**. Es necesario resaltar que la

correlación de Vasquez & Beggs (**Ec. 3.51**) para presiones por encima de 2500psia presenta el mejor ajuste con respecto a las demás, y sus valores de solubilidad del gas en el aceite son muy similares a obtenidos en la PVT real.

Figura 43. Solubilidad del gas en el aceite vs presión.




Fuente: Autores del proyecto

No es posible calcular la solubilidad del gas en el aceite con la correlación de Dokla & Osman (**Ec. 3.56**) como se muestra en la **Tabla 63**, ya que los valores de presión se encuentran por debajo de la presión en el punto de burbuja. Por otra parte las correlaciones de Glaso y Petrosky-Farshad (**Ec. 3.52 y 3.57**) no realizan los cálculos para el valor de solubilidad del gas en el aceite a esas condiciones de presión ya que la variable no se encuentra dentro del rango estimado por sus autores.

Tabla 63. Análisis de resultados solubilidad del gas en el aceite.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE						
181	scf/stb	Standing (1947) (P < Pb)	72.198	60.111	69.283	76.934
		Lasater (1958)	12.316	93.196		119.278
		Vasquez & Beggs (1980)	66.691	63.154		80.829
		Glaso (1980)				
		Correlación de la Total, C.F.P(1947)	34.281	81.060		103.746
		Al-Marhoun (1988)	31.850	82.403		105.465
		Dokla & Osman (1992)				
		Petrosky & Farshad (1993)				
		Kartoatmodjo & Schmidt (1994)	86.643	52.131		66.720

Fuente: Autores del proyecto

 Las casillas de color gris indican que los datos de estas correlaciones no pueden ser estimados para el crudo de interés, ya que la presión de yacimiento es mayor a la presión de burbuja, por consiguiente no cumple con los datos presentado por sus autores.

En la Tabla 64 se representa la probabilidad de las correlaciones que aplican para el cálculo de esta propiedad, siendo la correlación de Kartoatmodjo & Schmidt (Ec. 3.59) la que presenta un mejor ajuste a los datos de la prueba PVT real, teniendo en cuenta que el rango de la variable (presión en el punto de burbuja) es amplio. También cabe señalar que la correlación de la Total, C.F.P. (Ec. 3.54) no presenta ningún rango de variables para la realización de los cálculos, por tal razón es la correlación que más se aleja de los datos reales de la prueba de liberación diferencial como se observa en la figura 43.

Tabla 64. Probabilidad de la variable para solubilidad del gas en el aceite.

SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Standing (1947)	7000 > Pb > 130	0.53
Lasater (1958)	5780 > Pb > 48	0.449967092
Vasquez & Beggs (1980)		
API >30	6055 > Pb > 15	0.49
API <= 30	4572 > Pb > 15	0.42073253
Al-Marhoun (1988)	3573 > Pb > 20	0.38
Kartoatmodjo & Schmidt (1994)	6054.7 > Pb > 14.7	0.76

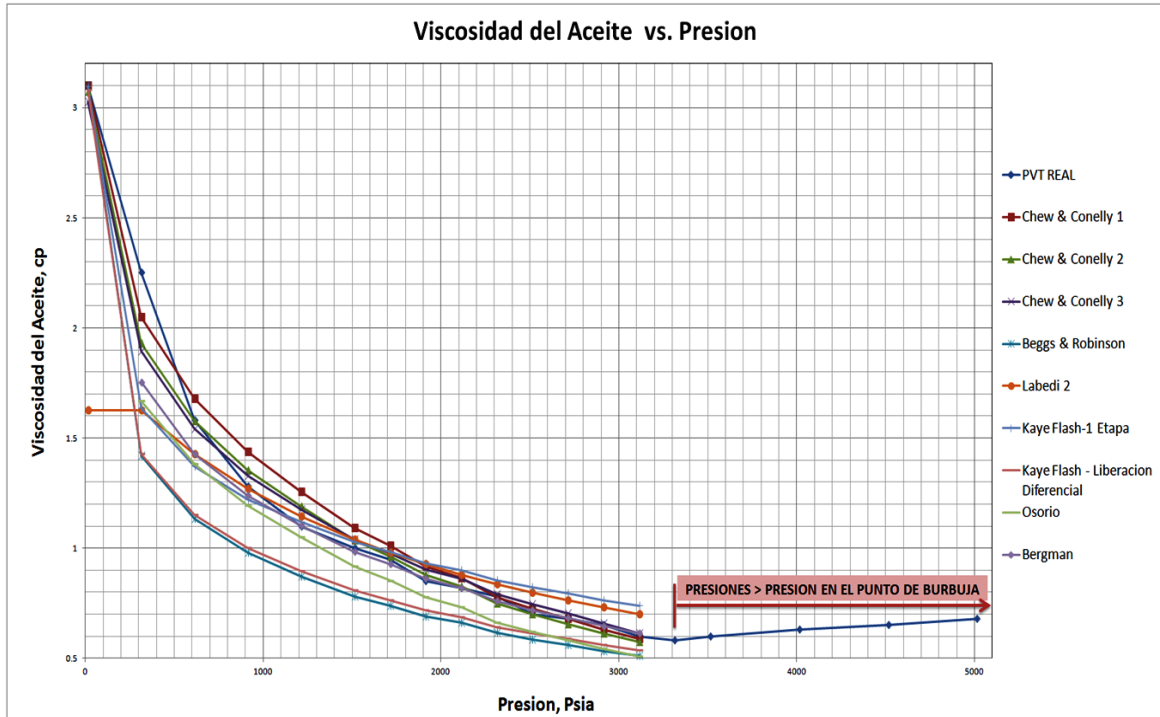
Fuente: Autores del proyecto

f. Viscosidad del aceite:

Viscosidad del aceite Saturado:

En la **figura 44.** se representa, tanto la viscosidad del aceite real a cada valor de presión en el yacimiento, como también las curvas generadas a partir de las correlaciones de viscosidad en el punto de burbuja, las cuales también aplican para viscosidades del petróleo Saturado ($P \leq P_b$). Fue posible solo graficar estas viscosidades ya que en el PVT real solo se tiene esta información.

Figura 44. Viscosidad del aceite vs presión.



Fuente: Autores del proyecto

La correlación de Chew & Conelly 1 (**Ec. 3.69**) es la que mejor se ajusta a presiones menores de 500 psia. Por otra parte, para presiones desde 500 a 3114 psia las correlaciones que mejor se adaptan a la curva real son las de Chew & Conelly 2 y 3 (**Ec. 3.72 y 3.75**).

Es necesario resaltar que la correlación de Labedi 1 (**Ec. 3.81**) no se puede emplear ya que a valores de presión muy altos, los datos generados de viscosidad del aceite tienden a salirse de los valores reales. Además, la correlación de Naseri (**Ec. 3.100**) solo permite calcular el valor de viscosidad en el punto de burbuja, ya que solo requiere el dato de presión en el punto de burbuja, el cual es un solo valor para todo el crudo en análisis.

En la **Tabla 65**, se puede evidenciar que las correlaciones de Chew & Conelly 1, 2, y 3. (**Ec. 3.69, 3.72 y 3.75**) son las más adecuadas para estimar los datos de

viscosidad del petróleo saturado, esto debido a que los valores de % Error y desviación estándar son los menores en comparación a las demás correlaciones de estudio.

Tabla 65. Análisis de resultados viscosidad para petróleo saturado (p<pb).

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
VISCOSIDAD A PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA						
2.25	cp	Chew & Conelly 1 (1959)	2.048	8.994	1.765	0.143
		Chew & Conelly 2 (1959)	1.930	14.244		0.227
		Chew & Conelly 3 (1959)	1.894	15.831		0.252
		Beggs & Robinson (1975)	1.419	36.923		0.587
		Labedi 1 (1982)				
		Labedi 2 (1982)	1.628	27.664		0.440
		Kaye Flash una sola etapa (1986)	1.635	27.320		0.435
		Kaye Flash Liberación Diferencial (1986)	1.427	36.594		0.582
		Osorio (1990)	1.668	25.847		0.411
		Bergman (2000)	1.754	22.058		0.351
		Naseri (2005)				

Fuente: Autores del proyecto

Las casillas de color gris indican que los datos de estas correlaciones no pueden ser estimados para el crudo de interés, ya que no cumplen con las condiciones establecidas por sus autores.

En la **Tabla 66** se presenta el análisis de probabilidad para el cálculo de la viscosidad del petróleo saturado, como se puede observar el rango de la variable

de solubilidad de gas en el aceite es igual para las correlaciones de Chew & Conelly 1, 2 y 3, (Ec. 3.69, 3.72 y 3.75) pero con probabilidades de la variable diferentes, por tal razón en términos generales la correlación que mejor se ajusta a los datos es la de Chew & Conelly 1 (Ec. 3.69).

Tabla 66. Probabilidad de la variable para viscosidad del petróleo saturado.

VISCOSIDAD DEL ACEITE PARA PETROLEO SATURADO		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Chew & Conelly 1 (1959)	3544 > Rs > 51	0.82
Chew & Conelly 2 (1959)	3544 > Rs > 51	0.79
Chew & Conelly 3 (1959)	3544 > Rs > 51	0.76
Beggs & Robinson (1975)	2070 > Rs > 20	0.45
Labedi 2 (1982)	3,72 > Viscosidad Aceite Pb > 0.115	0.63
Kaye Flash una sola etapa (1986)	958 > Rs > 64	0.54
Kaye Flash Liberación Diferencial (1986)	958 > Rs > 64	0.49
Osorio (1990)	796 > Rs > 6	0.67
Bergman (2000)	123 > Rs > 0.125	0.71

Fuente: Autores del proyecto

Viscosidad del aceite Muerto:

A continuación en la **Tabla 67** se presentan los respectivos cálculos estadísticos de las correlaciones para la viscosidad del aceite muerto a condiciones de yacimiento.

Tabla 67. Análisis de resultados viscosidad del aceite muerto.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
VISCOSIDAD ACEITE MUERTO						
3,099	cp	Beal (1946)	12,143	-291,823	3,662	6,395
		Beggs & Robinson (1975)	2,009	35,185		0,771
		Glaso (1980)	1,467	52,650		1,154
		Kartoatmodjo & Schmidt (1994)	1,360	56,125		1,230
		Elsharkawy & Gharby (2001)	1,894	38,879		0,852

Fuente: Autores del proyecto

Como se puede observar en la **Tabla 67** la correlación que presenta una mejor aproximación al cálculo de esta propiedad es la de Beggs & Robinson (**Ec. 3.63**), de acuerdo con su porcentaje de error y desviación estándar. Se debe destacar que todos los autores de estas correlaciones utilizan los datos de gravedad API y Temperatura para generar el cálculo de la viscosidad del aceite muerto.

En la **Tabla 68** se indica el rango de cada variable y su respectiva probabilidad, y aunque la correlación de Beggs & Robinson (**Ec. 3.63**) no tiene el rango más amplio para la variable de Temperatura, presenta la mejor probabilidad para los cálculos de la viscosidad del aceite muerto.

Tabla 68. Probabilidad de la variable para viscosidad del aceite muerto.

VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Beal (1946)	710 > T en Rankin > 558	0,32
Beggs & Robinson (1975)	755 > T en Rankin > 530	0,38
Glaso (1980)	760 > T en Rankin > 510	0,33
Kartoatmodjo & Schmidt (1994)	320 > T en fahrenheit > 75	0,34
Elsharkawy & Gharby (2001)	300 > T en fahrenheit > 50	0,31

Fuente: Autores del proyecto

Viscosidad del aceite en el Punto de Burbuja:

Las correlaciones para la viscosidad del aceite en el punto de burbuja se calcularon con datos a condiciones de yacimiento como se presenta en la **Tabla 69**. Para este análisis se examinaron un total de 11 correlaciones, de las cuales se puede destacar la planteada por Bergman (**Ec. 3.97**) al presentar el dato mejor aproximado al valor del PVT real, debido a su bajo porcentaje de Error y desviación estándar.

De otro lado se encuentra la correlación de Naseri (**Ec. 3.100**), la cual tiene en cuenta solo la presión en el punto de burbuja para la realización de los cálculos, además no tiene un rango específico para esta variable, por tal razón esta correlación presenta el cálculo de viscosidad en el punto de burbuja más alejado con respecto al valor obtenido en el PVT real.

La **Tabla 70** presenta la probabilidad para cada una de las variables empleadas en las correlaciones de viscosidad en el punto de burbuja de acuerdo a su rango. Se puede observar que la correlación de Bergman (**Ec. 3.97**) presenta un rango pequeño para la variable de solubilidad del gas en el aceite, sin embargo los cálculos de esta correlación se ajustaron con mucha exactitud al dato experimental de laboratorio.

Tabla 69. Análisis de resultados viscosidad a presión en el punto de burbuja.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
VISCOSIDAD A PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA						
0,580	cp	Chew & Conelly 1 (1959)	0,528	9,016	0,562	0,037
		Chew & Conelly 2 (1959)	0,518	10,743		0,044
		Chew & Conelly 3 (1959)	0,537	7,337		0,030
		Beggs & Robinson (1975)	0,471	18,773		0,077
		Labedi 1 (1982)	0,683	-17,787		0,073
		Labedi 2 (1982)	0,678	-16,902		0,069
		Kaye Flash una sola etapa (1986)	0,693	-19,476		0,080
		Kaye Flash Liberación Diferencial (1986)	0,497	14,346		0,059
		Osorio (1990)	0,460	20,709		0,085
		Bergman (2000)	0,559	3,612		0,015
		Naseri (2005)	0,726	-25,237		0,104

Fuente: Autores del proyecto

Para las correlaciones de Labedi 1 y 2 (**Ec. 3.81 y 3.83**) se presenta la probabilidad para la variable calculada la cual debe ajustarse al rango propuesto por el autor de esta correlación.

Tabla 70. Probabilidad de la variable para viscosidad del aceite en el punto de burbuja.

VISCOSIDAD DEL ACEITE EN EL PUNTO DE BRUBUJA		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Chew & Conelly 1 (1959)	3544 > Rs > 51	0,42
Chew & Conelly 2 (1959)	3544 > Rs > 51	0,44
Chew & Conelly 3 (1959)	3544 > Rs > 51	0,46
Beggs & Robinson (1975)	2070 > Rs > 20	0,48
Labedi 1 (1982)	3,72 > Viscosidad Aceite Pb > 0.115	0,49
Labedi 2 (1982)	3,72 > Viscosidad Aceite Pb > 0.115	0,51
Kaye Flash una sola etapa (1986)	958 > Rs > 64	0,52
Kaye Flash Liberación Diferencial (1986)	958 > Rs > 64	0,49
Osorio (1990)	796 > Rs > 6	0,31
Bergman (2000)	123 > Rs > 0.125	0,28

Fuente: Autores del proyecto

Viscosidad del aceite Sub-Saturado:

Para el análisis de resultados de la viscosidad del petróleo sub-saturado ($P > P_b$) se realizaron los cálculos a condiciones de yacimiento. En la **Tabla 71** se puede evidenciar que la correlación de Elsharkawy & Gharbi (**Ec. 3.107**) es la más adecuada para estimar los datos de presión de burbuja del crudo, ya que los valores de porcentaje de error y desviación estándar son los más bajos con respecto a las otras correlaciones.

Tabla 71. Análisis de resultados viscosidad aceite subsaturado.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
VISCOSIDAD ACEITE SUBSATURADO (p>pb)						
0,700	cp	Beal (1946)	0,591	15,599	0,611	0,077
		Vasquez & Beggs (1980)	0,595	14,979		0,074
		Kartoatmodjo & Schmidt (1991)	0,585	16,456		0,081
		Elsharkawy & Alikhan (1999)	0,583	16,786		0,083
		Elsharkawy & Gharbi (2001)	0,615	12,206		0,060

Fuente: Autores del proyecto

Como se puede observar en la **Tabla 72.** para las correlaciones de Beal y Vasquez & Beggs (**Ec. 3.101 y 3.102**) citadas para el cálculo de esta propiedad, la variable crítica es la solubilidad del gas en el aceite. Por otra parte, los demás autores estiman un rango para que la viscosidad del aceite sub-saturado calculada se encuentre en ese rango.

Se puede observar que el rango de la viscosidad calculada para el aceite sub-saturado planteado por Elsharkawy & Gharbi no es el más amplio, ni su probabilidad es la más alta; pero sin embargo es la correlación que mejor se ajusto a los datos calculados experimentalmente.

Tabla 72. Probabilidad de la variable para viscosidad del aceite subsaturado.

VISCOSIDAD DEL ACEITE SUBSATURADO $P > P_b$		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Beal (1946)	$1827 > R_s > 12$	0,42
Vasquez & Beggs (1980)	$2199 > R_s > 9.3$	0,46
Kartoatmodjo & Schmidt (1991)	$682 > \text{Visc. Oil} > 0.5$	0,62
Elsharkawy & Alikhan (1999)	$215 > \text{Visc. Oil} > 0.16$	0,36
Elsharkawy & Gharbi (2001)	$215 > \text{Visc. Oil} > 0.16$	0,43

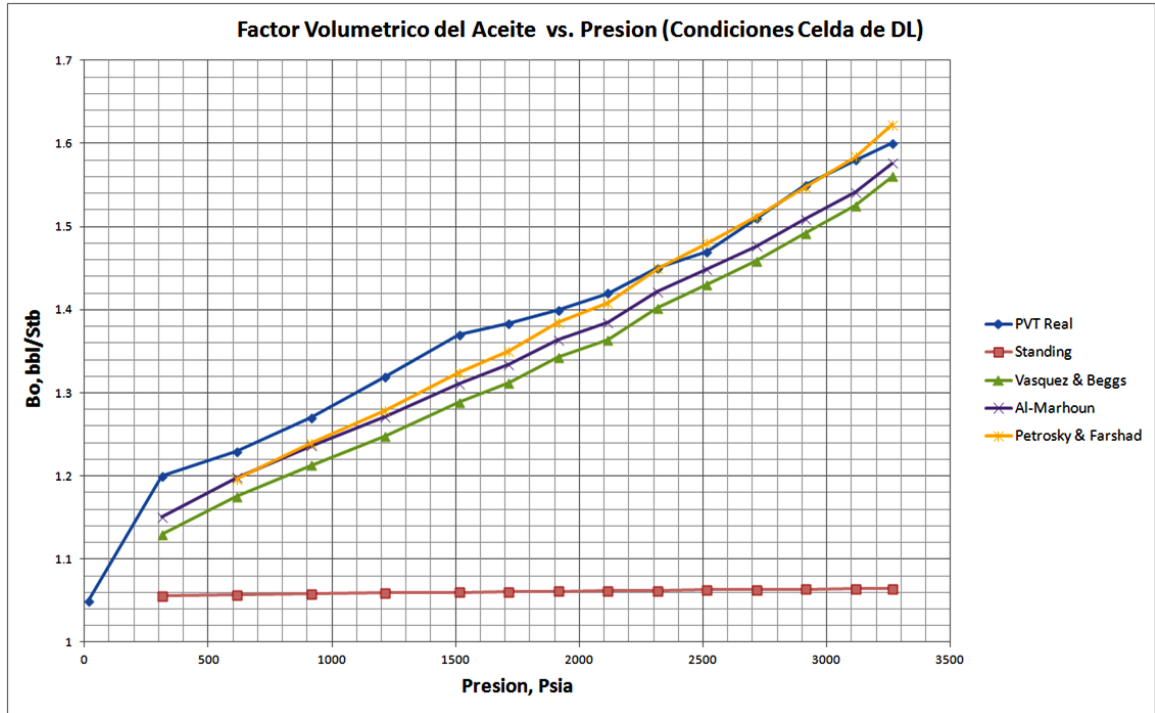
Fuente: Autores del proyecto

g. Factor Volumétrico del Petróleo:

En la **figura 45** se observa que la correlación de Petrosky & Farshad (**Ec. 3.114**) es la que mejor se ajusta gráficamente a los datos de la prueba de liberación diferencial, aunque es necesario resaltar que estos datos se ajustan cuando la solubilidad del gas en el aceite esta en el rango de 217 a 1406 scf/Stb, para cualquier dato de presión. Para el caso de estudio la presión de análisis (314.7 psia) no registrar un valor de R_s (171scf/Stb) ya que se encuentra fuera del rango estipulado, por consiguiente a este valor de presión no es posible calcularle los parámetros estadísticos como el porcentaje de error, media y desviación estándar como se presenta en la **Tabla 73**.

Por otra parte la correlación de Al-Marhoun (**Ec. 3.112**) presenta una buena aproximación de los datos para el cálculo del factor volumétrico del petróleo, como se observa en sus resultados estadísticos, ya que su porcentaje de error y la desviación estándar son bajos como se muestra en la **Tabla 73**.

Figura 45. Factor volumétrico del petróleo vs presión.



Fuente: Autores del proyecto

Tabla 73. Análisis de resultados factor volumétrico del petróleo.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
FACTOR VOLUMETRICO DEL ACEITE						
1.2	bbl/Stb	Standing (1947)	1.056	11.988	1.134	0.102
		Vasquez & Beggs (1980)	1.130	5.812		0.049
		Al-Marhoun (1988)	1.151	4.073		0.035
		Petrosky & Farshad (1993)				

Fuente: Autores del proyecto



Las casillas de color gris indican que los datos de estas correlaciones no pueden ser estimados para el crudo de interés, ya que los

valores de solubilidad del gas en el aceite no cumplen con los rangos establecidos por los autores a esa condición de presión.

En la **Tabla 74** se presentan los rangos para la variable de solubilidad del gas en el aceite. Como se menciono anteriormente, no se puede analizar la probabilidad de la variable para la correlación de Petrosky (**Ec. 3.114**) debido a que esta fuera del rango en los valores de R_s . También se puede apreciar que la correlación de Vásquez & Beggs (**Ec. 3.110**) presenta el rango más amplio para la solubilidad del gas en el aceite con $API = 38.6$ en la celda de liberación diferencial, aunque su resultado de factor volumétrico del aceite no sea el más aproximado al valor real de la prueba PVT.

Tabla 74. Probabilidad de la variable para factor volumétrico del petróleo.

FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Standing (1947)	$1425 > R_s > 20$	0,38
Vasquez & Beggs (1980)		
API >30	$2199 > R_s > 0$	0,75
Al-Marhoun (1988)	$1602 > R_s > 26$	0,48

Fuente: Autores del proyecto

h. Factor Volumétrico Total del Petróleo:

Las correlaciones para evaluar el factor volumétrico total del petróleo se calcularon con datos a condiciones de yacimiento como se presenta en la **Tabla 75**. Para este análisis se examinaron 3 correlaciones, de las cuales se puede destacar la planteada por Standing (**Ec. 3.116**) al presentar el dato mejor aproximado al valor del PVT real, debido a su bajo porcentaje de Error y desviación estándar.

Tabla 75. Análisis de resultados factor volumétrico total.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
FACTOR VOLUMETRICO TOTAL						
1,540	bbl/Stb	Standing (1947)	1,657	-7,578	1,454	0,083
		Glaso (1980)	1,391	9,685		0,105
		Al-Marhoun (1988)	1,229	20,226		0,220

Fuente: Autores del proyecto

En la **Tabla 76** se presenta el análisis de probabilidad para el cálculo factor volumétrico total, como se observa el rango de la variable R_s en la correlación de Standing (**Ec. 3.116**) es el más pequeño con respecto a las otras dos correlaciones de estudio, además de lo anterior tiene la probabilidad más baja y sin embargo presenta los valores más consistentes para esta propiedad debido a que presenta el más bajo % de error y la menor desviación.

Tabla 76. Probabilidad de la variable para factor volumétrico total del petróleo.

FACTOR VOLUMETRICO TOTAL DEL PETROLEO		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Standing (1947)	1425 > R_s > 20	0,38
Glaso (1980)	2637 > R_s > 90	0,78
Al-Marhoun (1988)	1602 > R_s > 26	0,43

Fuente: Autores del proyecto

i. Compresibilidad del Aceite:

A continuación en la **Tabla 77** se presentan los respectivos cálculos estadísticos de las correlaciones para la compresibilidad del aceite a condiciones de yacimiento.

La correlación de Kartoatmodjo & Schmidt (**Ec. 3.127**) presenta una buena aproximación de los datos para el cálculo de la compresibilidad del petróleo, como se observa en sus resultados estadísticos, ya que su porcentaje de error y la desviación estándar son los más bajos respecto a las otras correlaciones como se muestra en la **Tabla 77**.

Tabla 77. Análisis de resultados compresibilidad del aceite.

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE						
1,509E-05	psi ⁻¹	Vasquez & Beggs (1980)	1,828E-05	-21,158	1,3E-05	2,258E-06
		Petrosky & Farshad (1993)	1,826E-05	-21,021		2,243E-06
		Kartoatmodjo & Schmidt (1994)	1,208E-05	19,943		2,128E-06
		Mc Cain, Rollins & Villena-Lanzi	2,539E-10	99,998		1,067E-05

Fuente: Autores del proyecto

También se puede observar que las correlaciones de Vásquez-Beggs y Petrosky-Farshad (**Ec. 3.124 y 3.126**) realizan una buena aproximación con respecto al dato encontrado en el PVT real.

La **Tabla 78** presenta la probabilidad para cada una de las variables empleadas en las correlaciones de compresibilidad del aceite de acuerdo a su rango. Se puede observar que la correlación de Mc Cain (**3.128**) tiene un rango para los valores de presión, mientras que las demás correlaciones tienen como variable crítica la solubilidad del gas en el aceite para los cálculos de compresibilidad del petróleo.

La correlación de Kartoatmodjo & Schmidt presenta un rango amplio para la variable de solubilidad del gas en el aceite, aunque no posee la mejor probabilidad para la variable, aun así los cálculos de esta correlación se ajustaron con mucha exactitud al dato de la prueba PVT real.

Tabla 78. Probabilidad de la variable para compresibilidad del petróleo.

COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Vasquez & Beggs (1980)	2199 > Rs > 9.3	0,78
Petrosky & Farshad (1993)	1406 > Rs > 217	0,71
Kartoatmodjo & Schmidt (1991)	2890 > Rs > 0	0,33
Mc Cain, Rollins & Villena-Lanzi	500 > P > 5300	0,25

Fuente: Autores del proyecto

CORRELACIONES A NIVEL MUNDIAL

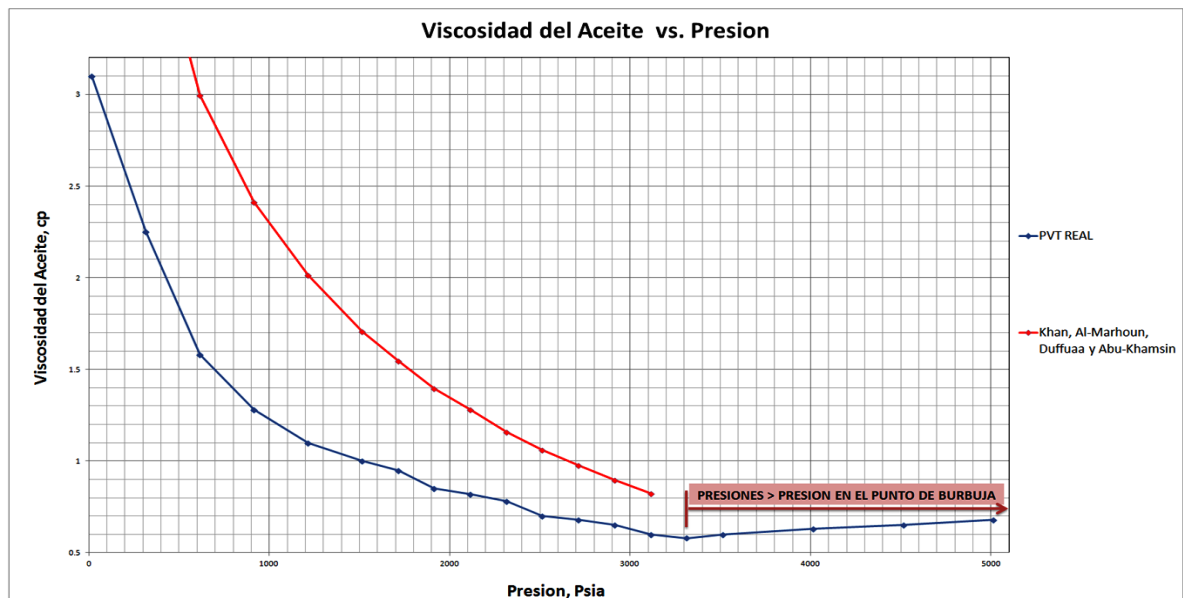
Para el análisis de sensibilidad de las correlaciones a nivel mundial, se agruparon por propiedades en común, para que de esta forma se pueda comprobar la exactitud de las correlaciones teniendo en cuenta que todas fueron desarrolladas para crudos de regiones específicas.

a. Viscosidad del Aceite (Khan, Al-Marhoun, Duffuaa & Abu-Khamsin):

Esta correlación aplica para cualquier dato de presión siempre y cuando se tenga su respectivo valor de solubilidad del gas en el aceite. Para el caso de estudio, se realiza el cálculo de esta propiedad a condiciones de presión por debajo de la presión de burbuja, ya que son los datos disponibles de laboratorio.

La **figura 46** permite observar gráficamente el comportamiento de la correlación con respecto a la prueba PVT real, al apreciar la grafica se observa que los valores de esta correlación están muy alejados de los datos reales en comparación a las demás correlaciones de estudio, mencionadas en el numeral f. (viscosidad del petróleo saturado) de este capítulo; **figura 44**. Esto se debe a que la correlación fue realizada para el crudo de una región específica de Arabia Saudita.

Figura 46. Viscosidad del petróleo vs presión, correlación a nivel mundial.



Fuente: Autores del proyecto

Por otra parte para analizar esta propiedad por medio de esta correlación específica para yacimientos petroleros de Arabia Saudita, se seguirá el análisis a condiciones de yacimiento.

En la **Tabla 79** se puede evidenciar que la correlación de Khan, Al-Marhoun, Duffuaa & Abu-Khamsin (**Ec. 3.133**) no es la más indicada para estimar los datos de viscosidad del aceite, ya que sus resultados estadísticos de porcentaje de error y desviación estándar no son muy confiables porque se alejan de los datos experimentales obtenidos en laboratorio.

Tabla 79. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento).

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
VISCOSIDAD DEL ACEITE (Condiciones de Yacimiento)						
0,70	cp	Khan, Al- Marhoun, Duffuaa & Abu- Khamsin (SPE 15720)	0,469	32,990	0,585	0,163

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 80. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (viscosidad del petróleo).

CORRELACIONES A NIVEL MUNDIAL		
VISCOSIDAD DEL ACEITE		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Khan, Al-Marhoun,Duffuaa & Abu-Khamsin(SPE 15720)	1901 > Rs > 24	0,67

Fuente: Autores del proyecto

La **Tabla 80** presenta la probabilidad del rango para la variable solubilidad del gas en el aceite, en esta correlación se puede observar que el rango de la variable no es el más amplio, y aunque presenta una buena estimación de probabilidad, no es la correlación que mejor se ajusta a los datos calculados experimentalmente.

b. Viscosidad del Aceite en el Punto de Burbuja (Khan, Al-Marhoun,Duffuaa & Abu-Khamsin):

Para el análisis de resultados de la viscosidad del petróleo en el punto de burbuja por medio de esta correlación se realizaron los cálculos a condiciones de yacimiento. En la **Tabla 81** se puede evidenciar que la correlación de Khan, Al-Marhoun,Duffuaa & Abu-Khamsin (**Ec. 3.131**) no es la más adecuada para estimar los datos de viscosidad del aceite en el punto de burbuja, ya que los valores de porcentaje de error y desviación estándar son altos, lo cual indica que los datos calculados no son muy exactos con respecto a la prueba PVT real.

Tabla 81. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (viscosidad del aceite en el punto de burbuja).

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
VISCOSIDAD DEL ACEITE EN EL PUNTO DE BURBUJA						
0,580	cp	Khan, Al-Marhoun,Duffuaa & Abu-Khamsin(SPE 15720)	0,456	21,301	0,518	0,087

Fuente: Autores del proyecto

La **Tabla 82** presenta la probabilidad para la variable empleada en la correlación de viscosidad en el punto de burbuja de acuerdo a su rango. Se puede observar que esta correlación presenta un rango relativamente pequeño para la variable de solubilidad del gas en el aceite, lo cual indica que el cálculo generado presenta una baja aproximación de la correlación comparado al dato experimental de laboratorio.

Tabla 82. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (viscosidad del aceite en el punto de burbuja).

CORRELACIONES A NIVEL MUNDIAL		
VISCOSIDAD DEL ACEITE EN EL PUNTO DE BURBUJA		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Khan, Al-Marhoun,Duffuaa & Abu-Khamsin(SPE 15720)	1901 > Rs > 24	0,71

Fuente: Autores del proyecto

c. Presión en el Punto de Burbuja (correlaciones a nivel mundial)

Para estimar la presión en el punto de burbuja se realizaron los cálculos por medio de otras correlaciones a nivel mundial, con datos a condiciones de

yacimiento como se presenta en la **Tabla 83**. Para este análisis se examinaron un total de 6 correlaciones regionales, de las cuales se puede destacar la planteada por Dokla & Osman (**Ec. 3.137**) al presentar el dato mejor aproximado al valor del PVT real, debido a su bajo porcentaje de Error y desviación estándar.

Tabla 83. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (presión en el punto de burbuja).

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA						
3282,700	psia	Glaso & Sintef (SPE 8016)	3842,344	-17,048	3456,274	395,728
		Hanafy, Macary, EINady, Bayomi & Batanony (SPE 37295)	3571,003	-8,783		203,861
		Al-Marhoun (JPT 13718)	3048,265	7,142		165,771
		Dokla & Osman (SPE 20989)	3260,400	0,679		15,768
		Almehaideb (SPE 37691)	3732,933	-13,715		318,363
		Elmabrouk, Zekri & Shirif (SPE 137368)				

Fuente: Autores del proyecto

Las casillas de color gris indican que los datos de esta correlación para calcular la presión en el punto de burbuja no pueden ser estimados para el crudo de interés, ya que los rangos de la presión de burbuja no cumplen con los rangos presentados por los autores.

En la Tabla 84 se representa la probabilidad de las correlaciones que aplican para el cálculo de la P_b , en la cual se observa que la correlación de Dokla & Osman

(Ec. 3.137) presenta un rango amplio para la variable de Rs que verifica la confiabilidad de los resultados obtenidos con respecto a los datos reales. Por otra parte se puede ver que la correlación de Glaso & Sintef (Ec. 3.129) es la que limita más la probabilidad del rango de Rs para obtener cálculos bien estimados de Pb.

Tabla 84. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (Presión del aceite en el punto de burbuja).

CORRELACIONES A NIVEL MUNDIAL		
PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Glaso & Sintef (SPE 8016)	2036 > Rs > 497	0,23
Hanafy, Macary, EINady, Bayomi & Batanony (SPE 37295)	4272 > Rs > 7	0,34
Al-Marhoun (JPT 13718)	1602 > Rs > 26	0,45
Dokla & Osman (SPE 20989)	2266 > Rs > 181	0,82
Almehaideb (SPE 37691)	3562 > Rs > 128	0,27

Fuente: Autores del proyecto

d. Factor Volumétrico del Petróleo a Presión en el Punto de Burbuja (correlaciones a nivel mundial)

En la **Tabla 85**, se puede evidenciar que las correlaciones de Al-Marhoun (Ec. 3.135) es la que mejor estima los datos de factor volumétrico del petróleo a presión en el punto de burbuja, ya que los valores de % Error y desviación estándar son los menores en comparación a las demás correlaciones de estudio. También se puede observar que la correlación de Elmabrouk, Zekri & Shirif (Ec.

3.155) es la que presenta los peores datos estadísticos, lo cual indica que el valor calculado de esta correlación no es muy confiable.

Tabla 85. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial (factor volumétrico del petróleo a presión en el punto de burbuja).

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO A PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA						
1,580	bbl/Stb	Hanafy, Macary, EINady, Bayomi & Batanony (SPE 37295)	1,802	-14,031	1,575	0,157
		Al-Marhoun (JPT 13718)	1,604	-1,533		0,017
		Dokla & Osman (SPE 20989)	1,649	-4,336		0,048
		Omar & Todd (SPE 25338)	1,629	-3,122		0,035
		Petrosky & Farshad (SPE 51395)	1,653	-4,637		0,052
		Almehaideb (SPE 37691)	1,514	4,207		0,037
		Elmabrouk, Zekri & Shirif (SPE 137368)	1,169	26,025		0,291

Fuente: Autores del proyecto

La probabilidad de la variable de solubilidad del gas en el aceite para cada correlación que permite el cálculo de la propiedad de interés, se presenta en la **Tabla 86**. Se puede analizar que la correlación de Al-Marhoun (**Ec. 3.135**) no presenta el rango más amplio para la variable, y aunque la probabilidad de esta variable no es la más alta, se obtienen resultados con una buena exactitud. Cabe destacar que esta correlación fue desarrollada como una aplicación regional a crudos de Medio Oriente.

Tabla 86. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (factor volumétrico del petróleo a presión en el punto de burbuja).

CORRELACIONES A NIVEL MUNDIAL		
FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO A PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Hanafy, Macary, ElNady, Bayomi & Batanony (SPE 37295)	4272 > Rs > 7	0,43
Al-Marhoun (JPT 13718)	1602 > Rs > 26	0,58
Dokla & Osman (SPE 20989)	2266 > Rs > 181	0,65
Omar & Todd (SPE 25338)	1440 > Rs > 142	0,73
Petrosky & Farshad (SPE 51395)	66 > Rs(sep) > 1230	0,75
Almehaideb (SPE 37691)	3562 > Rs > 128	0,84
Elmabrouk, Zekri & Shirif (SPE 137368)	1256 > Rs(sep) > 10	0,49

Fuente: Autores del proyecto


e. Compresibilidad del Petróleo (correlaciones a nivel mundial)

A continuación en la **Tabla 87** se presentan los respectivos cálculos estadísticos de las correlaciones para la compresibilidad del aceite a condiciones de yacimiento. La correlación de Farshad, LeBlanc, Gaber & Osorio (**Ec. 3.144**) presenta una buena aproximación de los datos para el cálculo de la compresibilidad del petróleo, como se observa en sus resultados estadísticos, ya que su porcentaje de error y la desviación estándar son bajos, a pesar de no tener los valores de la otra correlación para hacer la comparación respectiva.

**Tabla 87. Análisis de resultados correlaciones a nivel mundial
(compresibilidad del petróleo).**

DATO PVT REAL		AUTOR CORRELACION	DATOS CALCULADOS CON LA CORRELACION	% ERROR RELATIVO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR
VALOR	UNIDAD					
COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO						
0.0000150	psi ⁻¹	Farshad, Le Blanc, Gaber & Osorio (SPE 36105)	1.14E-05	24.157	1.326E-05	1.288E-06
		Almehaideb (SPE 37691)				

Fuente: Autores del proyecto

 Las casillas de color gris indican que los datos de esta correlación para calcular la compresibilidad del aceite no presenta un rango de presiones que permita calcular la propiedad.

La **Tabla 88** presenta la probabilidad para cada una de la variable empleadas en la correlación de compresibilidad del petróleo de acuerdo a su rango. Se puede observar que la correlación de Farshad, Le Blanc, Gaber & Osorio (**Ec. 3.144**) presenta un rango aceptable para la variable de solubilidad del gas en el aceite, y también que los cálculos de esta correlación se ajustan con mucha exactitud al dato experimental de laboratorio.

Tabla 88. Probabilidad de la variable para correlaciones a nivel mundial (compresibilidad del petróleo).

CORRELACIONES A NIVEL MUNDIAL		
COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO		
CORRELACION	RANGO DE LA VARIABLE	PROBABILIDAD DE LA VARIABLE
Farshad, Le Blanc, Gaber & Osorio (SPE 36105)	66 > Rs > 1230	0,72

Fuente: Autores del proyecto

Luego de haber hecho el respectivo análisis a cada una de las variables críticas para cada correlación de las propiedades anteriormente mencionadas, se selecciono la ecuación que mejor se ajusto a los datos reales de cada propiedad.

DENSIDAD A CONDICIONES DE YACIMIENTO

✓ Standing

PRESION Pb

✓ Standing (1947)

RAZON GAS EN SOLUCION

- ✓ Kartoatmodjo & Schmidt
- ✓ Vásquez & Beggs (1980)

VISCOSIDAD DEL ACEITE SATURADO

✓ Chew & Conelly 1, 2 y 3

VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO

✓ Beggs & Robinson

VISCOSIDAD Pb

- ✓ Bergman (2000)

VISCOSIDAD ACEITE SUB-SATURADO ($p > p_b$)

- ✓ Elsharkawy & Gharbi (2001)

FACTOR VOLUMETRICO DEL ACEITE

- ✓ Petrosky & Farshad

COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE

- ✓ Kartoatmodjo & Schmidt (1994)

Para las correlaciones a nivel mundial se debe tener en cuenta que fueron desarrolladas para crudos de regiones específicas, sin embargo se obtuvieron algunos resultados tolerables a la hora de comparar con la prueba PVT real. De este modo se escogieron las mejores correlaciones, cada una de ellas teniendo en cuenta la propiedad:

PRESION Pb

- ✓ Dokla & Osman (SPE 20989)

FACTOR VOLUMETRICO DE FORMACION A Pb

- ✓ Al-Marhoun (JPT 13718)

COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE

- ✓ Farshad, Le Blanc, Gaber & Osorio (SPE 36105)

7. CONCLUSIONES

Se evaluó la eficiencia y alcance de las diferentes correlaciones desarrolladas en la literatura para el cálculo de propiedades PVT en aceites negros mediante un análisis de sensibilidades aplicado sobre las diversas variables requeridas para su utilización, a través de una herramienta que permito integrar y analizar estadísticamente su desviación respecto a los cálculos obtenidos de una prueba de laboratorio.

Se identificaron, analizaron y seleccionaron diferentes correlaciones para el cálculo de propiedades PVT en aceites negros, y se implementaron en una herramienta de cálculo programada en las macros Visual Basic for Applications (VBA) de excel.

Se analizaron parámetros comunes y escenarios de trabajo asociadas a las correlaciones y se identifico el grado de complejidad inherente a su utilización.

Se desarrollo una herramienta de cálculo que permitió evaluar las diferentes correlaciones PVT utilizadas en la industria, realizando un estudio comparativo mediante herramientas estadísticas, generando la posibilidad de observar cual de las correlaciones presenta mayor exactitud en la entrega de resultados.

Con la ayuda de la herramienta de cálculo programada en las macros de Excel VBA, se logro evaluar las diferentes correlaciones PVT identificadas y compararlas estadísticamente con sus respectivas desviaciones respecto a parámetros calculados con un reporte real de una prueba PVT y así valorar las limitaciones de las correlaciones seleccionadas en este estudio.

Por medio del análisis de sensibilidad para cada correlación, se pudo observar el comportamiento de las mismas, teniendo en cuenta que muchas propiedades presentan parámetros comunes. Cabe destacar que a pesar de que utilicen las mismas variables, no siempre estas se encuentran en rangos similares, lo cual genera resultados diferentes.

Tomando como referencia los rangos de las variables presentados por cada autor, se pudo valorar el alcance que tienen las correlaciones seleccionadas respecto a los diversos parámetros obtenidos en un PVT real. De esta manera se observó el comportamiento estimado de muchas correlaciones presentadas y usadas en la literatura.

8. RECOMENDACIONES

Es necesario que el usuario tenga en cuenta los rangos que debe tener cada parámetro a ser ajustado, para que los resultados entregados por la herramienta tengan sentido físico y los valores obtenidos sean correctos.

Se debe tener en cuenta que la herramienta tiene un límite de 1000 (mil) celdas por cada vector, es necesario que el usuario modifique el tamaño de los vectores en caso de que la cantidad de datos supere este valor.

Elaborar un estudio aplicado a la identificación, recopilación y organización de nuevas expresiones matemáticas presentes en la literatura para el cálculo de propiedades PVT en aceites negros.

Se recomienda la actualización de la herramienta de cálculo con correlaciones que se puedan desarrollar más adelante, para que el programa realizado no sea obsoleto y de este modo tener una buena recopilación de correlaciones para que los usuarios tengan la posibilidad de comparar los resultados con una mejor base de datos.

Realizar diferentes estudios comparativos entre los resultados obtenidos por cada correlación analizada y datos obtenidos a partir de pruebas PVT reales.

BIBLIOGRAFIA

- AL-MARHOUN, Ali Muhammad. "PVT Correlations for Middle East Crude Oils". SPE 13178. Manama, Bahrain. Jun. 22 1987.
- 1. AL-MARHOUN, KHAN, DUFFUAA, y ABU-KHAMSIN. "Viscosity Correlations for Saudi Arabian crude oils". SPE 15720. 1987
- 2. ALMEHAIDEB, R.A. "Improved PVT Correlations For UAE Crude Oils". SPE 37691. Manama, Bahrain. Mar. 17-20 1997.
- 3. AMAYA, Andrés y CHASIQUIZA, Diego. "Programa de Diseño Unificado de Bombeo Hidráulico". Escuela Politécnica Nacional. Quito 2009.
- 4. ÁNGEL, Juan y FAULIN, Javier. "Análisis de Sensibilidad con Excel y Lindo"
- 5. BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.
- 6. BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.
- 7. BEGGS H.D. y ROBINSON J.R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" J. Pet. Tech. Forum (Sept. 1975), 1140-1141.
- 8. BERGMAN, David y SUTTON, Robert. "An Update to viscosity correlations for Gas-Saturated crude Oils". SPE 110195. 11–14 Nov. 2007. Pag. 6-9.

9. CANAVOS, George. "Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos". McGraw Hill. 1988.
10. DANESH, Ali. "PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids" 1998.
11. DE LA HORRA NAVARRO, Julián. "Estadística Aplicada". 2003.
12. DOKLA, Mahmoud y OSMAN, Mohammed. "Correlation of PVT Properties for UAE Crudes". SPE 20989. Jul. 30 1991.
13. ELMABROUK S., ZEKRI A., y SHIRIF E. "Prediction of Bubblepoint Pressure and Bubblepoint Oil Formation Factor in the Absence of PVT Analysis". SPE 137368. Lima, Peru. Dec. 1-3 2010.
14. ELSHARKAWY A.M. y ALIKHAN A.A. "Models For Predicting The Viscosity of Middle East Crude Oils". *Fuel*. June, 1999. Pag. 891-903.
15. FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.
16. GARCÍA DE JALÓN, Javier, RODRÍGUEZ, José Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. "Aprenda Visual Basic 6.0". 1999.
17. GLASO Oinstein y TRONDHEIM Sintef. "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations". SPE 8016. Houston, Texas. Jul. 20 1979.
18. GUARIN SALAZAR, Norberto. "Estadística Aplicada" 2002.
19. GUPTA, Vijay. "Statistical Analysis whit Excel" 2002.

20. HANAFY H.H., MACARY S.M., ELNADY Y.M., BAYOMI A.A., y BARANONY M.H. "Empirical PVT Correlations Applied to Egyptian Crude Oils Exemplify Significance of Using Regional Correlations". SPE 37295. Houston, Texas. Feb. 18-21 1997.
21. HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.
22. IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta". SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.
23. JIMENEZ J.L. y MEDINA J.I. "Determinación de Correlaciones para Estimar la Viscosidad de los Crudos Colombianos por Encima y por Debajo del Punto de Burbuja". 1993.
24. KARTOATMODJO T. y SCHMIDT Z. "Large Data Bank Improve Crude Physical Property Correlations". Oil and Gas. Jul. 14, 1994. Pag. 51-55.
25. KAYE S.E. "Offshore California Viscosity Correlations". COFRC, TS85000940. Aug. 1985.
26. KHAN S.A., AL-MARHOUN M.A., DUFFUA S.O., y ABU-KHAMSIN S.A. "Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils". SPE 15720. Manama, Bahrain. Mar. 7-10 1987.
27. KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

28. LABEDI R.M. "Improved Correlations For Predicting The Viscosity of Light Crudes" *J. Pet. Sci. Eng.* Oct. 1992. Pag. 221-234.
29. LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" *Trans, AIME* (1958) 213, 379-381.
30. MARTÍNEZ LARA, Henry; ÁLVAREZ, Rosibel; BACCARÍN, Evelyn; BERRA, Jesús; MEZA, Perla; OJEDA, Gexail y PITADO, Eugenio. "Análisis PVT"
31. McCAIN W.D. JR., ROLLINS J.B., y VILLENA-LANZI A.J. "The Coefficient of Isothermal Compresibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint". *Trans. AIME* 1988. Pag. 659-662.
32. McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.
33. MEHRAN F. "New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields". First Iranian Petroleum Engineering conference. Tehran 2006.
34. MONTGOMERY, Douglas C. y RUNGER, George C. "Applied statistics and probability for engineers" 2003.
35. MORA F. Walter y ESPINOZA B. José Luis. "Programación Visual Basic (VBA) para Excel y Análisis Numérico". 2005.
36. MORADI B., AZAD, Islamic, MALEKZADEH E., AMANI M. F.H. y BOUKADI R. Kharrat. "Bubble Point Pressure Empirical Correlation". *SPE* 132756. Trinidad. Jun. 27-30 2010.

37. MOSES P.L. "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems". 1986.
38. NASERI A., NIKAZAR M., y MOUSAVI DEGHANI S.A. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil Viscosities". *J. Pet. Sci. Eng.* 2005. Pag. 163-174.
39. OMAR M.I. y TODD A.C. "Development of New Modified Black Oil Correlations for Malaysian Crudes". SPE 25338. Singapore. Feb. 8-10 1993.
40. OSORIO E. "Metodología Básica para la Evaluación y Desarrollo de Correlaciones Empíricas PVT". 1989.
41. OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". M.S. Thesis, University of Southwestern Louisiana (1990).
42. PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.
43. STANDING M.B. "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases". *Drill and Prod. Prac.* Apr. 1947. Pag. 275 - 287.
44. STANDING M.B. "*Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems*". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).
45. TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2007

46. TAREK, Ahmed. "Reservoir engineering handbook".2001.
47. TOTAL COMPAGNIE FRANCAISE DES PETROLES: "Proyectos de Inyección de Fluidos-Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela" S.A. MENEVEN, sept. De 1983
48. VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

ANEXOS

ANEXO A. CODIGO VISUAL BASIC FOR APPLICATIONS (VBA)

A.1. CORRELACION DE STANDING PARA CÁLCULO DE DENSIDAD

```
CommandButton1 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
Dim i As Integer
Dim n1 As Integer
Dim n2 As Double
Dim n4 As Double
Dim Rs(100) As Double
Dim densidad(100) As Double
Dim Incremento As Double
'CORRELACION DE STANDING PARA CALCULO DE DENSIDAD
n1 = TextBox1.Text
'comienzo de Rs
n2 = TextBox2.Text
Incremento = TextBox3.Text

'Gravedad especifica del aceite en stock tank
n4 = TextBox4.Text
'Gravedad especifica del gas
n5 = TextBox5.Text

'Temperatura del sistema
n6 = TextBox6.Text

Rs(1) = n2
Cells(13, 18) = n2

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

Cells(12 + i, 18) = Rs(i)
Next

For i = 1 To n1

densidad(i) = (62.4*n4+0.0136*Rs(i)*n5)/(0.972+0.000147*(Rs(i)*((n5/n4)^0.5) + 1.25 * (n6 - 460)) ^ 1.175)

Cells(12 + i, 19) = densidad(i)
Next

End Sub
```

A.2. CORRELACION DE GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL ACEITE CON GRAVEDAD API

```
CommandButton2 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
'CALCULO DE GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE CON GRAVEDAD API
Dim n As Integer
Dim i As Integer

Dim A(100) As Double
Dim gravedadespecifica(100) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")

MsgBox "Tenga en cuenta que para un Black Oil la °API > 40"
MsgBox "Los datos deben estar ingresados en la columna de °API"

For i = 1 To n

A(i) = Cells(12 + i, 12)

gravedadespecifica(i) = 141.5 / (131.5 + A(i))

Cells(12 + i, 13) = gravedadespecifica(i)

Next
End Sub
```

A.3. CORRELACION DE GRAVEDAD API CON GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE

```
CommandButton1 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
'CALCULO DE GRAVEDAD API CON GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE
Dim n As Integer
Dim i As Integer
Dim A(200) As Double
Dim b(200) As Double

Dim gravedadespecifica(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")

MsgBox "Los datos deben estar ingresados en la columna de Gravedad especifica del aceite"
MsgBox "Tenga en cuenta que la Gravedad especifica del aceite debe ser < 1.076 para que los datos sean coherentes"

For i = 1 To n

gravedadespecifica(i) = Cells(12 + i, 10)

If gravedadespecifica(i) <= 1.076 Then
If 0.702 <= gravedadespecifica(i) Then

b(i) = 141.5 / gravedadespecifica(i)

A(i) = b(i) - 131.5

Cells(12 + i, 11) = A(i)

Else
Cells(12 + i, 11) = Empty
End If
End If

Next

MsgBox "Tenga en cuenta que para un Black Oil la 45 > API > 20"

End Sub
```

A.4. CORRELACION DE LASATER PARA CÁLCULO DE PRESION EN EL PUNTO DE BURBUJA

```

Private Sub CommandButton1_Click()

Dim gravedadespecificaoil, gravedadespecificagas, gravedadAPI, Temperatura As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer

Dim Mo(200), ygas(200) As Double
Dim Fb(200), Rs(200), A(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")
gravedadespecificaoil = InputBox("Valor de la gravedad especifica del aceite", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE")
gravedadespecificagas = InputBox("Valor de la gravedad especifica del gas", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS")

gravedadAPI = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API (17.9<API<51.1)", "GRAVEDAD API")
Temperatura = InputBox("Valor de la Temperatura del Sistema "R", "TEMPERATURA DEL SISTEMA")

For i = 1 To n

Mo(i) = 6084 / (gravedadAPI - 5.9)
Cells(12 + i, 13) = Mo(i)

Next

For i = 1 To n

Rs(i) = Cells(12 + i, 12)

If Rs(i) >= 3 Then

If Rs(i) <= 2905 Then

ygas(i) = Mo(i) * Rs(i) / (Mo(i) * Rs(i) + (133 * gravedadespecificaoil))
Cells(12 + i, 14) = ygas(i)

If ygas(i) <= 0.6 Then
A(i) = 0.83918 * (10 ^ (1.17664 * ygas(i))) * ygas(i) ^ (0.57246)
Cells(12 + i, 15) = A(i)

Fb(i) = (Temperatura / gravedadespecificagas) * A(i)
Cells(12 + i, 16) = Fb(i)

Else
A(i) = 0.83918 * (10 ^ (1.08 * ygas(i))) * ygas(i) ^ (0.31109)
Cells(12 + i, 15) = A(i)

Fb(i) = (Temperatura / gravedadespecificagas) * A(i)
Cells(12 + i, 16) = Fb(i)

End If

Else

Cells(12 + i, 14) = Empty
Cells(12 + i, 15) = Empty
Cells(12 + i, 16) = Empty
End If

Else

Cells(12 + i, 14) = Empty
Cells(12 + i, 15) = Empty
Cells(12 + i, 16) = Empty
End If

Next
MsgBox "El valor de Rs debe estar en el rango de 3<Rs<2905"
End Sub

```

A.5. CORRELACION DE VASQUEZ & BEGGS PARA CALCULO DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE

```

Private Sub CommandButton1_Click()

Dim gravedadespecificagas, gravedadAPI, Temperatura, Temperaturasep, Psep As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer
Dim C1, C2, C3 As Double
Dim Valor As Double
Dim x As Double
Dim rgas(200) As Double
Dim P(200), Rs(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")

gravedadespecificagas = InputBox("Valor de la gravedad especifica del gas", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS")
gravedadAPI = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API (5.3<API<59.5)", "GRAVEDAD API")
Temperatura = InputBox("Valor de la Temperatura del Sistema "R", "TEMPERATURA DEL SISTEMA")
Temperaturasep = InputBox("Valor de la Temperatura en el Separador"R", "TEMPERATURA DEL SEPARADOR")
Psep = InputBox("Valor de la Presion en el Separador, Psia", "PRESION DEL SEPARADOR")

|
For i = 1 To n

If gravedadAPI <= 30 Then
C1 = 0.362
C2 = 1.0937
C3 = 25.724

P(i) = Cells(12 + i, 17)

Valor = Log(Psep / 114.7) / Log(10)

rgas(i) = gravedadespecificagas * (1 + 5.912 * (10 ^ -5) * (gravedadAPI) * (Temperaturasep - 460) * Valor)

Cells(12 + i, 18) = rgas(i)

x = C3 * (gravedadAPI / Temperatura)

Rs(i) = C1 * rgas(i) * P(i) ^ C2 * Exp(x)

If Rs(i) > 0 Then
If Rs(i) < 831 Then
Cells(12 + i, 19) = Rs(i)
Else
Cells(12 + i, 18) = Empty
Cells(12 + i, 19) = Empty
End If
Else
Cells(12 + i, 18) = Empty
Cells(12 + i, 19) = Empty
End If

End If

If gravedadAPI > 30 Then
C1 = 0.0178
C2 = 1.187
C3 = 23.931

P(i) = Cells(12 + i, 17)

Valor = Log(Psep / 114.7) / Log(10)

rgas(i) = gravedadespecificagas * (1 + 5.912 * (10 ^ -5) * (gravedadAPI) * (Temperaturasep - 460) * Valor)

Cells(12 + i, 18) = rgas(i)

x = C3 * (gravedadAPI / Temperatura)
Rs(i) = C1 * rgas(i) * P(i) ^ C2 * Exp(x)

If Rs(i) > 0 Then
If Rs(i) < 2199 Then
Cells(12 + i, 19) = Rs(i)
Else
Cells(12 + i, 18) = Empty
Cells(12 + i, 19) = Empty
End If
End If

End If

Next
MsgBox "El valor de Rs debe estar en el rango de 0<Rs<831 para "API <=30"
MsgBox "El valor de Rs debe estar en el rango de 0<Rs<2199 para "API >30"
End Sub

```

A.6. CORRELACION DE BEAL PARA CÁLCULO DE VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
Dim gravedadAPI, Temperatura As Double  
Dim n As Integer  
Dim i As Integer  
Dim x As Double  
Dim T(200), visdead(200), k(200) As Double  
  
n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")  
gravedadAPI = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API (10<API<52.5)", "GRAVEDAD API")  
  
For i = 1 To n  
If gravedadAPI >= 10 Then  
  
If gravedadAPI <= 52.5 Then  
  
T(i) = Cells(12 + i, 10)  
  
If T(i) >= 558 Then  
If T(i) < 710 Then  
  
k(i) = 10 ^ (0.42 + (8.33 / gravedadAPI))  
Cells(12 + i, 11) = k(i)  
visdead(i) = 0.32 + ((18 * (10 ^ 7)) / (gravedadAPI ^ 4.53)) * (360 / (T(i) - 260)) ^ k(i)  
Cells(12 + i, 12) = visdead(i)  
Else  
Cells(12 + i, 11) = Empty  
Cells(12 + i, 12) = Empty  
End If  
Else  
Cells(12 + i, 11) = Empty  
Cells(12 + i, 12) = Empty  
End If  
Else  
Cells(12 + i, 11) = Empty  
Cells(12 + i, 12) = Empty  
End If  
Else  
Cells(12 + i, 11) = Empty  
Cells(12 + i, 12) = Empty  
End If  
End If  
Next  
MsgBox "El valor de T (°R) debe estar en el rango de 558 < T < 710"  
End Sub
```

A.7. CORRELACION DE BEGGS & ROBINSON PARA CALCULO DE VISCOSIDAD EN EL PUNTO DE BURBUJA

```
CommandButton1 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
Dim viscosidadmuerto As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer

Dim Rs(100) As Double
Dim A(100), b(100), viscosidad(100) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")
viscosidadmuerto = InputBox("Valor de Viscosidad del aceite muerto en cp", "VISCOSIDAD ACEITE MUERTO")

For i = 1 To n

Rs(i) = Cells(12 + i, 19)

A(i) = 10.715 / ((Rs(i) + 100) ^ 0.515)
Cells(12 + i, 20) = A(i)

b(i) = 5.44 / ((Rs(i) + 150) ^ 0.338)
Cells(12 + i, 21) = b(i)

viscosidad(i) = A(i) * viscosidadmuerto ^ (b(i))
Cells(12 + i, 22) = viscosidad(i)

Next

End Sub
```

A.8. CORRELACION DE VASQUEZ & BEGGS PARA CALCULO DE VISCOSIDAD DEL PETROLEO SUB-SATURADO

```

Private Sub CommandButton1_Click()
Dim viscpb As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer
Dim Pb As Double
Dim P(200), visc(200), k(200), m(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")

viscpb = InputBox("Ingrese el valor de la viscosidad en el Punto de Burbuja", "VISCOSIDAD DEL ACEITE EN EL PUNTO DE BURBUJA")
Pb = InputBox("Ingrese el valor de la Presion en el Punto de Burbuja", "PRESION DEL ACEITE EN EL PUNTO DE BURBUJA")
MsgBox "Tenga en cuenta que API:( 15.3 <API< 59.5 )"

For i = 1 To n
    P(i) = Cells(12 + i, 12)

    If P(i) > Pb Then

        k(i) = -3.9 * (10 ^ -5) * P(i) - 5
        m(i) = 2.6 * P(i) ^ 1.187 * 10 ^ k(i)
        visc(i) = viscpb * (P(i) / Pb) ^ m(i)

        If visc(i) > 0.117 Then
            If visc(i) < 148 Then
                Cells(12 + i, 13) = k(i)
                Cells(12 + i, 14) = m(i)
                Cells(12 + i, 15) = visc(i)
            Else
                Cells(12 + i, 13) = Empty
                Cells(12 + i, 14) = Empty
                Cells(12 + i, 15) = Empty
            End If
        Else
            Cells(12 + i, 13) = Empty
            Cells(12 + i, 14) = Empty
            Cells(12 + i, 15) = Empty
        End If
    Else
        Cells(12 + i, 13) = Empty
        Cells(12 + i, 14) = Empty
        Cells(12 + i, 15) = Empty
    End If
End For
Next
MsgBox "El valor de Viscosidad del aceite para Petroleo Sub-Saturado (P>Pb), debe estar en el rango de 0.117 < Visc. Oil < 148"
End Sub

```

A.9. CORRELACION DE AL- MARHOUN PARA FACTOR VOLUMETRICO DEL ACEITE

```
CommandButton1 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
Dim gas, oil, gravedadAPI, Temperatura As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer
Dim A, b, C As Double
Dim Bo(200), Rs(200), f(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")
gas = InputBox("Valor de la gravedad especifica del gas", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS")
oil = InputBox("Valor de la gravedad especifica del aceite ", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE")
API = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API (19.4<API<44.6)", "GRAVEDAD API")
Temperatura = InputBox("Valor de la Temperatura del Sistema °R", "TEMPERATURA DEL SISTEMA")

For i = 1 To n

Rs(i) = Cells(12 + i, 15)

If Rs(i) >= 26 Then
If Rs(i) <= 1602 Then
A = 0.74239
b = 0.323294
C = -1.20204
f(i) = Rs(i) ^ A * gas ^ b * oil ^ C
Cells(12 + i, 16) = f(i)
Bo(i) = 0.497069 + 0.000862963 * Temperatura + 0.00182594 * f(i) + 0.00000318099 * f(i) ^ 2
Cells(12 + i, 17) = Bo(i)

Else
Cells(12 + i, 16) = Empty
Cells(12 + i, 17) = Empty

End If
Else
Cells(12 + i, 16) = Empty
Cells(12 + i, 17) = Empty

End If
Next
MsgBox "El valor de Rs debe estar en el rango de 26 < Rs < 1602"
End Sub
```

A.10. CORRELACION DE GLASSO PARA CALCULO DE FACTOR VOLUMETRICO TOTAL DEL PETROLEO

```

Private Sub CommandButton1_Click()
Dim gas, oil, API, T As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer
Dim Bt(200), Rs(200), P(200), A(200), C(200), Valor3(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")
gas = InputBox("Valor de la gravedad especifica del gas", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS")
oil = InputBox("Valor de la gravedad especifica del aceite en Stock Tank 60°/60°", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE")
API = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API (22.3<API<48.1)", "GRAVEDAD API")
T = InputBox("Valor de la Temperatura del Sistema °R", "TEMPERATURA DEL SISTEMA")

For i = 1 To n
Rs(i) = Cells(12 + i, 15)
If Rs(i) >= 90 Then
If Rs(i) <= 2637 Then
C(i) = (2.9) * 10 ^ (-0.00027 * Rs(i))
Cells(12 + i, 17) = C(i)
P(i) = Cells(12 + i, 16)
A(i) = ((Rs(i) * (T - 460) ^ 0.5 * (oil) ^ C(i)) / (gas ^ (0.3))) * (P(i) ^ (-1.1089))
Cells(12 + i, 18) = A(i)
Valor3(i) = Log(A(i)) / Log(10)
Bt(i) = 10 ^ (0.080135 + 0.47257 * Valor3(i) + 0.17351 * (Valor3(i)) ^ 2)
Cells(12 + i, 19) = Bt(i)

Else
Cells(12 + i, 17) = Empty
Cells(12 + i, 18) = Empty
Cells(12 + i, 19) = Empty
End If
Else
Cells(12 + i, 17) = Empty
Cells(12 + i, 18) = Empty
Cells(12 + i, 19) = Empty
End If
Next
MsgBox "El valor de Rs debe estar en el rango de 90 < Rs < 2637"
End Sub

```

A.11. CORRELACION DE KARTOATMODJO & SCHMIDT PARA CALCULO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO

```

CommandButton1 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
Dim gas, gravedadAPI, Temperatura, Temperaturasep, Psep As Double
Dim n As Integer
Dim i As Integer
Dim Valor As Double
Dim rgas(200) As Double
Dim Co(200), Rs(200), P(200) As Double

n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")
gas = InputBox("Valor de la gravedad especifica del gas", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS")
gravedadAPI = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API (14.4<API<58.9)", "GRAVEDAD API")
Temperatura = InputBox("Valor de la Temperatura del Sistema °F", "TEMPERATURA DEL SISTEMA")
Temperaturasep = InputBox("Valor de la Temperatura en el Separador°R", "TEMPERATURA DEL SEPARADOR")
Psep = InputBox("Valor de la Presion en el Separador, Psia", "PRESION DEL SEPARADOR")

For i = 1 To n
Rs(i) = Cells(12 + i, 17)
    If Rs(i) > 0 Then
        If Rs(i) < 2890 Then
            P(i) = Cells(12 + i, 18)
            Valor = Log(Psep / 114.7) / Log(10)
            rgas(i) = gas * (1 + 5.912 * (10 ^ -5) * (gravedadAPI) * (Temperaturasep - 460) * Valor)
            Cells(12 + i, 19) = rgas(i)
            Co(i) = (6.8257 * Rs(i) ^ 0.5002 * gravedadAPI ^ 0.3613 * Temperatura ^ 0.76606 * rgas(i) ^ 0.35505) / (P(i) * 10 ^ 6)
            Cells(12 + i, 20) = Co(i)
        Else
            Cells(12 + i, 19) = Empty
            Cells(12 + i, 20) = Empty
        End If
    Else
        Cells(12 + i, 19) = Empty
        Cells(12 + i, 20) = Empty
    End If
Next
MsgBox "El valor de Rs debe estar en el rango de 0 < Rs < 2890"
End Sub

```

A.12. CORRELACION DE ELMABROUK, ZEKRI & SHIRIF PARA CALCULO DE PB Y BO. (CASOS A NIVEL MUNDIAL)

```
CommandButton1 Click
Private Sub CommandButton1_Click()
    Dim oil, API, T As Double
    Dim n As Integer
    Dim i As Integer
    Dim Rs(200), Pb(200), Psep(200), Bob(200) As Double

    n = InputBox("Número de Datos", "DATOS")
    oil = InputBox("Valor de la gravedad especifica del aceite en Stock Tank 60°/60°", "GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE")
    API = InputBox("Ingrese el valor de la gravedad API en el Stock Tank (22<API<45)", "GRAVEDAD API")
    T = InputBox("Valor de la Temperatura del Yacimiento °F", "TEMPERATURA DEL YACIMIENTO")

    For i = 1 To n
        Rs(i) = Cells(12 + i, 44)
        Psep(i) = Cells(12 + i, 45)
        If Rs(i) >= 10 Then

            If Rs(i) <= 1256 Then

                Pb(i) = (Rs(i) ^ 0.638) * (Psep(i) ^ 0.18) * (oil ^ 0.98) * (T ^ 0.658)
                Cells(12 + i, 46) = Pb(i)

                Bob(i) = 1.6624 + 0.000512 * Rs(i) + 0.0015 * Psep(i) - 0.802 * oil + 0.000501 * T

                Cells(12 + i, 47) = Bob(i)

            Else

                Cells(12 + i, 46) = Empty
                Cells(12 + i, 47) = Empty

            End If

        Else

            Cells(12 + i, 46) = Empty
            Cells(12 + i, 47) = Empty

        End If
    Next
    MsgBox "El valor de Rs en el separador, debe estar en el rango de 10 < Rsep < 1256"
End Sub
```

ANEXO B. TABLAS PRUEBA PVT REAL

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

Fecha:	
Identificación del informe:	
Nombre y Dirección del Laboratorio:	
Nombre y Dirección del Cliente:	
Descripción de la muestra:	
Revisa:	
Aprueba:	

Características de la Formación

Nombre Formación:	Zona:
Fecha Completamiento:	
Presión original del yacimiento:	psi @ ft
Tasa de Producción Inicial	Bls/día
Gravedad API	
Capa de Gas Original	SI NO
Temperatura del Yacimiento (°F)	
Rs (SCF/STB)	

Características del Pozo

Profundidad Total (ft)	
Intervalo Productor (ft)	7958-8035
Presión Inicial de Cierre	psi @ ft
Temperatura de Fondo	170 °F @ (Est.) ft
Tasa de Producción (Bls/día)	
GOR (SCF/STB)	
B.S.W. (%)	
Presión Actual de Cierre	psi @ ft
Presión Actual de Fondo Fluyendo	psi @ ft
Gravedad Especifica del Gas	

Condiciones de Muestreo

Presión de Separador (psi)	
Temp. de Separador (°F)	
Tasa de Gas (Mscf/día)	
Tasa de Aceite (Bls/día)	
Temp. del Tanque (°F)	
Gravedad API	
Presión en Cabeza de Pozo (psia)	

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA DE FLUIDO DE YACIMIENTO

Componentes	Mol %	Peso %	Densidad a 60°F gr/cc	°API a 60°F	Peso Molecular
Sulfuro de Hidrogeno	NO	NO			
Dióxido de Carbono	NO	NO			
Nitrógeno	0,05	0,02			
Metano	45,06	8,95			
Etano	8,14	3,03			
Propano	6,39	3,49			
Iso Butano	1,63	1,17			
Normal Butano	3,25	2,34			
Iso Pentano	1,35	1,2			
Normal Pentano	1,4	1,25			
Hexanos	1,19	1,27			
Heptanos +	31,54	77,28	0,8489	35,3	198
	100	100			

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

DATOS VOLUMETRICOS DE LA MUESTRA DE FLUIDO DE YACIMIENTO

1. Presión de saturación (presión del punto de burbuja)		3268 Lpcm	a 170°F
2. Volumen específico a la presión de saturación		0,02489 pies ³ /lb	a 170°F
3. Expansión térmica del petróleo saturado	a 5000 Lpc	Va 170°F	1,05926
		Va 170°F	

4. Compresibilidad del petróleo saturado a la temperatura de yacimiento, Vol/Vol/Lpc

de 5000 Lpc	a 4500 Lpc	13,06*10 ⁻⁶
de 4500 Lpc	a 4000 Lpc	14,19*10 ⁻⁶
de 4000 Lpc	a 3500 Lpc	14,25*10 ⁻⁶
de 3500 Lpc	a 3268 Lpc	15,09*10 ⁻⁶

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS		
MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA		
RELACIONES DE PRESION Y VOLUMEN A 170°F		
Presion Lpcm	Volumen Relativo (1)	Funcion "Y" (2)

5000	0,976	
4500	0,982	
4000	0,989	
3500	0,997	
3400	0,998	
3350	0,999	
3300	0,999	
3268	1,000	
3240	1,002	
3186	1,007	3,696
3122	1,014	3,639
3020	1,023	3,622
2920	1,034	3,506
2745	1,057	3,351
2460	1,102	3,194
2160	1,171	2,977
1827	1,287	2,727
1500	1,461	2,531
1185	1,752	2,308
985	2,043	2,189
850	2,335	2,094
750	2,627	2,023
670	2,908	1,988
555	3,496	1,907
470	4,069	1,880
410	4,659	1,838
365	5,232	1,805

(1) Volumen Relativo: V/V_{sat} . Son barriles a las presiones indicadas por barril a la presión de saturación

(2) Funcion "Y" = $(P_{sat}-P)/(P_{abs})(V/V_{sat}-1)$

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

RELACIONES DE PRESION Y VOLUMEN A 170°F

Presion Lpcm	GOR en solución (1)	Volumen Relativo del Petróleo (2)	Volumen Relativo Total (3)	Densidad del Petróleo (gm/cc)	Factor de Desviación "Z"	FVF del gas (Bg) (4)	Incremento Gravedad del gas
3268	1079	1,605	1,605	0,6437			
3100	1015	1,574	1,628	0,6499	0,830	0,00474	0.739
2900	942	1,541	1,664	0,6565	0,824	0,00503	0.726
2700	876	1,511	1,705	0,6627	0,822	0,00539	0.715
2500	811	1,481	1,759	0,6690	0,822	0,00582	0.709
2300	746	1,454	1,830	0,6750	0,823	0,00633	0.698
2100	686	1,427	1,915	0,6812	0,828	0,00697	0.695
1900	625	1,403	2,038	0,6866	0,834	0,00776	0.691
1700	567	1,377	2,177	0,6928	0,845	0,00878	0.689
1500	512	1,353	2,366	0,6993	0,855	0,01005	0.691
1200	429	1,316	2,809	0,7092	0,881	0,01292	0.698
900	348	1,281	3,573	0,7188	0,904	0,01761	0.721
600	268	1,245	5,149	0,7287	0,933	0,02702	0.763
300	181	1,206	9,937	0,7393	0,965	0,05459	0.846
0	0	1,052		0,7949			1.386

a 60°F 1000

Gravedad del aceite residual = 37,5°API a 60°F

(1) Pies cúbicos de gas a 14,7 Lpca y 60°F. Por barril de petróleo residual a 60°F

(2) Barriles de petróleo a las presiones indicadas y 170°F. Por barril de petróleo residual a 60°F

(3) Barriles de petróleo mas gas liberado a las presiones indicadas y 170°F. Por barril de petróleo residual a 60°F

(4) Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas y 170°F. Por pie cubico a 14,7 Lpca y 60°F

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

DATOS DE VISCOSIDAD A 170°F

Presión Lpcm	Viscosidad del petróleo cp	Viscosidad del gas calculado cp	Relación viscosidad petróleo/gas
5000	0,688		
4500	0,659		
4000	0,630		
3500	0,597		
3268	0,582		
3100	0,613	0,0229	26,8
2900	0,647	0,0217	29,8
2700	0,686	0,0205	33,5
2500	0,725	0,0195	37,2
2300	0,773	0,0187	41,3
2100	0,819	0,0179	45,7
1900	0,867	0,0171	50,7
1700	0,930	0,0163	57,1
1500	1,013	0,0155	65,4
1200	1,119	0,0146	76,6
900	1,283	0,0138	93,0
600	1,570	0,0130	120,8
300	2,230	0,0121	184,3
0	3,099		

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

PRUEBAS DE SEPARADOR DE LA MUESTRA DE FLUIDO DE YACIMIENTO

Presión Lpcm	Temperatura del separador °F	GOR (1)	GOR (2)	Gravedad a condiciones del tanque °API a 60°F	FVF (3)	Factor volumétrico del separador (4)	Gravedad específica del gas
300	75	668	760			1,137	0,672*
0	75	195	196	38,6	1,543	1,007	
200	75	713	791			1,110	0,693*
0	75	149	150	38,8	1,526	1,007	
100	75	792	852			1,075	0,725*
0	75	89	90	38,8	1,534	1,007	
50	75	892	935			1,048	0,759*
0	75	45	45	38,6	1,548	1,007	

* Recolectado y analizado en el laboratorio

(1) Relación gas/petróleo en pies cúbicos de gas a 60°F y 14,7 Lpca por barril de petróleo a presión y temperatura indicadas

(2) Relación gas/petróleo en pies cúbicos de gas a 60°F y 14,7 Lpca por barril de petróleo a condiciones de tanque a 60°F

(3) Factor volumétrico de formación es los barriles de petróleo saturado a 3268 Lpcm y 170°F por barril de petróleo a condiciones de tanque a 60°F

(4) Factor volumétrico del separador es los barriles de petróleo a presión y temperatura indicadas por barril de petróleo a condiciones de tanque a 60°F

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA DE GAS DEL SEPARADOR*

Componentes	%Molar	G.P.M.
Sulfuro de Hidrogeno	NO	
Dióxido de Carbono	NO	
Nitrógeno	0,32	
Metano	84,41	
Etano	9,46	
Propano	3,93	1,079
Iso Butano	0,49	0,160
Normal Butano	0,77	0,242
Iso Pentano	0,16	0,059
Normal Pentano	0,15	0,054
Hexanos	0,12	0,049
Heptanos +	0,19	0,086
	100	1,729

Gravedad del gas calculado (aire=1) = 0,672

Valor calorífico bruto calculado = 1189 BTU. Por pie cubico de gas seco a 14,7 Lpca y 60°F

* Tomado a 300 Lpcm y 75°F. En el laboratorio

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA DE GAS DEL SEPARADOR*

Componentes	%Molar	G.P.M.
Sulfuro de Hidrogeno	NO	
Dióxido de Carbono	NO	
Nitrógeno	0,32	
Metano	81,96	
Etano	10,52	
Propano	4,86	1,334
Iso Butano	0,63	0,206
Normal Butano	1,01	0,318
Iso Pentano	0,22	0,080
Normal Pentano	0,19	0,069
Hexanos	0,14	0,057
Heptanos +	0,15	0,068
	100	2,132

Gravedad del gas calculado (aire=1) = 0,693

Valor calorífico bruto calculado = 1221 BTU. Por pie cubico de gas seco a 14,7 Lpca y 60°F

* Tomado a 200 Lpcm y 75°F. En el laboratorio

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA DE GAS DEL SEPARADOR*

Componentes	%Molar	G.P.M.
Sulfuro de Hidrogeno	NO	
Dióxido de Carbono	NO	
Nitrógeno	0,30	
Metano	78,72	
Etano	11,46	
Propano	6,26	1,719
Iso Butano	0,88	0,287
Normal Butano	1,47	0,462
Iso Pentano	0,32	0,117
Normal Pentano	0,29	0,105
Hexanos	0,17	0,069
Heptanos +	0,13	0,059
	100	2,818

Gravedad del gas calculado (aire=1) = 0,725

Valor calorífico bruto calculado = 1272 BTU. Por pie cubico de gas seco a 14,7 Lpca y 60°F

* Tomado a 100 Lpcm y 75°F. En el laboratorio

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

MUESTREO EN SUPERFICIE E IDENTIFICACION DE LA MUESTRA

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA MUESTRA DE GAS DEL SEPARADOR*

Componentes	%Molar	G.P.M.
Sulfuro de Hidrogeno	NO	
Dióxido de Carbono	NO	
Nitrógeno	0,28	
Metano	75,87	
Etano	11,96	
Propano	7,35	2,017
Iso Butano	1,21	0,395
Normal Butano	2,03	0,638
Iso Pentano	0,47	0,172
Normal Pentano	0,42	0,152
Hexanos	0,23	0,094
Heptanos +	0,18	0,082
	100	3,552

Gravedad del gas calculado (aire=1) = 0,759

Valor calorífico bruto calculado = 1325 BTU. Por pie cubico de gas seco a 14,7 Lpca y 60°F

* Tomado a 50 Lpcm y 75°F. En el laboratorio

ANEXO C. DATOS PRUEBA PVT REAL

DATOS PRUEBA PVT REAL		
-----------------------	--	--

DATOS DE YACIMIENTO		
Presión en el punto de burbuja	3282,7	psia
Presión de yacimiento	3566,7	Psia
Temperatura de yacimiento	170	F
Factor volumétrico de formación	1,4902	BY/BN
Solubilidad del gas en el aceite	1144,8	SCF/STB
Densidad	39,3	lb/ft ³
Viscosidad	0,7	Cp
Compresibilidad	14,25*10 ⁻⁶	psi ⁻¹
Gravedad específica del aceite	0,8372	
Gravedad API	37,5	API

DATOS DEL SEPARADOR		
Presión en el separador	314,7	Psia
Presión de burbuja	3282,7	Psia
Temperatura en el separador	75	F
Gravedad específica del gas	0,672	
Factor volumétrico de formación	1,137	BY/BN
Solubilidad del gas en el aceite	181	SCF/STB
Densidad	46,15	lb/ft ³
Gravedad específica del aceite	0,831864	
Gravedad API	38,6	API

DATOS A PRESION DE BURBUJA		
Factor volumétrico de formación en el punto de burbuja	1,58	STB/SCF
Solubilidad del gas en el aceite en el punto de burbuja	1080	SCF/STB
Densidad a presión de burbuja	39,95	lb/ft ³
Viscosidad a presión de burbuja	0,58	Cp
Compresibilidad a presión de burbuja	15.09*10 ⁻⁶	psi ⁻¹
Gravedad específica del gas	0,89	
Viscosidad del aceite muerto	3,099	Cp

ANEXO D. TABLAS DE DATOS CALCULADOS

Presion (Psia)	Bo (PVT Real)	Rs (PVT Real)	Standing (1947)	Vasquez & Beggs (1980)	Al-Marhoun (1988)	Petrosky & Farshad (1993)
			Bo	Bo	Bo	Bo
14,7	1,05	0				
314,7	1,2	175	1,05614778	1,130255491	1,151129015	
614,7	1,23	270	1,057556082	1,175169192	1,198126056	1,195952094
914,7	1,27	350	1,058559562	1,212991257	1,236313031	1,239317454
1214,7	1,32	425	1,0594018	1,248449442	1,271487032	1,279344814
1514,7	1,37	510	1,060272201	1,288635386	1,310929314	1,324227018
1714,7	1,384	560	1,060751088	1,312274176	1,334007085	1,350456738
1914,7	1,4	625	1,061343345	1,343004604	1,363933605	1,384413753
2114,7	1,42	670	1,061735857	1,364279515	1,384627047	1,407847477
2314,7	1,45	750	1,062403086	1,402101579	1,421410249	1,449390443
2514,7	1,47	810	1,062880951	1,430468128	1,449021999	1,480471151
2714,7	1,51	870	1,063341835	1,458834676	1,476675655	1,511502201
2914,7	1,55	940	1,063860363	1,491928983	1,509011014	1,547657313
3114,7	1,58	1010	1,064360399	1,525023289	1,541442728	1,583774624
3264,7	1,6	1085	1,064877775	1,560481475	1,576315103	1,6224429

Presion (Psia)	Densidad Oil (PVT) gr/cc	Densidad Oil PVT lb/ft3	Ec. Balance de Materiales	Vasquez & Beggs	Standing	Mc Cain & Hill
			Densidad Oil	Densidad Oil	Densidad Oil	Densidad Oil
14,7	0,8	49,90814173	43,86935982	39,930656	49,35222049	
314,7	0,74	46,1650311	43,26017984	39,76556302	47,56280957	47,71560768
614,7	0,72	44,91732755	42,69161186	39,53377893	46,58310982	46,72756216
914,7	0,71	44,29347578	42,12304389	39,28701023	45,76933068	45,94925625
1214,7	0,705	43,9815499	41,63569991	39,02306972	45,02080307	45,26032446
1514,7	0,7	43,66962401	41,14835593	38,73924348	44,19289156	44,52330932
1714,7	0,69	43,04577224	40,49856395	38,43210495	43,7170356	44,10997502
1914,7	0,6803	42,44063602	40,13305597	38,09723832	43,1114529	43,59355161
2114,7	0,68	42,42192047	39,60509999	37,72881223	42,70105455	43,24916068
2314,7	0,67	41,7980687	39,19898	37,31889381	41,98962692	42,66185481
2514,7	0,66	41,17421692	38,50857603	36,60034539	41,47139178	42,24113018
2714,7	0,65	40,55036515	37,89939605	35,69718831	40,96625602	41,83630887
2914,7	0,645	40,23843927	37,24960408	34,46904452	40,39331829	41,38297935
3114,7	0,642	40,05128374	36,47797611	32,49504892	39,83774474	40,94887687
3264,7	0,64	39,92651338	35,05655617		39,26133234	40,50378962

Presion (Psia)	Rs (PVT Real)	Standing (1947)	Lasater (1958)	Vasquez & Beggs (1980)	Glaso (1980)	C.F.P(1947)	Al- Marhoun (1988)	Petrosky & Farshad (1993)	Kartoatmodjo & Schmidt (1994)
		Rs	Rs	Rs	Rs	Rs	Rs	Rs	Rs
14,70	0,00	5,51		1,76		1,08			3,04
314,70	175,00	72,20	12,32	66,69		34,28	31,85		86,64
614,70	270,00	154,65	123,05	147,64	146,46	73,00	81,23		180,20
914,70	350,00	245,72	228,38	236,65	212,73	114,34	141,62	233,13	278,32
1214,70	425,00	343,05	333,41	331,38	281,89	157,50	210,57	288,14	379,57
1514,70	510,00	445,36	441,00	430,64	354,51	202,08	286,71	347,99	483,21
1714,70	560,00	515,93	515,20	498,94	405,00	232,45	341,01	390,50	553,40
1914,70	625,00	588,19	592,00	568,74	457,25	263,28	397,90	435,08	624,38
2114,70	670,00	661,99	671,93	639,93	511,33	294,53	457,21	481,67	696,05
2314,70	750,00	737,22	755,52	712,39	567,31	326,17	518,80	530,24	768,36
2514,70	810,00	813,78	843,32	786,03	625,24	358,16	582,55	580,78	841,26
2714,70	870,00	891,58	945,46	860,78	685,19	390,48	648,35	633,24	914,70
2914,70	940,00	970,56	1066,12	936,56	747,22	423,11	716,11	687,61	988,65
3114,70	1010,00	1050,64	1192,01	1013,33	811,39	456,03	785,76	743,86	1063,09
3264,70	1085,00	1111,40	1290,79	1071,51	860,97	480,90	839,18	787,27	1119,21

Presion (Psia)	Rs (PVT Real)	Viscosidad del Aceite (PVT Real)	Chew & Conelly 1	Chew & Conelly 2	Chew & Conelly 3	Beggs & Robinson	Labedi 2	Kaye Flash una sola etapa	Kaye Flash Liberación Diferencial	Osorio (1990)	Bergman (2000)
			Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite	Viscosidad del Aceite
14,7	0	3,10	3,0990	3,0711	3,0262	3,0996	1,6276	3,0962	3,0807		
314,7	175	2,25	2,0476	1,9295	1,8938	1,4192	1,6276	1,6353	1,4266	1,6684	1,7537
614,7	270	1,58	1,6785	1,5769	1,5420	1,1331	1,4257	1,3704	1,1503	1,3805	1,4281
914,7	350	1,28	1,4384	1,3541	1,3281	0,9787	1,2685	1,2224	1,0003	1,1931	1,2386
1214,7	425	1,10	1,2573	1,1882	1,1750	0,8731	1,1424	1,1186	0,8972	1,0504	1,1037
1514,7	510	1,00	1,0919	1,0371	1,0408	0,7822	1,0392	1,0271	0,8079	0,9182	0,9842
1714,7	560	0,95	1,0104	0,9626	0,9763	0,7386	0,9801	0,9824	0,7649	0,8524	0,9261
1914,7	625	0,85	0,9187	0,8787	0,9043	0,6902	0,9274	0,9320	0,7168	0,7779	0,8607
2114,7	670	0,82	0,8633	0,8279	0,8605	0,6609	0,8801	0,9012	0,6877	0,7327	0,8209
2314,7	750	0,78	0,7786	0,7499	0,7919	0,6158	0,8374	0,8532	0,6428	0,6632	0,7593
2514,7	810	0,70	0,7248	0,7001	0,7462	0,5867	0,7986	0,8217	0,6136	0,6191	0,7192
2714,7	870	0,68	0,6779	0,6567	0,7039	0,5608	0,7632	0,7934	0,5876	0,5807	0,6834
2914,7	940	0,65	0,6307	0,6128	0,6578	0,5340	0,7309	0,7638	0,5605	0,5423	0,6463
3114,7	1010	0,60	0,5903	0,5753	0,6144	0,5102	0,7012	0,7372	0,5365	0,5096	0,6133
3314,7		0,58									
3514,7		0,60									
4014,7		0,63									
4514,7		0,65									
5014,7		0,68									