



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA PETROLERA Y DE GAS NATURAL – PRODUCCIÓN

ANÁLISIS, DESARROLLO, SELECCIÓN Y CALIBRACIÓN DE
CORRELACIONES PVT DE ACEITE SATURADO PARA
CAMPOS PETROLEROS DE MÉXICO

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

PRESENTA:
ING. YULIANA LOURDES GONZÁLEZ MAYA

TUTOR PRINCIPAL
DR. TEODORO IVÁN GUERRERO SARABIA
FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

MÉXICO, D. F. MARZO DE 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando

Secretario: M.I. Gómez Cabrera José Ángel

Vocal: Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván

1^{er}. Suplente: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel

2^{do}. Suplente: M.I. Leon García Alfredo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván



FIRMA

Agradecimientos

A Dios. Te agradezco por haber iluminado mi camino para salir adelante junto con mi familia. Por haberme ayudado a alcanzar varias metas y sé que me apoyarás en las que siguen. Gracias te doy por lograr ser Maestra en Ingeniería Petrolera y de Gas Natural.

A mi director de tesis Dr. T. Iván Guerrero Sarabia. Gracias por ayudarme en el desarrollo y culminación de este trabajo. Por compartir sus conocimientos y experiencias. Por sus valiosos consejos y recomendaciones. Por su dedicación, interés y compromiso.

Al M.I. José Ángel Gómez Cabrera. Gracias maestro por su aportación, orientación, apoyo, paciencia y comprensión.

Al M.I. Juan de la Cruz Clavel López. Gracias por su valiosa aportación para la realización de este trabajo.

A mis sinodales: el Dr. Fernando Samaniego, el Dr. Erick Luna Rojero y al M.I. Alfredo León García. Gracias por dedicar parte de su tiempo en la revisión de este trabajo y por sus recomendaciones para la mejora del mismo.

A la UNAM. Por darme la oportunidad de pertenecer a la mejor universidad. Por respaldar con tu nombre mi profesión. Me siento orgullosa por decir que soy universitaria.

A la Facultad de Ingeniería. Gracias por darme las herramientas en tus aulas para desarrollarme profesionalmente.

Al Posgrado de Ingeniería. Por darme un mayor conocimiento y la oportunidad de obtener el grado de Maestra en Ingeniería.

Agradecimientos

A mi madre Lilia Fidelina Maya Figueroa. Eres mi mejor amiga, me has apoyado en todo el trayecto de mi vida, me has dado los mejores consejos para tomar las mejores decisiones, te debo todo lo que soy y todo lo que he logrado. Siempre has estado en mis alegrías, tristezas, angustias y enfermedades. En todos los momentos difíciles me has confortado con tus sabias palabras. Te agradezco mucho porque has dado tu esfuerzo, trabajo y juventud a todos tus hijos quienes han terminado una o más carreras gracias a ti. ¡Te quiero mucho mami!

A mi padre Ing. Héctor González Martínez. Te agradezco por ser mi padre. Dedico a tu memoria este trabajo. Descansa en paz †.

A mi hermana Ing. Lilia Simona González Maya. Hermanita hermosa, agradezco los consejos que me has dado en la escuela y en la vida. De apoyarme con tus palabras cuando más lo necesito. Eres una persona buena pero que no se deja de nadie. Más que una hermana, has sido como una mamá hermanita para mí. Te quiero mucho Simoncita.

A mi hermano M.F. Héctor González Maya. Gracias hermanito por cuidarme en todo momento, protegerme y defenderme siempre que lo necesito. Por darme consejos cuando te los pido, escucharme cuando hablo contigo. Y sobre todo, por quererme y demostrarlo todos los días. Gracias por ser noble pero de carácter fuerte. Eres mi papá hermanito y te quiero mucho.

A mi hermano Ing. Carlos Alberto González Maya. Gracias por apoyarme en el desarrollo de la tesis y por tus valiosos consejos. Eres mi hermanito más pequeño, has sido mi compañero de juegos desde la infancia y aún seguimos compartiendo muchas cosas. Gracias porque de ti he aprendido varias cosas. Te quiero mucho hermanito.

A mi hermana Sandra Lorena González Maya. Gracias por ser mi hermana, por haber sido mi amiga de niñas. Por enseñarme que eres una persona que se enfrenta a la vida con entereza y carácter. Por no darte por vencida frente a las situaciones que has vivido. Te quiero hermana mía.

A mi abuelita Reynalda Ortega Jarquín. Por cuidar y querer mucho a mi mamá, por darle una educación honrada y honesta cuyos valores fueron transmitidos e inculcados en nosotros a través de ella. Gracias a las enseñanzas que le diste a mi mamá, todos tus nietos han terminado carrera. Abuelita, donde quiera que estés, descansa en paz †.

Yuliana Lourdes González Maya

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	I
LISTA DE TABLAS.....	V
RESUMEN	VII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	5
1.1. CORRELACIONES PVT PUBLICADAS.....	5
1.2. CORRELACIONES PVT DESARROLLADAS PARA ACEITES DE MÉXICO	13
1.3. ESTUDIOS EXISTENTES PARA LA EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LAS CORRELACIONES PVT	16
1.4. MÉTODOS DE CALIBRACIÓN DE CORRELACIONES PVT	18
CAPÍTULO 2. PRUEBAS CONVENCIONALES PVT PARA CUANTIFICAR LAS PROPIEDADES DEL ACEITE	19
2.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE.....	19
2.2. PRUEBAS PVT DE LABORATORIO.....	21
2.2.1. Prueba de expansión a composición constante (ECC).....	22
2.2.2. Prueba de expansión con liberación diferencial (ELD)	24
2.2.3. Prueba de separadores.....	26
2.3. VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PVT	27
2.3.1. Prueba de densidad.....	27
2.3.2. Prueba de linealidad de la función “Y”	28
2.3.3. Prueba de balance de materia.....	30
2.3.4. Prueba de desigualdad	31
2.4. CORRECCIÓN DE LA PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL A CONDICIONES DEL SEPARADOR.....	32
CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE LAS CORRELACIONES PVT	33
3.1. DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS PVT	33
3.2. PROCESAMIENTO Y VALIDACIÓN DE LOS REPORTES PVT	35
3.2.1. Procesamiento de la información de los reportes PVT.....	35
3.2.2. Validación de los reportes PVT.....	37
3.2.3. Corrección de los datos de la liberación diferencial a las condiciones del separador.....	39

Contenido

3.3. ANÁLISIS MATEMÁTICO PARA EL DESARROLLO DE NUEVAS CORRELACIONES	40
3.3.1. <i>Formulación matemática</i>	40
3.3.2. <i>Método numérico</i>	47
3.4. CORRELACIONES PROPUESTAS PARA LOS ACEITES DE MÉXICO	50
3.4.1. <i>Presión de burbuja (p_b)</i>	51
3.4.2. <i>Relación de solubilidad (R_s)</i>	52
3.4.3. <i>Factor de volumen del aceite (B_o)</i>	53
3.4.4. <i>Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja en la prueba de separadores (B_{obj})</i>	55
CAPÍTULO 4. CRITERIO DE SELECCIÓN Y MÉTODO DE CALIBRACIÓN DE LAS CORRELACIONES PVT.....	57
4.1. CRITERIO DE SELECCIÓN	57
4.1.1. <i>Parámetros estadísticos para la evaluación de las correlaciones PVT</i>	57
4.1.2. <i>Criterio de selección de correlación</i>	59
4.2. MÉTODO DE CALIBRACIÓN	60
4.2.1. <i>Calibración mediante una función de ajuste</i>	60
CAPÍTULO 5. PVTSEL: PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA SELECCIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS CORRELACIONES PVT.	67
5.1. FUNCIONALIDADES DE PVTSEL	67
5.2. PROCESAMIENTO Y VALIDACIÓN DEL REPORTE PVT.	71
5.2.1. <i>Entrada de datos</i>	71
5.2.2. <i>Validación</i>	72
5.2.3. <i>Generación de la prueba combinada</i>	72
5.3. ANÁLISIS, SELECCIÓN Y CALIBRACIÓN DE CORRELACIONES	73
5.3.1. <i>Análisis y selección de las correlaciones</i>	73
5.3.2. <i>Generación de la función "Factor de ajuste"</i>	76
5.3.3. <i>Calibración de la correlación seleccionada</i>	77
5.3.4. <i>Resultados del análisis</i>	77
5.4. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PVT DEL ACEITE Y DEL GAS ASOCIADO.	78
CAPÍTULO 6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	81
6.1. EVALUACIÓN DE LAS CORRELACIONES PUBLICADAS EN LA LITERATURA.	81
6.1.1. <i>Presión de burbuja, p_b</i>	82
6.1.2. <i>Relación gas disuelto-aceite a la presión atmosférica, R_s (64 puntos)</i>	85
6.1.3. <i>Factor volumétrico del aceite en el punto de burbuja, B_{ob} (64 puntos)</i>	86
6.2. EVALUACIÓN DE LAS CORRELACIONES DESARROLLADAS	89
6.2.1. <i>Correlación propuesta para el cálculo de p_b</i>	89

Contenido

6.2.2. Correlación propuesta para el cálculo de B_{ob}	95
6.2.3. Correlación propuesta para el cálculo de B_{obf}	101
6.3. EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CALIBRACIÓN ALTERNATIVO.....	102
6.3.1. Método utilizado por los simuladores comerciales.....	102
6.3.2. Método propuesto.....	103
6.3.3. Comparación de ambos métodos.....	104
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
NOMENCLATURA.....	109
APÉNDICE A. BASE DE DATOS FORMADA PARA EL DESARROLLO DE LAS CORRELACIONES PROPUESTAS.....	113
A.1. BASE DE DATOS.....	113
A.2. DATOS REQUERIDOS DEL REPORTE PVT DE LA MUESTRA TRES.....	116
A.3 VALIDACIÓN DE LOS REPORTES PVT CON LA PRUEBA DE DENSIDAD.....	118
APÉNDICE B. COMPORTAMIENTO DE LAS CORRELACIONES PUBLICADAS EN LA LITERATURA.....	121
B.1. PRESIÓN DE BURBUJA, p_b (64 PUNTOS).....	122
B.2. RELACIÓN DE SOLUBILIDAD EN EL PUNTO DE BURBUJA, R_{sb} (64 PUNTOS).....	126
B.3 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD A $p \leq p_b$, R_s (465 PUNTOS).....	130
B.4. FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE EN EL PUNTO DE BURBUJA, B_{ob} (64 PTS.).....	134
B.5. FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE A $p \leq p_b$, B_o (465 PUNTOS).....	138
APÉNDICE C. MANUAL DE USUARIO DE PVTSEL.....	143
C.1. EJECUCIÓN DE PVTSEL.....	144
C.2. PROCESAMIENTO DE LOS DATOS DEL REPORTE PVT.....	145
C.3. ANÁLISIS DE LAS CORRELACIONES PVT.....	148
C.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES PVT.....	159
REFERENCIAS.....	161

Contenido

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 Representación de la prueba de expansión a composición constante.	23
Fig. 2.2 Variación del volumen total de hidrocarburos en cada nivel de presión	23
Fig. 2.3 Comportamiento de la función Y	24
Fig. 2.4 Representación de la prueba de liberación diferencial.	25
Fig. 2.5 Variación del volumen diferencial en cada nivel de presión.	25
Fig. 2.6 Representación de la prueba de separadores en el laboratorio.	26
Fig. 2.7 Efecto de p_{sp} sobre γ_{API} , R_{sb} y B_{ob}	27
Fig. 2.8 Comportamiento lineal de la función Y para $p < p_b$	29
Fig. 2.9 Comportamiento no lineal de la función Y . La p_b reportada en el informe esta sobreestimada.	29
Fig. 2.10 Puntos de la función Y que presentan una tendencia lineal expresados con una regresión de la forma $Y_{reg} = mx + b$	30
Fig. 3.1 Validación de la muestra “tres” (apéndice A) con la prueba de linealidad de la función Y	38
Fig. 3.2 Método SVD implementado en una macro en Excel.	48
Fig. 3.3 Comportamiento de B_{obf} con respecto a B_{obd} (55 pts.)	55
Fig. 4.1 Comportamiento del factor de ajuste contra la presión	61
Fig. 4.2 Funciones de regresión que tratan de representar el comportamiento de F_A	63
Fig. 4.3 Definiendo F_A^* con una sola función de regresión	64
Fig. 4.4 Definiendo F_A^* con dos funciones de regresión distintas	65
Fig. 4.5 Diagrama de flujo para calibrar la correlación seleccionada a los datos del reporte PVT	66
Fig. 5.1 Diagrama de flujo con las funcionalidades de PVTSEL.	70
Fig. 5.2 Interfaz gráfica del programa PVTSEL para la lectura y validación de datos del reporte PVT, así como para la generación de la prueba combinada.	72
Fig. 5.3 Ventana con los resultados del análisis de las correlaciones para p_b	74
Fig. 5.4 Ventana para analizar las correlaciones programadas para R_s	75
Fig. 5.5 Evaluación de correlaciones con los parámetros estadísticos del error y el cálculo del factor de comportamiento relativo.	75
Fig. 5.6 Ventana para generar la función “factor de ajuste” para la propiedad de R_s	76
Fig. 5.7 Comparación de una correlación contra datos medidos, antes y después de la calibración.	77

Lista de figuras

Fig. 5.8 Resultados del análisis.....	78
Fig. 5.9 Gráficas de las propiedades PVT del aceite y de su gas asociado.	79
Fig. 6.1 p_b : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API....	83
Fig. 6.2 p_b : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para 8.76-39.4 °API.....	84
Fig. 6.3 p_b (64 pts): mejor y peor comportamiento del valor medido contra el calculado para 8.76 a 39.39°API. Las líneas de arriba hacia abajo indican el error relativo de: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%.....	85
Fig. 6.4 Comportamiento de valor medido contra el calculado de la correlación de Petrosky y Farshad para la relación de solubilidad.	85
Fig. 6.5 R_s a presión atmosférica (64 puntos): parámetros estadísticos del error E_5 , E_6 , E_7 y E_8 de las correlaciones publicadas para el rango de 8.76 a 39.39 °API.	86
Fig. 6.6 B_{ob} : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API. .	87
Fig. 6.7 B_{ob} : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para 8.76-39.4 °API.....	87
Fig. 6.8 B_{ob} (64 pts): mejor y peor comportamiento del valor medido contra el calculado para 8.76 a 39.39°API. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo de: 20%, 10%, 0%, -10% y -20%.....	88
Fig. 6.9 p_b : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de Standing, Vázquez y Al-Marhoun para distintos rangos de grados API.....	90
Fig. 6.10 p_b : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de Standing, Vázquez y Al-Marhoun desarrollados en el rango de 8.76 a 39.4 °API.	90
Fig. 6.11 p_b : comparación de los parámetros estadísticos del error para las correlaciones de Al-Marhoun y su modelo base en el rango de 8.76 a 22.3 °API, 22.3 a 31.1 °API y 31.1 a 39.4 °API.	91
Fig. 6.12 p_b : comparación de los parámetros estadísticos del error para las correlaciones de Lasater y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.	92
Fig. 6.13 R_s : Comparación de los parámetros estadísticos del error entre el modelo base de Al-Marhoun y las correlaciones de la literatura en el rango de 8.76 a 22.3 °API, 22.3 a 31.1 °API y 31.1 a 39.4 °API.	93
Fig. 6.14 R_s : comparación de los parámetros estadísticos del error entre la correlación de Lasater y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.	94
Fig. 6.15 R_s (401 pts.): comparación de valores medidos contra los calculados con la correlación propuesta y la mejor de la literatura, en el rango de 8.76 a 39.4 °API.....	94
Fig. 6.16 B_{ob} : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de: Standing, Al-Marhoun, Vázquez, Glaso, Elsharkawy, Al-Shammasi y Al-Marhoun92 para distintos rangos de grados API.	95
Fig. 6.17 B_{ob} : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de: Standing, Al-Marhoun, Vázquez, Glaso, Elsharkawy, Al-Shammasi y Al-Marhoun92 desarrollados en el rango de 8.76-39.4 °API.....	96
Fig. 6.18 B_{ob} : Comparación de los parámetros estadísticos del error entre los modelos seleccionados de Al-Marhoun y los mejores de la literatura en distintos rangos de grados API.....	97

Lista de figuras

Fig. 6.19 B_{ob} : comparación de los parámetros estadísticos del error para la correlación de Farshad y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.....	98
Fig. 6.20 B_o : comparación de los parámetros estadísticos del error entre las correlaciones propuestas y las mejores de la literatura, para distintos rangos de grados API.....	99
Fig. 6.21 B_o : comparación de los parámetros estadísticos del error para la correlación de Farshad y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.....	100
Fig. 6.22 B_o (465 pts.): comparación de los valores medidos y los calculados con la correlación propuesta y la mejor de la literatura, en el rango de 8.76 a 39.4 °API.....	100
Fig. 6.23 Parámetros estadísticos del error: correlación desarrollada para calcular BobS	101
Fig. 6.24 Comportamiento del valor medido vs el calculado de B_{obf}	101
Fig. 6.25 Correlaciones de R_s calibradas con el método convencional utilizado por los simuladores comerciales.	103
Fig. 6.26 Correlaciones de R_s calibradas con el método utilizado por PVTSEL.....	103
Fig. 6.27 Comparación de los parámetros estadísticos del error para distintas correlaciones calibradas con PVTSEL (método propuesto) y con un simulador comercial (método convencional).	104
Fig. B.1 p_b (64 puntos): comportamiento del valor medido contra el calculado de las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%	122
Fig. B.2 Presión de burbuja (64 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API	125
Fig. B.3 R_{sb} (64 puntos): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%.....	126
Fig. B.4 R_{sb} (64 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API.....	129
Fig. B.5 R_s (465 pts): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%	130
Fig. B.6 R_s (465 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API.....	133
Fig. B.7 B_{ob} (64 pts): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 20%, 10%, 0%, -10 y -20%.....	134
Fig. B.8 B_{ob} (64 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API.....	136
Fig. B.9 B_o (465 pts): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 20%, 10%, 0%, -10 y -20%	138
Fig. B.10 B_o (465 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API.....	142

Lista de figuras

Fig. C.1 Ejecución de PVTSEL.....	144
Fig. C.2 Ventana principal para la entrada/lectura de datos del reporte PVT	145
Fig. C.3 Archivo en Excel que contiene la información del reporte PVT de la muestra tres.....	145
Fig. C.4 Ventana “Abrir” para elegir cualquier archivo de Excel con información del reporte PVT.....	146
Fig. C.5 Ventana con los datos del reporte PVT de la muestra tres	146
Fig. C.6 Mensaje de los resultados de las pruebas de validación	146
Fig. C.7 Resultados de las distintas pruebas de validación del reporte PVT para la muestra tres.	147
Fig. C.8 Generación de la prueba combinada.....	147
Fig. C.9 Diagrama de flujo de PVTSEL para el análisis de distintas correlaciones así como su selección y calibración	148
Fig. C.10 Presión de burbuja: análisis de correlaciones	149
Fig. C.11 Generación del factor de ajuste para otra correlación distinta a la sugerida por PVTSEL: a) Lista de correlaciones. b) Mensaje de que se ha seleccionado otra correlación	150
Fig. C.12 Relación de solubilidad: análisis de correlaciones.....	151
Fig. C.13 Relación de solubilidad: generación de la función factor de ajuste.....	152
Fig. C.14 Las líneas punteadas color rojo aparecen con el movimiento del mouse, e indican que en ese punto se puede segmentar el intervalo de presiones.....	153
Fig. C.15 Las líneas punteadas en color negro indican que se ha segmentado el rango de presiones en tres intervalos.....	153
Fig. C.16 Resultados observados al generar la función de ajuste con un error menor al 5%.....	154
Fig. C.17. Resultados observados al generar la función de ajuste con un error mayor al 5%	154
Fig. C.18 R_s : análisis de correlaciones –pestaña “Valor calculado vs medido”	155
Fig. C.19 Relación de solubilidad: análisis de correlaciones -pestaña “Evaluación”.	156
Fig. C.20 Factor de volumen del aceite: análisis de correlaciones.	156
Fig. C.21 Viscosidad del aceite muerto: análisis de correlaciones.....	157
Fig. C.22 Viscosidad del aceite vivo: análisis de correlaciones.....	158
Fig. C.23 Resultados del análisis de correlaciones.....	158
Fig. C.24 Comportamiento gráfico de las propiedades físicas del aceite	159
Fig. C.25 Comportamiento gráfico de las propiedades físicas del gas asociado	160
Fig. C.26 Valor numérico de las propiedades físicas del aceite y gas a diferentes presiones.....	160

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Correlaciones PVT publicadas en la literatura para calcular las propiedades del aceite.	6
Tabla 1.2 Región geográfica, número de muestras y rangos de aplicación de las correlaciones.	7
Tabla 1.3 Correlaciones para calcular p_b	9
Tabla 1.4 Correlaciones para calcular R_{sb}	10
Tabla 1.5 Correlaciones para calcular B_{ob}	12
Tabla 1.6 Correlaciones para p_b , R_s y B_{ob} de los campos: Cantarell, Ku, Abkatun y Pol (Flores, 1986).	14
Tabla 1.7 Correlaciones para p_b , R_s , γ_{gd} y c_o (bajosaturado) para el área Cretácica Chiapas-Tabasco y área Marina Campeche (Santamaría y Hernández, 1989).	15
Tabla 1.8 Rangos de los parámetros para los cuales Santamaría y Hernández desarrollaron sus correlaciones.	16
Tabla 2.1 Definición de las propiedades físicas del aceite.	20
Tabla 2.2 Valor de las constantes C_1 , C_2 y unidades de ρ_{ob} y R_{sb} en la ecuación (2.3).	28
Tabla 2.3 Ecuaciones para corregir R_s y B_o de la prueba de liberación diferencial a condiciones del separador.	32
Tabla 3.1 Rangos de las propiedades cubiertas en la base de datos.	34
Tabla 3.2 Rangos de los datos utilizados para la correlación desarrollada de B_{ob} de la prueba de separadores.	35
Tabla 3.3 Datos requeridos de las pruebas ECC, ELD y de separadores.	36
Tabla 3.4 Validación de la muestra “tres” con la prueba de balance de materia.	38
Tabla 3.5 Validación de la muestra tres con la prueba de desigualdad.	39
Tabla 3.6 Prueba combinada: corrección R_{sd} y B_{od} a las condiciones del separador (Al-Marhoun, 2003).	39
Tabla 3.7 Linealización y representación matricial de las expresiones generales para p_b	41
Tabla 3.8 Linealización y representación matricial de los modelos base para R_s	43
Tabla 3.9 Linealización y representación matricial de los modelos base para B_o	45
Tabla 3.10 Rangos de grados API utilizados para el desarrollo de las nuevas correlaciones.	50
Tabla 3.11 Número de expresiones generadas bajo distintas consideraciones.	51
Tabla 3.12 Valores de las constantes de la correlación propuesta de p_b para distintos rangos de grados API.	52
Tabla 3.13 Valores de las constantes de la correlación propuesta de p_b desarrollada en el rango de 8.76 a 39.4 °API.	52
Tabla 3.14 Valores de las constantes de la correlación propuesta de B_o	53
Tabla 3.15 Valores de las constantes de la correlación propuesta de B_o	54

Lista de tablas

Tabla 3.16 Valores de las constantes del modelo base de Al-Marhoun en el rango 8.76 a 39.4 °API	54
Tabla 3.17 Valores de las constantes de la correlación propuesta para el cálculo de B_{obf}	56
Tabla 4.1 Modelos de regresión que aproximan el comportamiento de un conjunto de puntos (X, Y).	62
Tabla 5.1 Correlaciones implementadas en PVTSEL para calcular las propiedades físicas del aceite.	69
Tabla 6.1 Correlaciones evaluadas para las propiedades de p_b , R_s y B_o	82
Tabla 6.2 Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} entre la mejor y peor correlación para distintos rangos de grados API.	84
Tabla 6.3 B_{ob} : parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo del mejor y peor comportamiento para los diferentes rangos de grados API.	88
Tabla 6.4 Número de puntos medidos de R_s a $p \leq p_b$ en cada rango de grados API.	92
Tabla 6.5 Número de puntos medidos de B_o a $p \leq p_b$ en cada rango de grados API.	98
Tabla A.1 Base de datos formada con información de la prueba de separadores.....	114
Tabla A.2 Información general.....	116
Tabla A.3 Prueba de expansión a composición constante a 122.8 °C	116
Tabla A.4 Prueba de expansión por liberación diferencial a 122.8 °C	117
Tabla A.5 Viscosidad del aceite a T = 122.8 °C.....	117
Tabla A.6 Prueba de separadores	117
Tabla A.7 Prueba combinada: corrección de los datos de la prueba diferencial a condiciones del separador (Al-Marhoun, 2003)	118
Tabla A.8 Validación de los 64 reportes PVT con la prueba de densidad.	118
Tabla B.1 Correlaciones evaluadas para las propiedades de p_b , R_s y B_o	121
Tabla B.2 Presión de burbuja (64 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API	124
Tabla B.3 R_{sb} (64 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API	128
Tabla B.4 R_s (465 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API	132
Tabla B.5 B_{ob} (64 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API	137
Tabla B.6 B_o (465 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API	141

Resumen

Existen pocas correlaciones desarrolladas para los fluidos producidos en los campos petroleros de México, y solamente pueden ser aplicadas a un área muy específica. Así mismo, ninguna correlación reproduce con precisión los datos medidos, y generalmente se calibra con el cálculo de dos parámetros, uno de escala y otro de desplazamiento. Sin embargo, este tipo de ajuste solo resulta adecuado cuando la propiedad física considerada tiene un comportamiento lineal con la presión.

Por las razones antes mencionadas, en el trabajo presente se desarrolló un nuevo conjunto de correlaciones para el cálculo de la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen de aceites de México. También, se generó una correlación para determinar el valor del factor de volumen de aceite en el punto de burbuja de la prueba de separadores, cuando no es reportado por los laboratorios. Así mismo, se planteó una metodología de calibración de correlaciones para reproducir con exactitud los datos experimentales. Y finalmente, se desarrolló el programa de cómputo PVTSEL que une varias funcionalidades como: validar el reporte PVT, corregir los datos de la prueba diferencial a condiciones del separador, evaluar, seleccionar y calibrar correlaciones PVT, y calcular las propiedades del aceite y su gas asociado.

Para concretar los objetivos del estudio se seleccionaron, procesaron y validaron 64 reportes PVT de fluidos producidos en México, de un total de 160 para formar una base de datos con más de 400 registros. Se evaluaron 12 correlaciones publicadas en la literatura para el cálculo de la presión de burbuja y la relación de solubilidad, y 13 para el factor de volumen del aceite. Se analizaron las relaciones funcionales de

estas correlaciones para generar modelos base cuyos coeficientes y exponentes, se calcularon con el método de descomposición en valores singulares para los cuatro rangos de grados API siguientes: 8.76 a 22.29, 22.3 a 31.09, 31.1 a 39.4 y 8.76 a 39.4. Se utilizó un factor de comportamiento relativo como criterio de comparación y evaluación de las correlaciones publicadas y de los modelos base desarrollados. Se planteó una metodología de calibración de correlaciones a partir de la generación de una función de ajuste en términos de la presión, que puede estar definida por más de una de las regresiones siguientes: constante, lineal, cuadrática, cúbica, logarítmica, exponencial y potencial. Y se utilizó Microsoft Visual Basic 6.0 para desarrollar el programa PVTSEL.

Los resultados y conclusiones principales que se obtuvieron son los siguientes: se detectó que los modelos base de Al-Marhoun, reprodujeron con mayor aproximación los datos de laboratorio para las tres propiedades físicas analizadas. Las correlaciones desarrolladas para la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite, obtuvieron las mejores evaluaciones estadísticas al compararlas con las de la literatura. La correlación generada para calcular el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja en la prueba de separadores, presentó un error menor del 1.2%. Y la metodología propuesta para la calibración de correlaciones, reprodujo con exactitud los datos experimentales.

Introducción

El conocimiento de las propiedades de los fluidos petroleros en función de la presión, la temperatura, y si es requerido de la composición, es fundamental en diversas áreas de la Ingeniería de Producción; por ejemplo, en cálculos de caídas de presión en pozos y líneas superficiales de producción, en mediciones de flujo, y en la determinación de las capacidades de separadores, bombas y compresoras.

En general, las propiedades de los fluidos de los yacimientos pueden determinarse experimentalmente a partir de muestras recolectadas en el fondo del pozo o en la superficie. Sin embargo, los experimentos sólo se realizan a temperatura de yacimiento y a las condiciones de presión y temperatura de los separadores; además, no siempre pueden llevarse a cabo por razones diversas. Por lo tanto, en la Ingeniería de Producción, usualmente se recurre a correlaciones empíricas PVT para calcular las propiedades del aceite, gas y agua producidos.

Durante los últimos 70 años se han publicado numerosas correlaciones para estimar las propiedades del aceite. En general, pueden distinguirse dos tipos: las “genéricas” que fueron desarrolladas a partir de bases de datos PVT de diversas partes del mundo y buscando que sean de aplicación general; y las “especializadas”, correspondientes a cierto tipo de fluidos de un área geográfica determinada. Aunque en principio las correlaciones genéricas cubren un rango de datos amplio, en la mayoría de los casos las especializadas se comportan mejor cuando se aplican en su rango de validez. Como se discutirá en capítulos posteriores, existen pocas correlaciones que hayan sido desarrolladas expresamente para los fluidos producidos en los campos petroleros de México.

Por las razones antes mencionadas, este trabajo tiene como objetivos:

1. Analizar y evaluar las correlaciones más aceptadas en la industria para calcular la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite, a partir de la información de reportes PVT de fluidos producidos en campos petroleros de México.
2. Analizar, desarrollar y evaluar un nuevo conjunto de correlaciones para calcular la presión de burbuja y el factor de volumen del aceite, para el caso de los aceites de México.
3. Desarrollar un programa de cómputo para calcular las propiedades del aceite y gas asociado mediante correlaciones empíricas, con funcionalidades para: procesar los datos de los reportes PVT; guiar al usuario sobre la selección de las correlaciones que mejor reproducen el comportamiento volumétrico del fluido analizado; y calibrar las correlaciones de interés.

A continuación se describe el contenido de la tesis.

En el capítulo uno se presenta la revisión de la literatura sobre las correlaciones PVT más aceptadas en la industria. Se proporcionan los rangos bajo los cuales fueron desarrolladas y sus expresiones para la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite saturado.

En el capítulo dos se describen las pruebas PVT convencionales para caracterizar el comportamiento volumétrico del aceite y su gas asociado: expansión a composición constante, expansión con liberación diferencial, de separadores y la medición de la viscosidad. Se explican las pruebas consideradas en este estudio para validar la información de los reportes PVT: de linealidad de la función Y , prueba de densidad, prueba de balance de materia y la prueba de desigualdad. Se presentan y discuten los métodos de McCain y de Al-Marhoun para corregir la prueba de separación diferencial a las condiciones de separación.

En el capítulo tres, se describe la base de datos formada con varios reportes PVT de los fluidos producidos en México. Se explica el procedimiento que se llevó a cabo para obtener un nuevo conjunto de correlaciones para calcular la presión de burbuja y el factor de volumen del aceite saturado. Asimismo, se presenta la correlación propuesta para el factor de volumen del aceite en el punto de burbuja en la prueba de separadores.

En el capítulo cuatro se explica el criterio estadístico que es utilizado en la evaluación de las correlaciones PVT. Asimismo, se describe la metodología utilizada para calibrar las correlaciones a partir de la generación de una función de ajuste.

En el capítulo cinco se explican los detalles del programa de cómputo **PVTSEL**, desarrollado con funcionalidades para validar los reportes PVT, corregir los datos de la prueba de liberación diferencial a las condiciones del separador, evaluar diferentes correlaciones para calcular las propiedades físicas del aceite contra datos experimentales, y calibrar las correlaciones mediante la generación de una función de ajuste.

En el capítulo seis se discuten los resultados de la evaluación de las correlaciones de la literatura y de aquellas desarrolladas. Asimismo, se presenta la evaluación del método de calibración propuesto contra aquel implementado generalmente en los simuladores comerciales.

En el apéndice A se muestra la base de datos formada con información en el punto de burbuja de 64 reportes PVT de aceites de México. También, se presentan las tablas de las pruebas de liberación y de separador de la muestra denominada “tres”. Y se proporcionan los resultados obtenidos al validar los reportes con la prueba de densidad.

En el apéndice B se presenta la evaluación estadística de las correlaciones publicadas de la literatura, contra dos bases de datos formadas con los 64 reportes

PVT, la primera con información en punto de burbuja y la segunda con más de 400 registros a $p \leq p_b$. Para ambas bases, se exhibe el comportamiento gráfico de la propiedad medida contra la calculada, el valor de los parámetros estadísticos del error, y gráficas comparativas del factor de comportamiento relativo para los cuatro rangos de grados API siguientes: 8.76 a 22.29, 22.3 a 31.09, 31.1 a 39.4 y 8.76 a 39.4.

En el apéndice C se proporciona el manual de usuario de PVTSEL.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

CAPÍTULO 1

Revisión de la literatura

En este capítulo se presentan las correlaciones para el cálculo de las propiedades físicas del aceite desarrolladas durante el periodo de 1947 a 1999. Asimismo, se discuten: los antecedentes requeridos en el análisis y desarrollo de nuevas correlaciones para aceites saturados de campos petroleros de México; la evaluación de las ya existentes, y la propuesta de nuevos criterios para la selección y calibración de cualquier propiedad física del aceite

Es importante mencionar que aunque los autores presentaron expresiones para estimar varias propiedades PVT, el trabajo presente se concentra en el desarrollo de correlaciones para la estimación de la presión de burbuja p_b , de la relación del gas disuelto R_s y del factor de volumen de aceite B_o .

1.1. Correlaciones PVT publicadas

En la Tabla 1.1 se presentan algunas de las correlaciones PVT disponibles en la literatura para calcular las propiedades termodinámicas del aceite. Se indica el autor de la correlación y la propiedad física correspondiente. Por otra parte, la región geográfica de las muestras de aceite utilizadas en el desarrollo de las correlaciones, así como sus rangos de aplicación, pueden consultarse en la Tabla 1.2. Las expresiones correspondientes para la presión de burbuja (p_b), la relación de solubilidad (R_{sb}) y el factor de volumen (B_{ob}) que se evaluarán en el trabajo presente con respecto a una base de datos de aceites de México, se presentan en la Tabla 1.3, Tabla 1.4 y Tabla 1.5 respectivamente. Las unidades de los parámetros

utilizados en las correlaciones mostradas son las siguientes: p_b , p y p_{sp} (psia), R_s (pie³/bl), B_o (bl/bl) y T (°F).

Tabla 1.1 Correlaciones PVT publicadas en la literatura para calcular las propiedades del aceite.

Autor	p_b	R_s	B_o	B_t	C_o (Bajosat.)	μ_{od}	μ_o (Saturado)	μ_o (Bajosat)	σ_{go}
(Standing, 1947)	•	•	•				•		
(Lasater, 1958)	•	•							
(Vázquez y Beggs, 1980)	•	•	•		•			•	
(Glaso, 1980)	•	•	•	•		•			
(TOTAL C. F. P., 1983)	•	•	•						
(Al-Marhoun, 1988)	•	•	•	•					
(Labedi, 1990)	•	•							
(Dokla y Osman, 1992)	•	•	•						
(Petrosky y Farshad, 1993)	•	•	•		•	•	•	•	
(Kartoadmodjo y Schmidt, 1994)	•	•	•		•	•	•	•	
(De Ghetto et. al., 1994)	•	•			•	•	•	•	
(Fashard, Leblanc, y Garber, 1996)			•						
(Almehaideb, 1997)			•						
(Elsharkawy y Alikhan, 1997)			•						
(Al-Shammasi, 1999)			•						
(Al-Zahaby, Al-Banbi y Sayyoub, 2012)			•		•				
(McCain, Rollins, y Villena-Lanzi, 1988)					•				
(Beal, 1946)						•		•	
(Beggs y Robinson, 1975)						•	•		
(Egbogah, 1983)						•			
(Chew y Conally, 1959)							•		
(Baker y Swerdloff, 1956)									•

Tabla 1.2 Región geográfica, número de muestras y rangos de aplicación de las correlaciones.

Autor	Región y número de muestras	γ_{API} (°API)	p_b (psia)	T_R (°F)	B_o (bl/bl)	R (pie³/bl)
Standing	105 crudos de California	16.5 - 63.8	130 - 7000	100 - 258	1.024-2.15	20 - 1425
Lasater	137 muestras de Canadá, USA., y Suramérica	17.9 - 51.1	48 - 5780	82 - 272	---	3 - 2095
Vázquez y Beggs	Más de 600 análisis PVT del todo el mundo	15.3 - 59.5	15 - 6055	170 (promedio)	1.028 - 2.226	0 - 2199
Glaso	6 muestras del Mar del Norte	22.3 - 48.1	165 - 7142	80 - 280	1.025 - 2.588	90 - 2637
Total, C. F. P.	336 análisis PVT del oriente de Venezuela	---	---	---	---	---
Al-Marhoun (1989)	69 muestras del Medio Oriente	19.4 - 44.6	130 - 3573	74 - 240	1.032 - 1.997	26 - 1602
Labedi	97 muestras de Libia, 27 de Nigeria y 4 de Angola	22.9 - 52	121 - 6557	75 - 320	1.088 - 2.92	13 - 3366
Al-Marhoun (1991)	700 muestras del Medio Oriente y USA	9.5 - 55.9	15 - 6641	75 - 300	1.01 - 2.960	0 - 3265
Dokla y Osman	51 análisis PVT de los Emiratos Árabes Unidos	28 - 40	590 - 4640	190 - 275	1.216 - 2.493	81 - 2266
Petrosky y Fashard	81 análisis PVT de Texas y Louisiana	16.3 - 45	1574 - 6523	114 - 288	1.1178 - 1.6229	217 - 1406
Kartoatmodjo y Schmidt	740 crudos de Medio Oriente, Indonesia, USA y América Latina	14.4 - 58.95	0 - 6040	75 - 320	1.022 - 2.747	0 - 2890
De Ghetto	195 aceites del Mediterráneo, África, Golfo Pérsico y del Mar del Norte	6 - 56.8	107.33 - 6613.82	80.6 - 341.6	1.034 - 2.887	8.61 - 3298.66
Fashard, Garber y Leblanc	98 análisis PVT de aceites de Colombia	20.5 - 39.6	---	---	---	66 - 1230
Almehaideb	Utilizaron las muestras de 15 yacimientos de USA	30.9 - 48.6	501 - 4822	190 - 306	1.142 - 3.562	128 - 4822
Elsharkawy y Alikhan	175 análisis PVT de Medio Oriente	19.9 - 42.76	302 - 4375	130 - 250	1.076 - 1.969	39 - 1586
Al-shammasi	1243 datos medidos de Medio Oriente	6 - 63.7	31.7 - 7127	74 - 341.6	1.02 - 2.916	6 - 3298.6

Tabla 1.2 (continuación).

AUTOR	γ_{gsp} (aire=1)	γ_g (aire=1)	p_{sp} (psia)	T_{sp} (°F)	p_R (psia)	R_{st} (pie ³ /bl)	R_{sp} (pie ³ /bl)
Standing	---	0.59 - 0.95	265 - 465	100 (promedio)	---	---	---
Lasater	---	0.574 - 1.223	15 - 605	3 - 106	---	---	---
Vázquez y Beggs	0.511 - 1.351	---	60 - 565	76 - 150	141 - 9515	---	---
Glaso	---	0650 - 01276	415 (promedio)	125 (promedio)	---	---	---
Total, C. F. P.	---	---	---	---	---	---	---
Al-Marhoun	---	0.752 - 1.367	---	---	20 - 3573	---	---
Labedi	---	0.579 - 1.251	34.7 - 789.7	60 - 220	---	---	---
Al-Marhoun	---	0.579 - 1.251	---	---	---	---	---
Dokla y Osman	---	0.789 - 1.290	---	---	---	---	---
Petrosky y Fashard	---	0.5781 - 0.8519	---	---	1700 - 10692	---	---
Kartoatmodjo y Schmidt	0.4824 - 1.668	---	100	38 - 294	10 - 6000	---	---
De Ghetto	0.605 - 1.530	0.624 - 1789	14.5 - 868.79	59 - 194	242.22 - 15304.62	4.39 - 527.43	8.33 - 2985.87
Fashard, Garber y Leblanc	---	---	---	68 - 100	34.7 - 514.7	---	---
Almehaideb	---	---	---	---	---	---	---
Elsharkawy- Alikhan	---	0.663 - 1.268	---	---	---	---	---
Al-Shammasi	---	0.51 - 3.44	---	---	---	---	---

Tabla 1.3 Correlaciones para calcular p_b .

Autor	Correlación			
Standing (1947)	$p_b = 18.2[F-1.4]; \quad F = \left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.83} 10^{(0.00091T-0.0125\gamma_{API})}$			
Lasater (1958)	$p_b = p_f \left(\frac{T}{\gamma_g}\right); \quad p_f = 5.043 * Y_g^3 + 3.10526 * Y_g^2 + 1.36226 * Y_g + 0.119118$			
	$Y_g = \frac{R_s/379.3}{(R_s/379.3) + (350\gamma_o/M_o)}$	$15 \leq \text{°API} \leq 40 : \quad M_o = 630 - 10\gamma_{API}$ $40 < \text{°API} \leq 55 : \quad M_o = 73110\gamma_{API}^{-1.562}$		
Vázquez y Beggs (1980)	$p_b = \left[R_s / C_1 \gamma_{gs} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right) \right]^{1/C_2}$		°API ≤ 30	°API > 30
	$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} \cdot T_{sp} \log\left(\frac{p_{sp}}{114.7}\right) \right]$		$C_1 = 0.362$ $C_2 = 1.0937$ $C_3 = 25.72$	$C_1 = 0.0178$ $C_2 = 1.1870$ $C_3 = 23.93$
Glaso (1980)	$p_b = 10^{[1.7669+1.7447\log F-0.30218(\log F)^2]}; \quad F = \left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$			
La TOTAL C.F.P	$p_b = C_1 \left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{C_2} 10^{(C_3 T - C_4 \gamma_{API})}$			
	$\text{°API} \leq 10$ $C_1 = 12.847$ $C_2 = 0.9636$ $C_3 = 0.000993$ $C_4 = 0.034170$	$10 < \text{°API} \leq 35$ $C_1 = 25.2755$ $C_2 = 0.7617$ $C_3 = 0.000835$ $C_4 = 0.034170$	$35 < \text{°API} \leq 45$ $C_1 = 216.4711$ $C_2 = 0.6922$ $C_3 = -0.000427$ $C_4 = 0.023140$	
Al-Marhoun (1988)	$p_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_s^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} (T + 460)^{1.32657}$			
Labedi (1990)	$p_b = 21.38 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.83} 10^{(0.00091T-0.0125\gamma_{API})} \right]$			
Dokla y Osman (1992)	$p_b = 0.836386 \times 10^4 R_s^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} (T + 460)^{-0.952584}$			
Petrosky y Farshad (1993)	$p_b = 112.727 \left[\left(\frac{R_s^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}}\right) 10^{4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541}} - 12.34 \right]$			
Kartoadmodjo y Schmidt (1994)	$p_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_{gs} C_2 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)}} \right]^{C_4}$		°API ≤ 30	°API > 30
	$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} \cdot T_{sp}^{-0.2466} \log\left(\frac{p_{sp}}{114.7}\right) \right]$		$C_1 = 0.05958$ $C_2 = 0.7972$ $C_3 = 13.1405$ $C_4 = 0.9986$	$C_1 = 0.03150$ $C_2 = 0.7587$ $C_3 = 11.2895$ $C_4 = 0.9143$

Tabla 1.3 (continuación).

Autor	Correlación
De Ghetto et. al. (1994)	$10 < \text{°API} < 22.3 :$ $\rho_b = C_1 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{C_2} \frac{10^{C_3 T}}{10^{C_4 \gamma_{API}}} \right]; \quad C_1 = 15.7285, C_2 = 0.7885, C_3 = 0.002, C_4 = 0.0142$
	$22.3 < \text{°API} < 31.1:$ $\rho_b = \left(\frac{R_s}{C_1 (\gamma_{gs})^{C_2} 10^{\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}}} \right)^{C_4}; \quad \gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} \cdot T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{\rho_{sp}}{114.7} \right) \right]$ $C_1 = 0.09902, C_2 = 0.2181, C_3 = 7.2153, C_4 = 0.9997$
	$\text{°API} > 31.1:$ $\rho_b = C_1 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{C_2} \frac{10^{C_3 T}}{10^{C_4 \gamma_{API}}} \right]; \quad C_1 = 31.7648, C_2 = 0.7857, C_3 = 0.0009, C_4 = 0.0148$
	Considerando toda la muestra de AGIP ($6 < \text{°API} < 56.8$) $\rho_b = 21.4729 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.75646} \frac{10^{0.00119T}}{10^{0.0101 \gamma_{API}}} \right]$

Tabla 1.4 Correlaciones para calcular R_{sb} .

Autor	Correlación	
Standing,	$R_{sb} = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \gamma_{API} - 0.000917)} \right]^{1.208}$	
Lasater	$R_{sb} = \frac{132755 \gamma_o \gamma_g}{M_o (1 - \gamma_g)}$	$15 \leq \text{°API} \leq 40:$ $M_o = 630 - 10 \gamma_{API}$ $40 < \text{°API} \leq 55:$ $M_o = 73110 \gamma_{API}^{-1.562}$
	$\frac{p \gamma_g}{T} < 3.29 : \gamma_g = 0.359 \ln \left(\frac{1.473 p \gamma_g}{T} + 0.476 \right)$ $\frac{p \gamma_g}{T} \geq 3.29 : \gamma_g = \left(\frac{0.121 p \gamma_g}{T} - 0.236 \right)^{0.281}$	

Tabla 1.4 (continuación).

Autor	Correlación			
Vázquez y Beggs	$R_{sb} = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} \cdot T_{sp} \log\left(\frac{p_{sp}}{114.7}\right) \right]$	°API ≤ 30	°API > 30	
		C ₁ = 0.362	C ₁ = 0.0178	
C ₂ = 1.0937	C ₂ = 1.1870			
C ₃ = 25.72	C ₃ = 23.93			
Glaso	$R_{sb} = \gamma_g \left[\frac{F \gamma_{API}^{0.989}}{T^A} \right]^{1.2255}$; $F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log p)^{0.5}]}$ <i>A = 0.172 para aceite negro</i> <i>A = 0.130 para aceite volátil</i>			
TOTAL	$R_{sb} = \gamma_g \left[\frac{p}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T)} \right]^{C_4}$	°API ≤ 10	10 < °API ≤ 35	35 < °API ≤ 45
		C ₁ = 12.2651	C ₁ = 15.0057	C ₁ = 112.925
C ₂ = 0.030405	C ₂ = 0.0152	C ₂ = 0.0248		
C ₃ = 0	C ₃ = 0.0004484	C ₃ = -0.001469		
C ₄ = 0.9669	C ₄ = 1.0950	C ₄ = 1.1290		
Al-Marhoun	$R_{sb} = \left[185.84321 p \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-3.1437} (T+460)^{-1.32657} \right]^{1.3984}$			
Labedi	$R_{sb} = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{21.38} \right)^{1/0.9653} 10^{0.0125 \gamma_{API} - 0.000917} \right]^{1/0.83}$			
Dokla y Osman	$R_{sb} = \left[0.11956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} (T+460)^{0.952584} \right]^{1.3811}$			
Petrosky y Fashard	$R_{sb} = \left[\gamma_g^{1.01049} \left(\frac{p}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911})} \right]^{1.73184}$			
Kartoatmodjo y Schmidt	$R_{sb} = C_1 \gamma_{gs} C_2 p^{C_3} 10^{\left(\frac{C_4 \gamma_{API}}{T+460}\right)}$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 API^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log\left(\frac{p_{sp}}{114.7}\right) \right]$	°API ≤ 30	°API > 30	
		C ₁ = 0.05958	C ₁ = 0.03150	
C ₂ = 0.7972	C ₂ = 0.7587			
C ₃ = 13.1405	C ₃ = 11.2895			
C ₄ = 0.9986	C ₄ = 0.9143			
De Ghetto et. al.	°API < 10°:			C ₁ = 10.7025
	$R_{sb} = \gamma_g \left(\frac{p}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T)} \right)^{C_4}$;			C ₂ = 0.0169
10 < °API < 22.3			C ₃ = 0.00156	
$R_{sb} = \frac{\gamma_{gs} p^{C_1}}{C_2} 10^{\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}}$; $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.5912 \gamma_{API} T_s \log\left(\frac{p}{114.7}\right) 10^{-4} \right]$			C ₄ = 1.1128	
			C ₁ = 1.2057	
			C ₂ = 56.434	
			C ₃ = 10.9267	

Tabla 1.4 (continuación).

Autor	Correlación	
De Ghetto et. al.	$22.3 < \text{°API} < 31.1$ $R_{sb} = C_1 \gamma_{gs}^{C_2} \rho^{C_3} 10^{\frac{C_4 \gamma_{API}}{T+460}}; \gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} \cdot T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{p_{sp}}{114.7} \right) \right]$	$C_1 = 1.2057$ $C_2 = 56.434$ $C_3 = 10.9267$ $C_4 = 7.4576$
	$\text{°API} > 31.1:$ $R_{sb} = C_1 \gamma_{gs}^{C_2} \rho^{C_3} 10^{\frac{C_4 \gamma_{API}}{T+460}}; \gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{p_{sp}}{114.7} \right) \right]$	$C_1 = 0.01347$ $C_2 = 0.3873$ $C_3 = 1.1715$ $C_4 = 12.753$
	Considerando toda la muestra de AGIP ($6 < \text{°API} < 56.8$) $R_{sb} = \frac{\gamma_{gs} \rho^{1.1535}}{37.996} 10^{\frac{9.441 \gamma_{API}}{T+460}}; \gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.5912 \gamma_{API} T_{sp} \log \left(\frac{p_{sp}}{114.7} \right) 10^{-4} \right]$	

Tabla 1.5 Correlaciones para calcular B_{ob} .

Autor	Correlaciones	
Standing	$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}; F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 125T$	
Vázquez y Beggs	$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gs}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gs}} \right)$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} \cdot T_s \log \left(\frac{p_s}{114.7} \right) \right]$	
	°API ≤ 30	$C_1 = 4.677 \times 10^4, C_2 = 1.751 \times 10^5, C_3 = -1.8106 \times 10^8$
	°API > 30	$C_1 = 4.677 \times 10^4, C_2 = 1.751 \times 10^5, C_3 = -1.8106 \times 10^8$
Glaso	$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + 2.9139 \log F - 0.27683(\log F)^2]}; F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + 0.968T$	
TOTAL C. F. P.	$B_{ob} = C_1 + C_2 R_{sb} + C_3 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + C_4 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$ $C_1 = 1.022, C_2 = 4.857 \times 10^4, C_3 = -2.009 \times 10^6, C_4 = 17.569 \times 10^9$	
Al-Marhoun (1988)	$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} (T + 460) + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2$ $F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$	
Al-Marhoun (1992)	$B_{ob} = 1 + C_1 \times 10^{-3} R_{sb} + C_2 \times 10^{-3} R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + C_3 \times 10^{-6} R_{sb} (T - 60) (1 - \gamma_o) + C_4 \times 10^{-3} (T - 60)$ $C_1 = 0.177342; C_2 = 0.220163; C_3 = 4.292580; C_4 = 0.528707$	

Tabla 1.5 (continuación).

Autor	Correlaciones
Dokla y Osman	$B_{ob} = 0.431935 \times 10^{-1} + 0.156667 \times 10^{-2} T + 0.139775 \times 10^{-2} F + 0.380525 \times 10^{-5} F^2$ $F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605}$
Petrosky y Fashard	$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936} ; F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T^{0.5371}$
Kartoatmodjo y Schmidt	$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 \times 10^{-4} F^{1.5} ; \gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sp}^{-0.2466} \log \left(\frac{\rho_{sp}}{114.7} \right) \right]$ $F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gs}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T$
Farshad, et al	$B_{ob} = 1 + 10^{(-2.6541 + 0.5576 \log(A) + 0.3331 (\log(A))^2)} ; A = R_{sb}^{0.5956} \gamma_g^{0.2369} \gamma_o^{-1.3282} + 0.0976 T$
Almehaideb (1997)	$B_{ob} = 1.122018 + 1.41 \times 10^{-6} \left(\frac{R_{sb} T}{\gamma_o^2} \right)$
Elsharkawy y Alikhan (1997)	$B_{ob} = 1 + 40.428 \times 10^{-5} R_{sb} + 63.502 \times 10^{-5} (T - 60) + 0.780 \times 10^{-7} \left(R_s (T - 60) \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)$
Al-Shammasi (1999)	$B_{ob} = 1 + 5.53 \times 10^{-7} \left(R_{sb} (T - 60) + 0.000181 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_o} \right) + 0.000449 \left(\frac{T - 60}{\gamma_o} \right) + 0.000206 \left(\frac{R_{sb} \gamma_g}{\gamma_o} \right) \right)$

1.2. Correlaciones PVT desarrolladas para aceites de México

Flores (1986), analizó un total de 60 pruebas de laboratorio para aceites de distintos campos de México, y desarrolló correlaciones para p_b , R_{sb} y B_{ob} . Las muestras de aceite analizadas corresponden a los campos: Cantarell (35 muestras), Abkatun (12 muestras), Pol (6 muestras) y Ku (7 muestras). En la Tabla 1.6 se presentan las correlaciones desarrolladas por el autor para cada campo.

Tabla 1.6 Correlaciones para p_b , R_s y B_{ob} de los campos: Cantarell, Ku, Abkatun y Pol (Flores, 1986).

Para todos los campos
$\rho_o = \frac{1}{B_o}(\gamma_o + 1.224 \times 10^{-3} R_s \gamma_g); \quad F = \log \left(5.6146 R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 1.7424T + 30.976 \right)$
Campo: Pol
$p_b = 3.6672 \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_g} R_s T \right)^{0.405103}; \quad R_s = \frac{\gamma_g \left(\frac{p}{3.6772} \right)^{\frac{1}{0.405103}}}{\gamma_o T} + 170 \left(\frac{p}{p_b} - \frac{p^2}{p_b^2} \right)$ $B_{ob} = 1.0756 \left(1 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 F - 0.27683 F^2)} \right)$
Campo: Cantarell
$p_b = 24.94228 \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.39593} \left(\frac{10^{0.0300874\gamma_o}}{10^{0.0003708T}} \right); \quad R_s = \gamma_g \left(\frac{p}{24.94228} \frac{10^{0.0003708T}}{10^{0.0300874\gamma_o}} \right)^{\frac{1}{0.39593}} + 140 \left(\frac{p}{p_b} - \frac{p^2}{p_b^2} \right)$ $B_{ob} = 1.0252 \left(1 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 F - 0.27683 F^2)} \right)$
Campo: Ku
$p_b = 29.23452 \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.38243} \left(\frac{10^{0.08177\gamma_o}}{10^{0.000654T}} \right); \quad R_s = \gamma_g \left(\frac{P}{29.23425} \cdot \frac{10^{0.000654T}}{10^{0.08177\gamma_o}} \right)^{\frac{1}{0.3824}} + 190 \left(\frac{p}{p_b} - \frac{p^2}{p_b^2} \right)$ $B_{ob} = 1.0329 \left(1 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 F - 0.27683 F^2)} \right)$
Campo: Abkatun
$p_b = \left(73.2159 + 0.8380169 \frac{\gamma_o}{\gamma_g} R_s \right) \left(\frac{10^{0.003724T}}{10^{0.58917\gamma_o}} \right) \text{ O bien: } p_b = 3.6772 \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_g} R_s T \right)^{0.405103} - 18.5$ $R_s = \frac{\gamma_g \left(p \left(1 + \frac{18.5}{p_b} \right) / 3.6772 \right)^{\frac{1}{0.405103}}}{\gamma_o T} + 200 \left(\frac{p}{p_b} - \frac{p^2}{p_b^2} \right); \quad B_{ob} = 1.0519 \left(1 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 F - 0.27683 F^2)} \right)$

Santamaría y Hernández (1989), desarrollaron correlaciones de p_b , R_{sb} , γ_{gd} y c_o para el aceite del área Cretácica de Chiapas-Tabasco, así como para los campos Akal,

Chac, Nohoch, Abkatun y Ku del área marina de Campeche. Mediante técnicas de regresión simple obtuvieron nuevos coeficientes y exponentes para las correlaciones de Standing (1947), Vázquez y Beggs (1980), Lasater (1958) y Glaso (1980). La Tabla 1.7 muestra las correlaciones que desarrollaron los autores para los distintos campos y áreas. La Tabla 1.8 proporciona los rangos de los parámetros para los cuales se determinaron dichas expresiones.

Tabla 1.7 Correlaciones para p_b , R_s , γ_{gd} y c_o (bajosaturado) para el área Cretácica Chiapas-Tabasco y área Marina Campeche (Santamaría y Hernández, 1989).

Área Cretácica Chiapas – Tabasco	
°API ≤ 31.1	$\log p_b = 2.80308 - 0.01554\gamma_{gp} - 0.00692\gamma_{API} - 0.00047T + 0.38325\log R$ $\log R_s = 1.588525 + 0.00017p + 0.00078T - 0.17842\log \gamma_{gd}$ $\gamma_{gd} = 2.29551 - 0.42348\log p + 0.11101\log \gamma_{API} + 0.03419\log T + 2.12060\log \gamma_g$
°API > 31.1	$p_b = 2.98328 - 0.19346\gamma_g - 0.00575\gamma_{API} - 0.00052T + 0.35921\log R$ $\log R_s = -1.85707 + 1.268131\log p + 0.00509\gamma_{API} - 0.00033T + 0.41306\gamma_{gd}$ $\gamma_{gd} = 3.26343 - 0.39292\log p - 0.32541\log \gamma_{API} - 0.12097\log T + 2.77765\log \gamma_g$
25.03 a 42.87 °API	$c_o = 10^{-5} \left(-1.2275 - 0.95796\gamma_g + 0.01691\gamma_{API} + 0.00691T + 6.37746 \frac{R}{p} \right)$
Área Marina Campeche	
Campos Akal, Chac y Nohoch	$p_b = \text{antilog} \left(2.2137 - 0.4307\log R_s - .3026 \left(\frac{\gamma_{API}}{T} \right) - 0.134\log \gamma_g \right)$ $R_s = \text{antilog} \left(2.3218\log p + 0.70258 \left(\frac{\gamma_{API}}{T} \right) + 0.31112\log \gamma_g - 5.13977 \right)$
Campo Abkatun	$p_b = \text{antilog} \left(1.7455 - 0.6139\log R_s - 0.75959 \left(\frac{\gamma_{API}}{T} \right) - 0.567\log \gamma_g \right)$ $R_s = \text{antilog} \left(1.6289\log p + 1.2373 \left(\frac{\gamma_{API}}{T} \right) + 0.9236\log \gamma_g - 2.8433 \right)$
Campo Ku	$p_b = \text{antilog} \left(2.898 - 0.1143\log R_s - 2.183 \left(\frac{\gamma_{API}}{T} \right) - 0.276\log \gamma_g \right)$ $R_s = \text{antilog} \left(8.7489\log p + 1.2373 \left(\frac{\gamma_{API}}{T} \right) - 2.4147\log \gamma_g - 25.3543 \right)$
Todos los campos	$c_o = 0.10^{-5} \left(-0.58061 + 3.26402 \left(\frac{R_s}{p} \right) + 0.02788\gamma_{API} + 0.00223T - 0.02406\gamma_{gd} \right)$ $\gamma_{gd} = 1.5332 - 0.61545\log p + 0.56349\log T + 0.13767\log \gamma_{API} + 3.3358\log \gamma_{gp}$

Tabla 1.8 Rangos de los parámetros para los cuales Santamaría y Hernández desarrollaron sus correlaciones.

ZONA	γ_{API} (°API)	p_b (psia)	B_o (bl/bl)	R (pie ³ /bl)	γ_g (aire=1)
Área Marina Campeche	13.15 - 37.5	1315 - 3925	1.10 - 1.73	169 - 1786	0.79 - 1.22
Área Cretácico Chiapas-Tabasco	25.03 - 42.87	2570 - 5859	1.10 - 3.603	129 - 3277	0.67 - 1.93

Juárez (1998), presentó un procedimiento para generar nuevas correlaciones PVT. Con base en los datos de las pruebas PVT de cuatro pozos (Ku-445, Ku-489, Ku-1277 y Zaa-1001), evaluó distintas correlaciones para p_b , R_s , B_o , c_o (bajosaturado), μ_{od} y μ_o (saturado). A partir del análisis de los resultados obtenidos, identificó la mejor relación funcional para calcular cada propiedad. Posteriormente, linealizó dichas relaciones y obtuvo un nuevo conjunto de coeficientes y exponentes mediante el método de descomposición del valor singular (SVD). Concluyó que las correlaciones desarrolladas reproducen de mejor manera los valores de las propiedades medidas en el laboratorio.

1.3. Estudios existentes para la evaluación y selección de las correlaciones PVT

La forma tradicional para evaluar las propiedades PVT consiste en comparar los valores calculados contra los valores medidos. Generalmente se cuantifica la desviación estándar del error relativo y su promedio.

A continuación se describen los resultados que obtuvieron algunos autores en sus estudios comparativos para determinar cuáles son las correlaciones más confiables y en qué rangos o condiciones pueden ser aplicadas.

Ghassan y Naemma (1988), realizaron una evaluación estadística de las correlaciones de Standing (1947), Lasater (1958) y Vázquez y Beggs (1980), para R_s . Utilizaron una base de datos de 385 puntos. Los criterios de evaluación fueron el promedio del error relativo, el valor absoluto del error promedio relativo y la desviación estándar. Recomiendan la correlación de Standing para $^{\circ}\text{API} < 15$, la de Lasater para $15 \leq ^{\circ}\text{API} \leq 30$, y la de Vázquez y Beggs para $^{\circ}\text{API} \geq 30$.

Sutton y Farshad (1990), evaluaron diferentes correlaciones para p_b , R_s , B_{ob} , c_o (bajosaturado) y μ_{od} , a partir de datos experimentales de aceites de campos costa afuera de Louisiana y Texas. Los parámetros estadísticos que emplearon en su análisis fueron los promedios y las desviaciones estándar del error relativo y del error absoluto. Proponen el uso de la correlación de Glaso para p_b , R_s , B_{ob} y μ_{od} ; y la de Calhoun (1947) para c_o .

Al-Zahaby et al. (2012) compararon más de 60 correlaciones para calcular diferentes propiedades del aceite. En su estudio utilizaron una base de datos de aceites de campos en Egipto. El criterio de evaluación fue el promedio del error relativo absoluto. Con los resultados obtenidos, y tomando en cuenta las limitaciones de cada correlación, desarrollaron un sistema experto para seleccionar la correlación más adecuada para las características de los aceites considerados en el estudio.

A manera de conclusión pueden destacarse los puntos siguientes:

1. Ninguna correlación es exacta para todas las bases de datos y propiedades del aceite.
2. Cada uno de los métodos tiene mejor comportamiento para ciertos rangos.
3. Las distintas bases de datos para la evaluación de las correlaciones, cambia el resultado de la comparación entre investigadores.
4. Los criterios utilizados generalmente para la evaluación de las correlaciones se basan en el análisis del promedio y desviación promedio del error relativo.

1.4. Métodos de calibración de correlaciones PVT

En general ninguna correlación PVT reproduce con exactitud los datos medidos de laboratorio, por lo que la correlación seleccionada debe calibrarse con datos experimentales. Los métodos de calibración utilizados en la práctica se basan en la obtención de:

1. Un factor de corrección puntual para igualar el valor de la propiedad calculada al valor experimental en el punto de burbuja (Garaicochea et al, 1991). Este factor de corrección es constante y multiplica a la correlación seleccionada en todos los cálculos.
2. Un factor de escala m y un parámetro de traslado b , de acuerdo con la siguiente expresión (manual de Prosper):

$$v_{cal} = mv_{calc} + b, \dots\dots\dots (1.1)$$

donde v_{calc} es el valor calculado de la propiedad con la correlación correspondiente, y v_{cal} es el valor calibrado. Estos parámetros de ajuste son calculados mediante una regresión no lineal con todos los datos medidos disponibles.

En el capítulo cuatro del trabajo presente se propone una metodología alternativa para realizar la calibración de las correlaciones PVT.

CAPÍTULO 2

Pruebas convencionales PVT para cuantificar las propiedades del aceite

En este capítulo se presentan las definiciones de las propiedades básicas PVT del aceite. Se describen las pruebas convencionales realizadas en laboratorio para caracterizar su comportamiento volumétrico en función de la presión a la temperatura del yacimiento, y en los separadores. Se explican las pruebas que se utilizarán en este trabajo para validar la información de los reportes PVT, y se presentan dos métodos para la corrección de los datos de la prueba diferencial a las condiciones del separador. Este procesamiento de la información se realizará en todos los reportes PVT que se emplearán en la evaluación y desarrollo de las correlaciones para calcular p_b , R_s y B_o .

2.1. Propiedades físicas del aceite

Algunas de las propiedades físicas del aceite más importantes en los cálculos de ingeniería son: la presión de burbuja, p_b ; el factor de volumen de aceite, B_o ; la relación de solubilidad, R_s ; el factor de volumen total, B_t ; el coeficiente de compresibilidad isotérmica, c_o ; y la viscosidad del aceite, μ_o . Estas propiedades pueden determinarse experimentalmente, o mediante ecuaciones de estado y correlaciones empíricas. En la Tabla 2.1 se presenta la definición de las propiedades referidas y se ilustra su comportamiento en función de la presión.

Tabla 2.1 Definición de las propiedades físicas del aceite.

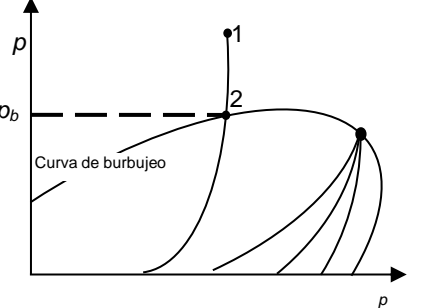
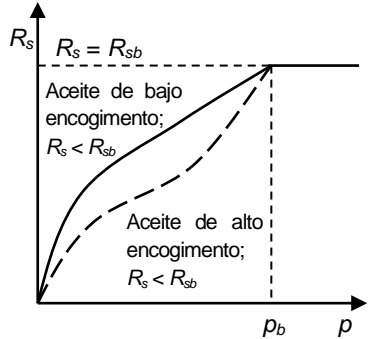
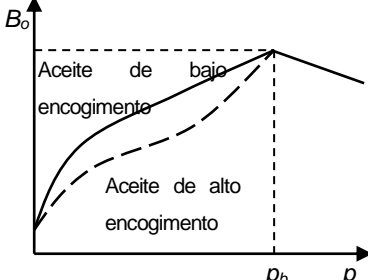
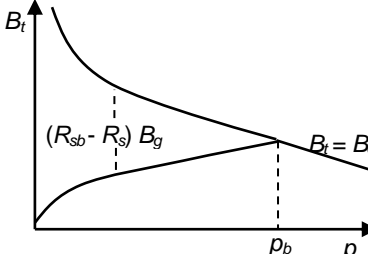
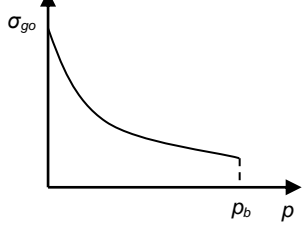
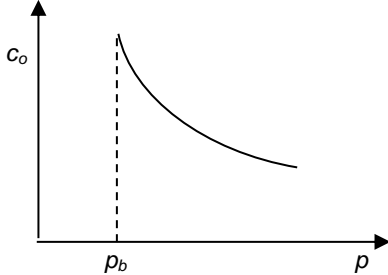
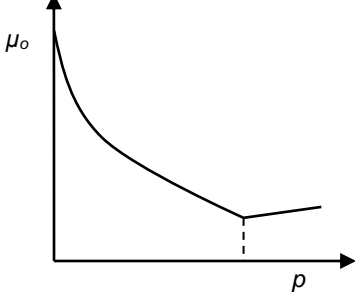
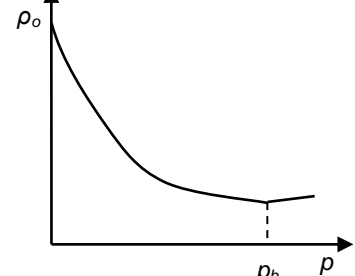
PROPIEDAD	COMPORTAMIENTO
<p>Presión de burbuja (p_b): Presión a la cual el aceite libera la primera burbuja de gas; en estas condiciones de presión y de temperatura, el aceite se encuentra en equilibrio con una cantidad <i>infinitesimal</i> de gas. Al aceite que se encuentra a una presión mayor a la de burbuja, se le llama aceite bajosaturado, en otras condiciones se le denomina aceite saturado.</p>	
<p>Relación de solubilidad (R_s): Volumen de gas medido a condiciones estándar que se encuentra disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y de temperatura, por unidad de volumen del aceite a condiciones estándar.</p> $R_s = \frac{V_g \text{ @ c.s disuelto en aceite a c.f.}}{V_o \text{ @ c.s}}$ <p>Si $p \geq p_b$, $R_s = R_{sb} = R$ Si $p < p_b$, $R_s < R_{sb}$</p> <p>A condiciones estándar, $R_s = 0$ porque el aceite ya no tiene gas disuelto.</p>	
<p>Factor del volumen de aceite (B_o): Volumen de aceite más gas disuelto medido a condiciones de flujo, por unidad de volumen de aceite a condiciones estándar.</p> $B_o = \frac{V_{o+gd} \text{ @ c.f.}}{V_o \text{ @ c.s}}$ <p>A condiciones estándar B_o vale uno.</p>	
<p>Factor de volumen total (B_t): Volumen de aceite más gas disuelto más gas libre a ciertas condiciones de presión y de temperatura por unidad de volumen del aceite a condiciones estándar. Puede expresarse en términos de otras propiedades volumétricas como:</p> $B_t = B_o + (R_{sb} - R_s)B_g$	
<p>Tensión superficial gas-aceite (σ_{go}): Es la fuerza por unidad de longitud de la interfase entre el gas y el aceite.</p>	

Tabla 2.1 (continuación)

<p>Compresibilidad del aceite bajosaturado (c_o): Es el cambio volumétrico que experimenta el aceite con respecto a la variación de la presión por unidad de volumen, a temperatura constante. La compresibilidad se define de la manera siguiente:</p> $c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)$	
<p>Viscosidad del aceite (μ_o): Es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas al fluir. Pueden distinguirse:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Viscosidad del aceite muerto. Se refiere a la viscosidad del aceite que ya no tiene gas disuelto y se encuentra a condiciones estándar. 2.- Viscosidad del aceite vivo. Es la viscosidad del aceite que tiene gas disuelto. Dependiendo del valor de la presión, se distingue la viscosidad del aceite bajosaturado y viscosidad del aceite saturado. 	
<p>Densidad del aceite (ρ_o): Es la cantidad de masa de aceite por unidad de volumen. Esta propiedad se determina con las ecuaciones siguientes.</p> <p>Para $p \leq p_b$: $\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_{gd}R_s}{5.615B_o}$</p> <p>Para $p > p_b$: $\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o(p_b - p)]$</p>	

2.2. Pruebas PVT de laboratorio

El flujo de fluidos en el sistema integral de producción es un proceso termodinámico complejo que involucra cambios de presión, temperatura y composición de las fases. Ahora bien, para estudiar los cambios volumétricos que experimentan los fluidos de los yacimientos con respecto a la presión se han desarrollado algunas pruebas de laboratorio. En el caso de los aceite negros, los experimentos convencionales que se realizan a la temperatura del yacimiento son: expansión con liberación diferencial (ELD), expansión a composición constante (ECC o liberación instantánea) y pruebas de separador. Adicionalmente, se mide la viscosidad del aceite.

La expansión con liberación diferencial es aquella en la que el gas liberado se separa al final de cada abatimiento de presión y no permanece en contacto con el aceite. En la prueba de expansión a composición constante el gas liberado siempre se mantiene en contacto con el aceite, por lo que la composición global del sistema no cambia. Las pruebas de separador se realizan para simular el comportamiento volumétrico del aceite al pasar de las condiciones del punto de burbuja a la temperatura del yacimiento, a las condiciones de los separadores en la superficie.

En el caso del flujo en el yacimiento, la liberación de gas comienza cuando la presión se reduce a valores menores que la de burbuja. Inicialmente el gas liberado no fluye y permanece en contacto con el aceite. Este proceso es similar al de la liberación ECC. Una vez que el gas alcanza su saturación crítica, se mueve hacia el pozo a una velocidad mayor que la del aceite, o bien se desplaza verticalmente hacia el casquete; el gas deja de estar en contacto con el aceite en ambos casos, por lo que el proceso corresponde a una liberación diferencial.

Cuando entran a la tubería de producción, el gas y el aceite fluyen juntos. Durante el trayecto hacia la superficie y dentro del separador, el gas disuelto continúa liberándose y permanece en contacto con el aceite; la composición total del sistema no cambia y las fases alcanzan el equilibrio debido a la agitación. Por lo tanto, el tipo de proceso que experimentan los fluidos en las líneas de flujo y dentro del separador corresponde a una ECC.

2.2.1. Prueba de expansión a composición constante (ECC).

Una muestra de aceite se coloca dentro de una celda de acero de aproximadamente medio litro, capaz de resistir altas presiones (> 10,000 psia) y altas temperaturas (>350°F). El experimento se realiza a la temperatura del yacimiento y la presión se establece inicialmente en un valor mayor que la de burbuja y que la del yacimiento; posteriormente, la presión del sistema se reduce en etapas. En cada etapa, el gas disuelto se expande y el volumen del líquido aumenta. Cuando la presión es menor que la de burbuja, el gas comienza a liberarse manteniéndose en contacto y en equilibrio

con la fase líquida. Se realizan decrementos adicionales de presión que provocan incrementos del volumen total -gas liberado más aceite- (Fig. 2.1). Al graficar el volumen total con respecto a la presión, se identifican la presión de burbuja y el volumen de aceite a esta presión -punto donde existe un cambio de pendiente- (Fig. 2.2).

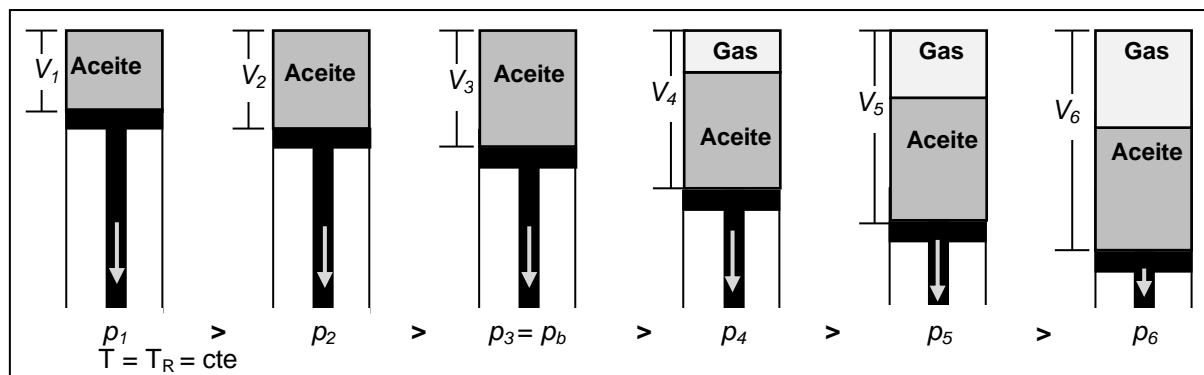


Fig. 2.1 Representación de la prueba de expansión a composición constante.

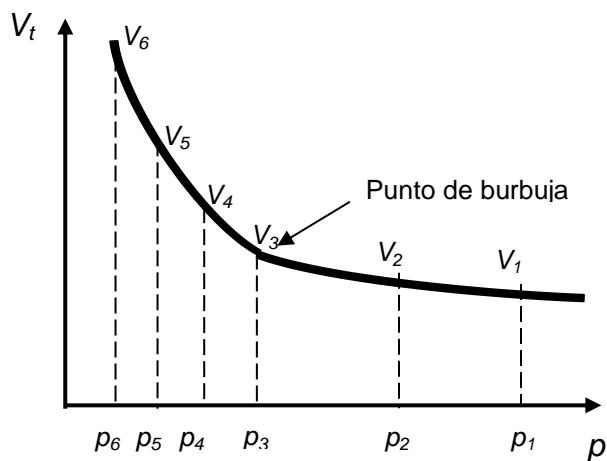


Fig. 2.2 Variación del volumen total de hidrocarburos en cada nivel de presión

De la prueba ECC se obtienen los datos siguientes:

1. Presión de burbuja
2. Compresibilidad del aceite, c_o , en $p \geq p_b$
3. Densidad del aceite, ρ_o , en $p \geq p_b$
4. Volumen relativo:

$$V_r = \frac{V_t}{V_b} \dots \dots \dots (2.1)$$

5. Función $Y(p \leq p_b)$:

$$Y = \frac{p_b - p}{p (V_r - 1)} \dots \dots \dots (2.2)$$

La Fig. 2.3 muestra diferentes casos de acuerdo al comportamiento de la función Y.

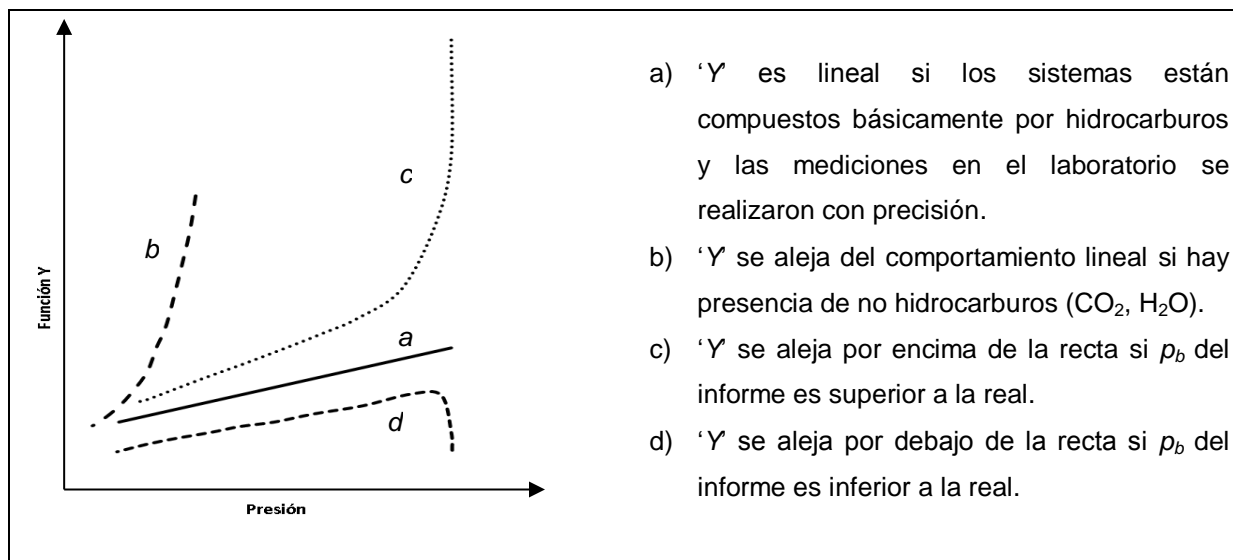


Fig. 2.3 Comportamiento de la función Y.

2.2.2. Prueba de expansión con liberación diferencial (ELD)

El experimento comienza con una muestra de aceite a la presión de burbuja y a la temperatura del yacimiento. A continuación se reduce la presión de la celda PVT y se libera cierto volumen de gas. Una vez que el sistema ha alcanzado el equilibrio, se cuantifican los volúmenes de gas libre y aceite remanente. El gas liberado se expulsa a presión constante. Este proceso se repite (generalmente en diez etapas) hasta la presión atmosférica. Finalmente, la temperatura se reduce a 60 °F y se mide el volumen del aceite residual -Fig. 2.4.

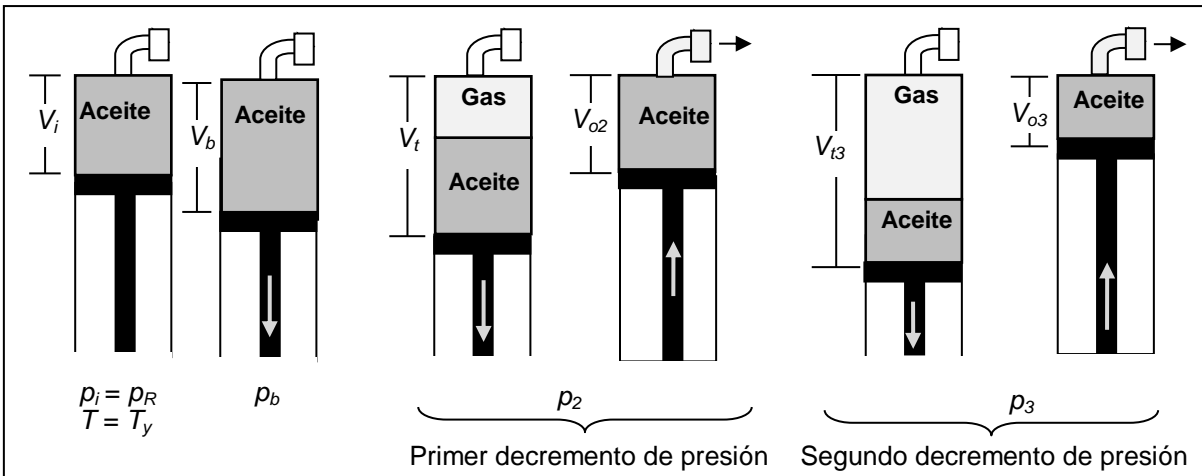


Fig. 2.4 Representación de la prueba de liberación diferencial.

En la Fig. 2.5 se presenta la variación del volumen hidrocarburos que se tiene en cada abatimiento de presión. A presiones mayores que la de burbuja, el aceite aumenta su volumen debido a la expansión del gas disuelto. Cuando la presión es menor de p_b , el volumen total de hidrocarburos dentro de la celda aumenta debido a la liberación del gas. El volumen de aceite disminuye en cada etapa de liberación.

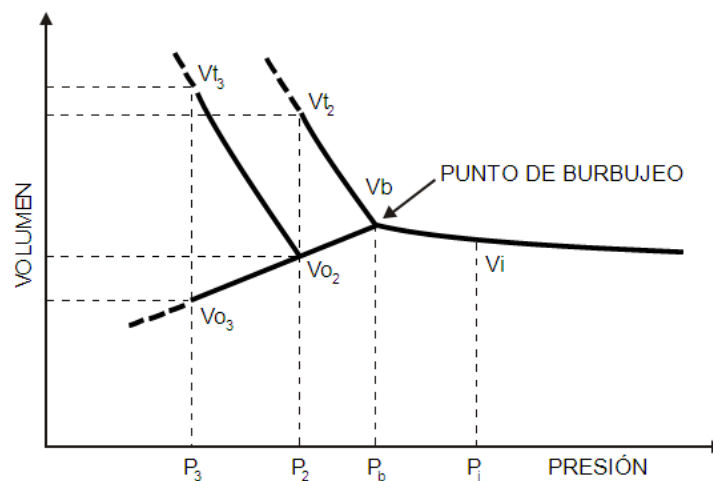


Fig. 2.5 Variación del volumen diferencial en cada nivel de presión.

De la prueba de liberación diferencial se determinan las propiedades siguientes:

1. Relación de solubilidad, R_s .
2. Factor de volumen del aceite, B_o .
3. Factor de volumen total, B_t .
4. Densidad del aceite, ρ_o .
5. Densidad API del aceite residual, γ_{API} .
6. Factor de compresibilidad del gas, z .
7. Factor de volumen del gas, B_g .
8. Densidad relativa del gas, γ_{gp} .

2.2.3. Prueba de separadores

La fase gaseosa se remueve de la fase líquida mediante dos o más etapas, correspondientes a las condiciones de los separadores (Fig. 2.6). Se cuantifica el efecto de la presión y la temperatura de separación en la densidad del aceite muerto, la relación gas-aceite (R_{sb}) y el factor de volumen en el punto de burbuja (B_{ob}).

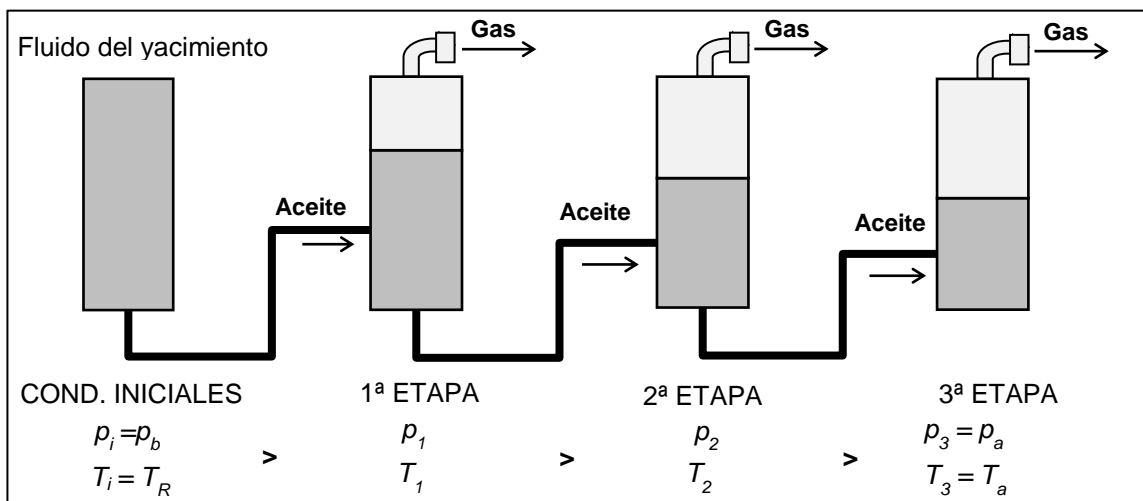


Fig. 2.6 Representación de la prueba de separadores en el laboratorio.

Mediante estas pruebas puede determinarse la presión óptima de separación. Para ello, en cada presión del separador se obtiene:

- 1 Factor volumétrico del aceite a p_b , B_{ob} .
- 2 Relación de solubilidad a p_b , R_{sb} .
- 3 Densidad API del aceite en el tanque, γ_{API} .
- 4 Composición del gas separado

Para cada presión de separación, se grafican γ_{API} , B_{ob} y R_{sb} contra P_{sp} . La presión óptima de separación es aquella en la que se obtienen: γ_{API} máximo, relación de solubilidad mínima y factor volumétrico de aceite mínimo (Fig. 2.7).

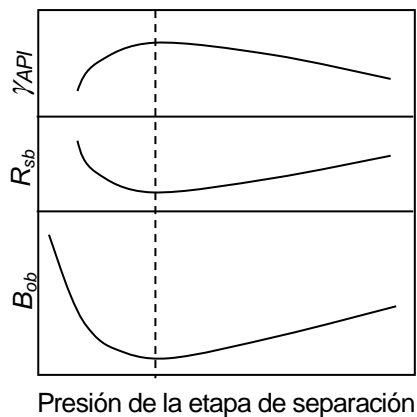


Fig. 2.7 Efecto de p_{sp} sobre γ_{API} , R_{sb} y B_{ob}

2.3. Validación de los resultados de las pruebas PVT

Antes de utilizar la información de los reportes PVT para cálculos de ingeniería deben realizarse algunas validaciones preliminares para determinar la consistencia y representatividad de los datos. Las pruebas de validación más comunes (León, 2012) son:

1. Prueba de densidad.
2. Prueba de linealidad de la función “Y”.
3. Prueba de balance de materia.
4. Prueba de desigualdad.

2.3.1. Prueba de densidad

Se verifica que el error relativo entre los valores de la densidad del aceite a p_b en las pruebas de liberación diferencial y de separadores, sea menor o igual al 5%. El valor de ρ_{obf} en la prueba de separadores se calcula con información extraída de esta prueba mediante la ecuación siguiente:

$$\rho_{obf} = \frac{1}{B_{ob}} \left(C_1 \gamma_o + C_2 \sum_{j=1}^n (R_{s_j} \gamma_{gp_j}) \right), \dots \dots \dots (2.3)$$

donde n indica el número total de etapas de separación tomando en cuenta el tanque de almacenamiento. El valor de C_1 , C_2 y las unidades de ρ_{obf} y R_s se indican en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Valor de las constantes C_1 , C_2 y unidades de ρ_{ob} y R_{sb} en la ecuación (2.3).

ρ_{obf}	R_s	C_1	C_2
$\frac{lb_m}{bl}$	$\left(\frac{pie^3}{bl} \right)$	350	0.0763277
$\frac{lb_m}{pie^3}$	$\left(\frac{pie^3}{bl} \right)$	62.4	0.01362
$\frac{kg}{m^3}$	$\left(\frac{m^3}{m^3} \right)$	1000	1.2256
$\frac{g}{cm^3}$	$\left(\frac{m^3}{m^3} \right)$	1	1.2256×10^{-3}

2.3.2. Prueba de linealidad de la función “Y”

Se verifica que sean confiables el valor reportado de la presión de burbuja, y los datos de volumen relativo de la prueba de expansión a composición constante. Mediante las expresiones (2.1) y (2.2) se calcula la función “Y” y se grafica en términos de la presión. Se considera que las mediciones de volumen relativo y de la presión de burbuja son confiables cuando se obtiene una línea recta (Fig. 2.3 y Fig. 2.8), cabe señalar que este comportamiento lineal también indica que el aceite tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos. Si la función “Y” se desvía de un comportamiento lineal, entonces debe realizarse un suavizamiento de los datos y recalcularse la presión de burbuja.

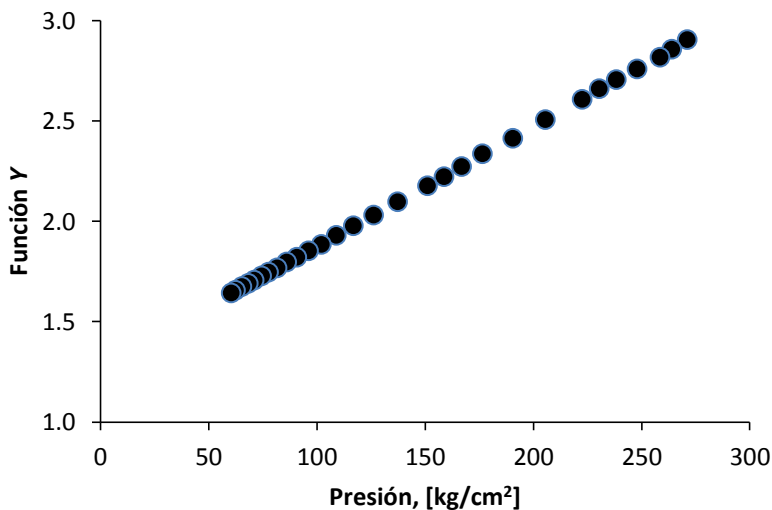


Fig. 2.8 Comportamiento lineal de la función Y para $p < p_b$.

2.3.2.1 Suavizamiento de la función “Y” para recalcular la presión de burbuja.

La Fig. 2.9 muestra un ejemplo del comportamiento no lineal de la función Y. En este caso, la presión de burbuja reportada por el laboratorio está sobreestimada. Para calcular el valor adecuado de la presión p_b se debe seguir el procedimiento indicado más adelante.

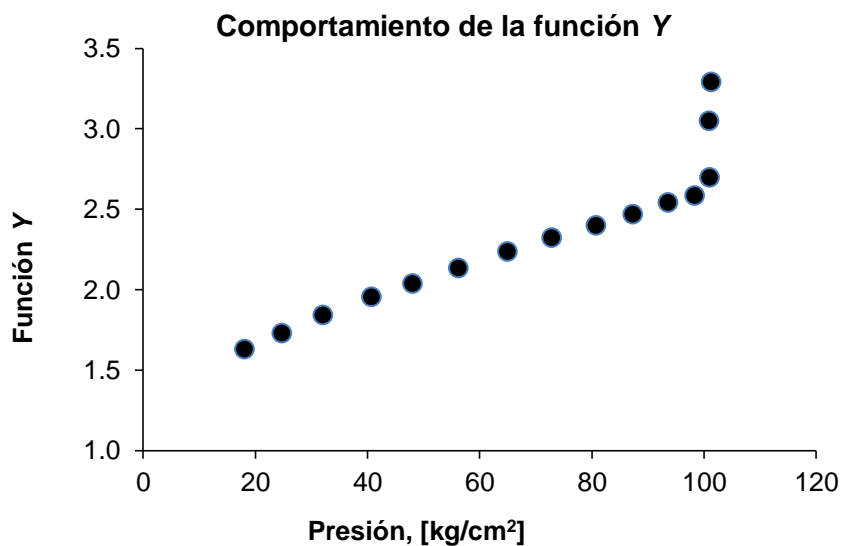


Fig. 2.9 Comportamiento no lineal de la función Y. La p_b reportada en el informe está sobreestimada.

Paso 1. Eliminar los puntos que están fuera de la tendencia y obtener una regresión lineal de la forma $Y_{reg} = mx + b$. El coeficiente de correlación R^2 debe ser mayor a 0.99 (Fig. 2.10).

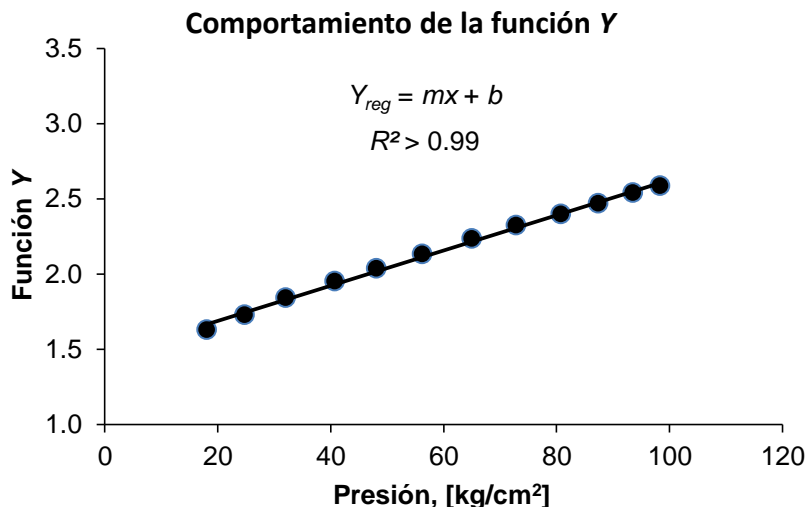


Fig. 2.10 Puntos de la función Y que presentan una tendencia lineal expresados con una regresión de la forma $Y_{reg} = mx + b$.

Paso 2. Calcular la presión de burbuja con la ecuación (2.4) para cada punto de presión j que está dentro de la tendencia lineal.

$$(p_{bcalc})_j = p_j(m p_j + b)(V_{rj} - 1) + p_j. \quad \dots \dots \dots (2.4)$$

Paso 3. Obtener el promedio de p_{bcalc} con la ecuación (2.5) descartando los valores que están fuera de la tendencia. Este será el nuevo valor de la presión de burbuja.

$$p_b = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (p_{bcalc})_j \cdot \dots \dots \dots (2.5)$$

2.3.3. Prueba de balance de materia

Se verifica que los datos de la relación de solubilidad de la prueba de liberación diferencial (R_s), sean iguales a los calculados por balance de materia (R_{SBM}). Se considera que los datos son consistentes si el error relativo es menor o igual al 5%. La relación de solubilidad R_{SBM} se calcula con información extraída de la prueba de liberación diferencial mediante las expresiones (2.6) a (2.9).

Para $j = n - 1, n - 2, \dots, 1$:

$$R_{sBMj} = R_{sBMj+1} + 159V_{gj}, \quad \dots \quad (2.6)$$

$$V_{gj} = 0.02881 \frac{m_{gj}}{\gamma_{gpj+1}}, \quad \dots \quad (2.7)$$

$$m_{gj} = m_{oj} - m_{oj+1}, \quad \dots \quad (2.8)$$

Para $j = n, n - 1, \dots, 1$:

$$m_{oj} = 1000 \rho_o B_{oj}, \quad \dots \quad (2.9)$$

donde el índice j se refiere a las etapas de separación diferencial, de tal manera que $j = 1$ corresponde a las condiciones de p_b a la temperatura de yacimiento, y $j = n$, a la presión estándar. El valor de m_g , V_g y R_{sBM} es cero en $j = n$. Las unidades de cada variable son las siguientes: R_{sBM} (pie³/bl), V_g (pie³), m_g y m_o (g), γ_{gp} (adim), ρ_o (g/cm³) y B_o (m³/m³).

2.3.4. Prueba de desigualdad

Esta prueba se basa en los datos de la prueba de separación diferencial. Se verifica que la derivada del factor del volumen del aceite con respecto a la presión, sea menor que la derivada de la relación de solubilidad con respecto a la presión, multiplicada por el factor de volumen del gas -ecuación (2.10). Para tal efecto, se utilizan las expresiones (2.11) a (2.15). El índice j se refiere a las etapas de la prueba de separación, de tal manera que $j = n$ corresponde a las condiciones de presión atmosférica, y $j = 1$, a las condiciones de p_b a la temperatura de yacimiento.

$$\frac{\partial B_o}{\partial p} < B_g \frac{\partial R_s}{\partial p}. \quad \dots \quad (2.10)$$

Para $j = 1, 2, \dots, n$:
$$\frac{\Delta B_{oj}}{\Delta p_j} < \overline{B}_{gj} \frac{\Delta R_{sj}}{\Delta p_j}, \quad \dots \quad (2.11)$$

donde:
$$\Delta B_{oj} = B_{oj} - B_{oj-1}. \quad \dots \quad (2.12)$$

$$\Delta R_{sj} = R_{sj} - R_{sj-1}. \quad \dots \quad (2.13)$$

$$\Delta p_j = p_j - p_{j-1}. \quad \dots \quad (2.14)$$

$$\overline{B}_{gj} = \frac{B_{gj} + B_{gj+1}}{2}. \quad \dots \quad (2.15)$$

2.4. Corrección de la prueba de liberación diferencial a condiciones del separador

En los cálculos de ingeniería de producción o de balance de materia, se requieren datos de un proceso de liberación ECC en un rango amplio de presiones y temperaturas. Sin embargo, esta información no puede obtenerse experimentalmente debido a limitaciones mecánicas y económicas. Como se refirió en secciones anteriores, la prueba de expansión a composición constante se realiza a la temperatura del yacimiento, y sólo se efectúan mediciones a presiones mayores que la de burbuja y algunas cuantas en la región de saturación. Por lo tanto, se han propuesto metodologías para generar los datos de un proceso de liberación ECC en la región de saturación, a partir de la corrección de los datos de la prueba de liberación diferencial a las condiciones de la prueba de separadores. En los reportes PVT generalmente no se incluyen estos datos procesados.

En la Tabla 2.3 se muestran las ecuaciones que recomiendan McCain (2002) y Al-Marhoun (2003) para corregir los valores de R_s y B_o . El subíndice d indica que el valor de la variable se extrae de la prueba de liberación diferencial, mientras que el subíndice f hace referencia a los datos de la prueba de separadores. En esta tesis se utilizan las ecuaciones propuestas por Al-Marhoun porque garantizan que la relación de solubilidad corregida sea igual a cero y el factor de volumen del aceite corregido sea mayor o igual que uno, ambos a la presión atmosférica.

Tabla 2.3 Ecuaciones para corregir R_s y B_o de la prueba de liberación diferencial a condiciones del separador.

Autor	Intervalo	R_s corregido	B_o corregido	Observación
McCain	$p \geq p_b$	$R_s = R_{sbf}$	$B_o = V_r B_{obf}$	---
	$p < p_b$	$R_s = R_{sbf} - (R_{sbd} - R_{sd}) \left(\frac{B_{obf}}{B_{obd}} \right)$	$B_o = B_{od} \left(\frac{B_{obf}}{B_{obd}} \right)$	En presiones cercanas o iguales a la atmosférica: R_s puede ser negativa y $B_o < 1$
Al-Marhoun	$p < p_b$	$R_s = R_{sd} \left(\frac{R_{sbf}}{R_{sbd}} \right)$	$B_o = B_{obf} + c(B_{ond} - B_{obf})$ $c = \left(\frac{B_{obd} - B_{od}}{B_{obd} - B_{ond}} \right)$	A presión atmosférica, R_s es igual a cero y B_o nunca es menor a uno

CAPÍTULO 3

Desarrollo de las correlaciones PVT

En este capítulo se discuten los detalles de la validación y procesamiento de los reportes PVT recopilados para aceites producidos en campos de México, y se describe la base de datos generada. Se presenta el análisis matemático para desarrollar un nuevo conjunto de correlaciones para calcular la presión de burbuja y el factor de volumen del aceite, a partir de la información de la base de datos formada. Finalmente, se presentan las correlaciones obtenidas.

3.1. Descripción de la base de datos PVT

Se recopilaron 160 reportes PVT de diferentes campos de aceite de México, que comprenden una gama amplia de características de los fluidos producidos. Para efectos del estudio presente se realizó una preselección de aquellos reportes que contaban con la información mínima requerida. Se descartaron los siguientes:

- 31 reportes exprés.
- 20 reportes sin la prueba de separadores.
- Cinco reportes sin datos de densidad del aceite en la prueba de liberación diferencial.
- 26 reportes con información insuficiente de la densidad relativa del gas en la prueba del separador.

Después de esta preselección, se realizó el procesamiento y validación de la información de los 78 reportes restantes, como se describe en la sección 3.2 y en el capítulo dos, respectivamente.

Con respecto a la prueba de la densidad del aceite, se identificaron 23 reportes que no contaban con el dato de B_{ob} en la prueba de separadores. Para no descartarlos del estudio, se desarrolló una correlación para estimar este parámetro a partir de los datos de los otros 55 reportes. La correlación obtenida se presenta y discute en las secciones 3.4.4 y 6.2.3 respectivamente.

Con base en los análisis realizados, se descartaron 12 reportes porque presentaron un error relativo mayor al 5% en la prueba de densidad del aceite. Adicionalmente, se detectaron inconsistencias en los datos de dos reportes durante el proceso de evaluación de las correlaciones PVT consideradas en el trabajo presente; independientemente de la correlación utilizada, presentaron errores relativos de hasta 500%.

En resumen, 64 reportes pasaron las pruebas realizadas; a partir de la información de estos reportes se generó una base de datos con 465 registros. En la Tabla 3.1 se indican los rangos de las propiedades cubiertas. En el apéndice A se incluyen los datos correspondientes a las propiedades del aceite en el punto de burbuja y se presentan los resultados de la validación de los reportes con la prueba de densidad.

Tabla 3.1 Rangos de las propiedades cubiertas en la base de datos.

Parámetro	Valor mínimo	Valor máximo
γ_{API} (°API)	8.8	39.4
ρ_b (kg/cm ²)	32	380
T_R (°C)	42	155
B_{ob} (m ³ /m ³)	1.039	2.054
R (m ³ /m ³)	16	325
γ_g (adim)	0.685	1.254

Con respecto a la correlación desarrollada para B_{ob} de la prueba de separadores (con base en 55 reportes PVT), en la Tabla 3.2 se indican sus rangos de validez. El

subíndice d indica que el valor de la variable se obtuvo de la prueba de liberación diferencial y el subíndice f hace referencia a la prueba de separadores.

Tabla 3.2 Rangos de los datos utilizados para la correlación desarrollada de B_{ob} de la prueba de separadores.

Parámetro	Valor mínimo	Valor máximo
γ_{API} (°API)	8.8	40.4
ρ_b (kg/cm ²)	9	378
T_R (°C)	42	148
B_{obd} (m ³ /m ³)	1.051	2.663
B_{obf} (m ³ /m ³)	1.0394	2.054
R_{sbf} (m ³ /m ³)	1.4	323
R_{sbd} (m ³ /m ³)	1.8	478
γ_g (adim) –ec. (3.2).	0.6934	1.2016
ρ_R (kg/cm ²)	54	525

3.2. Procesamiento y validación de los reportes PVT

En esta sección se indica qué información de los reportes PVT se requiere para los efectos del estudio presente. Con la información de una muestra de la base de datos, se presenta un ejemplo del proceso de validación. Finalmente, se explica el método implementado para corregir los datos de la prueba de liberación diferencial a las condiciones del separador.

3.2.1. Procesamiento de la información de los reportes PVT

Los datos de las pruebas de expansión a composición constante, de liberación diferencial, y de separadores que se requieren en este trabajo se indican en la Tabla 3.3. Con respecto a las pruebas de separador, es importante mencionar que los datos utilizados en el estudio corresponden a las condiciones óptimas de separación, como fue descrito en la sección 2.2.3.

Tabla 3.3 Datos requeridos de las pruebas ECC, ELD y de separadores.

ECC	ELD	Separadores
$\rho \geq \rho_b$	$\rho \leq \rho_b$	R_{sb}
$V_r (\rho \geq \rho_b)$	$R_s (\rho \leq \rho_b)$	B_{ob}
	$B_o (\rho \leq \rho_b)$	R_s a p_{ps}
	ρ_{ob}	γ_{gp} a p_{ps}
	T_R	γ_g - ec (3.2).
		γ_{API}

El valor de la relación de solubilidad en el punto de burbuja y el de la densidad relativa del gas, se calcularon con los datos de la prueba de separadores mediante las expresiones siguientes:

$$R_{sb} = \sum_{j=1}^n (R_{sj}), \quad \dots \dots \dots (3.1)$$

$$\gamma_g = \frac{\sum_{j=1}^n (R_{sj} \times \gamma_{gpj})}{R_{sb}}, \quad \dots \dots \dots (3.2)$$

donde j indica las etapas de separación, incluyendo el tanque de almacenamiento.

Cuando no se dispone de la prueba de separadores, la densidad relativa del gas se puede estimar a partir de los datos de la prueba diferencial con la expresión siguiente:

$$\gamma_g = \frac{1}{R_{sb}} \sum_{j=2}^n (R_{s(j-1)} - R_{sj}) \gamma_{gpj}, \quad \dots \dots \dots (3.3)$$

donde $R_{s1} = R_{sb}$ y j indica cada etapa de la prueba, desde la presión de burbuja hasta la atmosférica.

3.2.2. Validación de los reportes PVT

Se realizó la validación de los reportes PVT que contaban con la información mínima requerida para los objetivos del estudio presente, con base en las pruebas descritas en la sección 2.3. A partir de la información de una muestra denominada “tres” en la base de datos, a continuación se discuten los resultados y se ejemplifica el procedimiento de validación. En el apéndice A puede consultarse la información primaria correspondiente a esta muestra.

Prueba de densidad: se calculó la densidad del aceite de la prueba de separadores (ρ_{obf}) con la expresión (2.3) y se comparó con el valor reportado en la prueba de liberación diferencial (ρ_{obd}). A continuación se ejemplifican los resultados obtenidos para la muestra “tres”.

$$\rho_{obf} = \frac{1}{1.139} \left(0.99229 + 1.2256 \times 10^{-3} (13 \times 1.05 + 8.7 \times 1.352) \right) = 0.8986 \text{ [g/cm}^3\text{]}$$

$$\rho_{obd} = 0.8905 \text{ [g/cm}^3\text{]}$$

$$e_r = \left| \frac{\rho_{obf} - \rho_{obd}}{\rho_{obd}} \right| \times 100 = \left| \frac{0.8986 - 0.8905}{0.8905} \right| \times 100 = 0.91\% < 5\% : \text{Validación aprobada}$$

Prueba de la linealidad de la función Y: a partir de los datos de la prueba de expansión a composición constante, se calculó la función Y con la expresión (2.2) y se graficó contra presión. Para determinar si presentaba un comportamiento lineal, se obtuvo su modelo de regresión (Tabla 4.1. inciso a) y se calculó el coeficiente de correlación (R^2) con la expresión (3.4). Se consideró que los datos satisfacen la prueba de la linealidad de la función Y cuando R^2 era mayor a 0.99. Para aquellos reportes que no cumplieron con esta condición, se suavizaron los datos y se recalculó la presión de burbuja con el procedimiento descrito en la sección 2.3.2.1.

$$R^2 = 1 - \frac{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_j^2}{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n Y_j^2 - \left(\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n Y_j \right)^2}, \dots \dots \dots (3.4)$$

donde $e_j = Y_j - Y_{regj}$; Y_j es el valor calculado con la expresión (2.2), y Y_{regj} es el valor calculado con la regresión lineal generada (Tabla 4.1. inciso a), ambas referidas a la presión j -ésima. n es el número total de puntos. A manera de ejemplo, en la Fig. 3.1 se ilustran los resultados obtenidos para la muestra “tres”.

p (kg/cm ²)	V_r (cm ³ /cm ³)	Función Y	Y_{reg}
53.72	1.0059	4.1962	4.1904
50.06	1.0248	4.0194	4.0198
47.95	1.0378	3.9172	3.9214
45.77	1.0531	3.8183	3.8198
43.66	1.0699	3.7322	3.7214
40.15	1.1045	3.5513	3.5578
35.08	1.1717	3.3155	3.3214
28.19	1.3180	2.9963	3.0002
22.15	1.5470	2.7154	2.7186
18.35	1.7860	2.5445	2.5414
15.75	2.0286	2.4259	2.4202

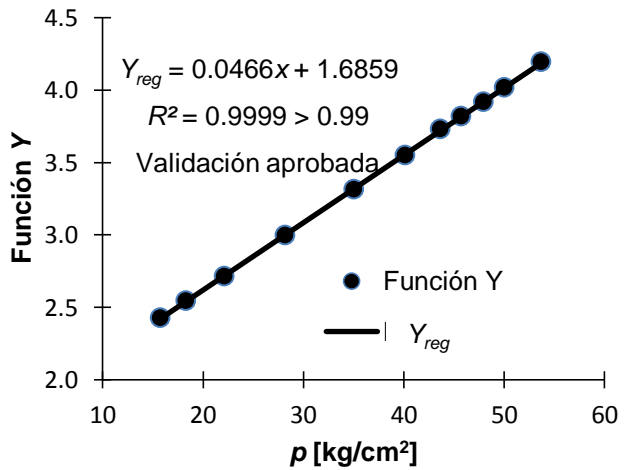


Fig. 3.1 Validación de la muestra “tres” (apéndice A) con la prueba de linealidad de la función Y.

Prueba de balance de materia: se calculó la relación de solubilidad con las expresiones 2.6 a 2.9 y se comparó con las reportadas en la prueba de liberación diferencial. Los resultados obtenidos para la muestra “tres” se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Validación de la muestra “tres” con la prueba de balance de materia.

Datos de la prueba de liberación diferencial					Valores calculados con la prueba de balance de materia					
p (kg/cm ²)	B_o (m ³ /m ³)	ρ_o (g/cm ³)	γ_{gp} (Aire=1)	R_s (m ³ /m ³)	m_o (g)	$(m_g)_{ext}$ (g)	$(V_g)_{ext}$ (cm ³)	R_{sBM} (m ³ /m ³)	Error (%)	Validación
55.05	1.1770	0.8905		27.10	1048.1	7.92	0.2092	27.46	1.3%	Aprobada
40.62	1.1590	0.8975	1.093	21.40	1040.2	7.35	0.1853	21.53	0.6%	Aprobada
27.61	1.1350	0.9100	1.146	16.20	1032.8	8.95	0.2059	16.28	0.5%	Aprobada
13.69	1.1110	0.9216	1.256	10.20	1023.9	4.31	0.0934	10.45	2.4%	Aprobada
9.33	1.1000	0.9269	1.332	7.70	1019.6	17.13	0.2754	7.80	1.3%	Aprobada
1.03	1.0710	0.9360	1.797	0.00	1002.5	0	0	0		

Prueba de desigualdad: para la prueba de liberación diferencial se verificó el criterio de la expresión (2.10). Los resultados obtenidos para la muestra “tres” se presentan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Validación de la muestra tres con la prueba de desigualdad.

Datos de la prueba de liberación diferencial				Valores calculados con la prueba de desigualdad						
p (kg/cm ²)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)	B_g (m ³ /m ³)	\bar{B}_g (m ³ /m ³)	Δp	ΔR_s	ΔB_o	$\frac{\Delta B_o}{\Delta p}$	$\bar{B}_g \frac{\Delta R_s}{\Delta p}$	Validación
55.05	27.1	1.177	0	0.0161	14.43	5.7	0.018	0.00125	0.006379	Aprobada
40.62	21.4	1.159	0.0323	0.0403	13.01	5.2	0.024	0.00184	0.016108	Aprobada
27.61	16.2	1.135	0.0483	0.0740	13.92	6.0	0.024	0.00172	0.031875	Aprobada
13.69	10.2	1.111	0.0996	0.1235	4.36	2.5	0.011	0.00252	0.070786	Aprobada
9.33	7.7	1.100	0.1473	0.7523	8.30	7.7	0.029	0.00349	0.697870	Aprobada
1.03	0	1.071	1.3572							

3.2.3. Corrección de los datos de la liberación diferencial a las condiciones del separador.

Se corrigieron los datos de R_s y B_o de la prueba de liberación diferencial a las condiciones del separador con la metodología de Al-Marhoun (2003) -descrita en la sección 2.4. Los resultados obtenidos para la muestra “tres” se resumen en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Prueba combinada: corrección R_{sd} y B_{od} a las condiciones del separador (Al-Marhoun,2003).

p (kg/cm ²)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)
118.82	21.70	1.1313
99.13	21.70	1.1335
78.11	21.70	1.1360
63.49	21.70	1.1379
55.05	21.70	1.1390
40.62	17.14	1.1275
27.61	12.97	1.1121
13.69	8.17	1.0967
9.33	6.17	1.0896
1.03	0	1.0710

3.3. Análisis matemático para el desarrollo de nuevas correlaciones

En esta sección se describen los modelos matemáticos que se utilizarán en el desarrollo de un nuevo conjunto de correlaciones para la presión de burbuja y el factor de volumen del aceite. Se explica el método numérico utilizado para calcular los coeficientes y exponentes de los modelos. Finalmente, se presenta el análisis realizado para el desarrollo de la correlación para el factor de volumen en el separador, B_{obf} .

3.3.1. Formulación matemática

Se analizaron las relaciones funcionales de las correlaciones publicadas para p_b , R_{sb} , y B_{ob} (Tablas 1.3, 1.4 y 1.5), con la finalidad de obtener modelos base cuyos coeficientes y exponentes se calcularán para los aceites producidos en los campos de México. En todos los casos, se buscó obtener expresiones linealizables en términos de sus coeficientes y exponentes característicos, para poder determinarlos mediante el método numérico descrito en la sección 3.3.2. Aquellas correlaciones que no pudieron linealizarse se descartaron en el planteamiento de los modelos.

3.3.1.1. Presión de burbuja

Con base en los análisis realizados, se identificaron cuatro modelos base para p_b . En la Tabla 3.7 se indican las correlaciones que comparten la misma relación funcional, y se presentan los modelos correspondientes, así como su expresión linealizada. En la linealización del modelo de Glaso se utilizó una variable F que engloba las constantes y parámetros propuestos en la correlación original del autor (Juárez, 1998).

Para calcular las n incógnitas (coeficientes y exponentes del modelo) de las expresiones linealizadas, se utilizará la información de la base de datos PVT (Apéndice A). Para cada uno de los m registros correspondientes al punto de burbuja que conforman la base de datos, se aplica la expresión linealizada. Esto genera un sistema de m ecuaciones lineales con n incógnitas, como se muestra en la tabla referida. En la sección 3.3.2 se discute el método numérico que se utilizará para resolverlo.

Tabla 3.7 Linealización y representación matricial de las expresiones generales para p_b .

1) Modelo base de Standing (M.St)	
Correlaciones:	Standing, Total, Labedi, Petrosky
Expresión general:	$p_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_g C_2 10^{(C_4 \gamma_{API} - C_5 T)}} \right]^{C_3}$
Linealización:	$\log p_b = C_3 \log R_s - C_3 \log C_1 - C_3 C_2 \log \gamma_g - C_3 C_4 \gamma_{API} + C_3 C_5 T$ $\log p_b = -x_1 - x_2 \log \gamma_g + x_3 \log R_s - x_4 \gamma_{API} + x_5 T$
donde	$C_1 = 10^{x_1/C_5}; C_2 = \frac{x_2}{C_3}; C_3 = x_3; C_4 = \frac{x_4}{C_3}; C_5 = \frac{x_5}{C_3}$
Representación matricial:	$\begin{bmatrix} -1 & -\log \gamma_g & \log R_s & -\gamma_{API} & T \end{bmatrix}_{m \times 5} \cdot [X]_{5 \times 1} = [\log p_b]_{m \times 1}$
2) Modelo base de Vázquez (M.Vz)	
Correlaciones	Vázquez-Beggs, Kartoatmodjo, Agip
Expresión general	$p_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_g C_2 10^{C_4 \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right)}} \right]^{C_3}$
Linealización	$\log p_b = C_3 \log R_s - C_3 \log C_1 - C_3 C_2 \log \gamma_g - C_3 C_4 \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right)$ $\log p_b = -x_1 - x_2 \log \gamma_g + x_3 \log R_s - x_4 \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right)$
donde	$C_1 = 10^{(x_1/C_3)}; C_2 = \frac{x_2}{C_3}; C_3 = x_3; C_4 = \frac{x_4}{C_3}$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} -1 & -\log \gamma_g & \log R_s & -\frac{\gamma_{API}}{T+460} \end{bmatrix}_{m \times 4} \cdot [X]_{4 \times 1} = [\log p_b]_{m \times 1}$

Tabla 3.7 (continuación)

3) Modelo base de Al-Marhoun (M.AIM)	
Correlaciones	Al-Marhoun, Dokla
Expresión general	$p_b = \left[\frac{R_s^{C_5}}{C_1 \gamma_g^{C_2} \gamma_o^{C_3} (T + 460)^{C_4}} \right]$
Linealización	$\log p_b = C_5 \log R_s - \log C_1 - C_2 \log \gamma_g - C_3 \log \gamma_o - C_4 \log(T + 460)$ $\log p_b = -x_1 - x_2 \log \gamma_g - x_3 \log \gamma_o - x_4 \log(T + 460) + x_5 \log R_s$
donde	$C_1 = 10^{x_1}; C_2 = x_2; C_3 = x_3; C_4 = x_4; C_5 = x_5$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} -1 & -\log \gamma_g & -\log \gamma_o & -\log(T + 460) & \log R_s \end{bmatrix}_{m \times 5} \cdot [X]_{5 \times 1} = [\log p_b]_{m \times 1}$
4) Modelo base de Glaso (M.GI)	
Correlación	Glaso
Expresión general	$p_b = 10^{C_1 + C_2 \log(F) - C_3 \log^2(F)}$
Linealización	$\log p_b = C_1 + C_2 \log F - C_3 \log^2 F$
donde	$F = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} \left(\frac{T^A}{\gamma_{API}^{0.989}} \right);$ <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 5px;"> <div>$A = 0.172$ para aceite negro</div> <div>$A = 0.130$ para aceite volátil</div> </div>
Representación matricial	$\begin{bmatrix} 1 & \log F & -\log^2 F \end{bmatrix}_{m \times 3} \cdot [C]_{3 \times 1} = [\log p_b]_{m \times 1}$

3.3.1.2. Relación de solubilidad

Para esta propiedad se identificaron cuatro modelos base. En la Tabla 3.8 se indican las correlaciones que comparten una misma relación funcional, se presenta el modelo, su expresión linealizada y su representación matricial.

Tabla 3.8 Linealización y representación matricial de los modelos base para R_s .

1) Modelo base de Standing (M.St)	
Correlaciones	Standing, Total, Labedi, Petrosky
Expresión general	$R_s = C_1 \gamma_g^{C_2} p^{C_3} 10^{(C_4 \gamma_{API} - C_5 T)}$
Linealización	$\log R_s = \log C_1 + C_2 \log \gamma_g + C_3 \log p + C_4 \gamma_{API} - C_5 T$ $\log R_s = x_1 + x_2 \log \gamma_g + x_3 \log p + x_4 \gamma_{API} - x_5 T$
donde	$C_1 = 10^{x_1}; C_2 = x_2; C_3 = x_3; C_4 = x_4; C_5 = x_5$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} 1 & \log \gamma_g & \log p & \gamma_{API} & -T \end{bmatrix}_{m \times 5} \cdot [X]_{5 \times 1} = [\log R_s]_{m \times 1}$
2) Modelo base de Vázquez (M.Vz)	
Correlaciones	Vazquez y Beggs, Kartmordjo, Agip
Expresión general	$R_s = C_1 \gamma_g^{C_2} p^{C_3} 10^{C_4 \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right)}$
Linealización	$\log R_s = \log C_1 + C_2 \log \gamma_g + C_3 \log p + C_4 \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right)$ $\log R_s = x_1 + x_2 \log \gamma_g + x_3 \log p + x_4 \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right)$
donde	$C_1 = 10^{x_1}; C_2 = x_2; C_3 = x_3; C_4 = x_4$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} 1 & \log \gamma_g & \log p & \left(\frac{\gamma_{API}}{T+460} \right) \end{bmatrix}_{m \times 4} \cdot [X]_{4 \times 1} = [\log R_s]_{m \times 1}$

Tabla 3.8 (continuación).

3) Modelo base de Al-Marhoun (M.AIM)	
Correlaciones	Al-Marhoun, Dokla
Expresión general	$R_s = [C_1 p \gamma_g^{C_2} \gamma_o^{C_3} (T + 460)^{C_4}]^{C_5}$
Linealización	$\log R_s = C_5 \log C_1 + C_5 \log p + C_5 C_2 \log \gamma_g + C_5 C_3 \log \gamma_o + C_5 C_4 \log(T + 460)$ $\log R_s = x_1 + x_5 \log p + x_2 \log \gamma_g + x_3 \log \gamma_o + x_4 \log(T + 460)$
donde	$C_1 = 10^{x_1/C_5}; C_2 = \frac{x_2}{C_5}; C_3 = \frac{x_3}{C_5}; C_4 = \frac{x_4}{C_5}$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} 1 & \log \gamma_g & \log \gamma_o & \log(T + 460) & \log p \end{bmatrix}_{m \times 5} \cdot [X]_{5 \times 1} = [\log R_s]_{m \times 1}$
4) Modelo base de Glaso (M.GI)	
Expresión general	$R_s = \gamma_g \left[\frac{\gamma_{API}^{C_5}}{T^{C_6}} 10^{(-C_1 + C_2 \log p - C_3 \log^2 p + C_4 \log^3 p)} \right]^{C_7}$
Linealización	$\log \frac{R_s}{\gamma_g} = -C_1 + C_2 \log p - C_3 \log^2 p + C_4 \log^3 p + C_5 \log \gamma_{API} - C_6 \log T$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} -1 & \log p & -\log^2 p & \log^3 p & \log \gamma_{API} & -\log T \end{bmatrix}_{m \times 6} \cdot [C]_{6 \times 1} = \left[\log \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right) \right]_{m \times 1}$

3.3.1.3. Factor de volumen de aceite

Para B_o se identificaron los ocho modelos base indicados en la Tabla 3.9. Cabe destacar que no fue posible linealizar totalmente las expresiones de los incisos uno, dos y cuatro. En estos casos, se utilizó una variable F que engloba las constantes y parámetros propuestos en las correlaciones originales correspondientes, como lo hizo Juárez (1998).

Tabla 3.9 Linealización y representación matricial de los modelos base para B_o .

1) Modelo base de Standing (M.St)	
Correlaciones	Standing, Petrosky y Kartoatmodjo
Expresión general	$B_o = 1 + C_1 F^{C_2}$
Linealización	$\log(B_o - 1) = \log C_1 + C_2 \log F$ $\log(B_o - 1) = x_1 + x_2 \log F$
donde	$C_1 = 10^{x_1}; C_2 = x_2; F = R_s^{0.755} \gamma_g^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T$
Representación matricial	$[1 \ \log F]_{m \times 2} \cdot [X]_{2 \times 1} = [\log(B_o - 1)]_{m \times 1}$
2) Modelo base de Al-Marhoun (1988) (M.AIM)	
Correlaciones	Al-Marhoun, Dokla
Expresión general	$B_o = C_1 + C_2(T + 460) + C_3 F + C_4 F^2$
donde	$F = R_s^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} 1 & (T + 460) & F & F^2 \end{bmatrix}_{m \times 4} \cdot [C]_{4 \times 1} = [B_o]_{m \times 1}$

Tabla 3.9 (continuación).

3) Modelo base de Vázquez (M.Vz)	
Correlaciones	Vazquez y Beggs, Total
Expresión general	$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 F + C_3 R_s F$
donde	$F = (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$
Representación matricial	$[R_s \quad F \quad R_s F]_{m \times 3} \cdot [C]_{3 \times 1} = [B_o - 1]_{m \times 1}$
4) Modelo base de Glaso (M.GI)	
Correlaciones	Glaso, Farshad et al.
Expresión general	$B_o = 1 + 10^{C_1 + C_2 \log F + C_3 \log^2 F}$
Linealización	$\log(B_o - 1) = C_1 + C_2 \log F + C_3 \log^2 F$
donde	$F = R_s^{0.5956} \gamma_g^{0.2369} \gamma_o^{-1.3282} + 0.0976T$
Representación matricial	$[1 \quad \log F \quad \log^2 F]_{m \times 3} \cdot [C]_{3 \times 1} = [\log(B_o - 1)]_{m \times 1}$
5) Modelo base de Almehaideb (M.Alm)	
Expresión general	$B_o = 1 + C_1 R_s T \gamma_o^{C_2}$
Linealización	$\log\left(\frac{B_o - 1}{R_s T}\right) = \log C_1 + C_2 \log \gamma_o$
	$\log\left(\frac{B_o - 1}{R_s T}\right) = x_1 + x_2 \log \gamma_o$
donde	$C_1 = 10^{x_1}; \quad C_2 = x_2$
Representación matricial	$[1 \quad \log \gamma_o]_{m \times 2} \cdot [X]_{2 \times 1} = \left[\frac{\log(B_o - 1)}{R_s T} \right]_{m \times 1}$

Tabla 3.9 (continuación).

6) Modelo base de Elsharkawy (M.EIs)	
Expresión general	$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) + C_3 R_s (T - 60) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} R_s & (T - 60) & R_s (T - 60) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) \end{bmatrix}_{m \times 3} \cdot [C]_{3 \times 1} = [B_o - 1]_{m \times 1}$
7) Modelo base de Al-Shammasi (M.AIS)	
Expresión general	$B_o = 1 + C_1 \left(\frac{R_s}{\gamma_o} \right) + C_2 \frac{(T - 60)}{\gamma_o} + C_3 R_s (T - 60) + C_4 \left(\frac{R_s \gamma_g}{\gamma_o} \right)$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} \frac{R_s}{\gamma_o} & \frac{(T - 60)}{\gamma_o} & R_s (T - 60) & R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \end{bmatrix}_{m \times 4} \cdot [C]_{4 \times 1} = [B_o - 1]_{m \times 1}$
8) Modelo base de "Al-Marhoun, (1992)" (M.AIM92)	
Expresión general	$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) + C_3 R_s (T - 60) (1 - \gamma_o) + C_4 R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o}$
Representación matricial	$\begin{bmatrix} R_s & (T - 60) & R_s (T - 60) (1 - \gamma_o) & R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \end{bmatrix}_{m \times 4} \cdot [C]_{4 \times 1} = [B_o - 1]_{m \times 1}$

3.3.2. Método numérico

Las ecuaciones matriciales de la Tabla 3.7 a la Tabla 3.9 se representan con la expresión (3.5), donde $[A]$ es la matriz de coeficientes, $[X]$ es el vector de incógnitas asociadas a los coeficientes y exponentes de las correlaciones, y $[B]$ es el vector de términos independientes. En general, si el número de incógnitas es igual al número de ecuaciones, el sistema de ecuaciones puede resolverse a partir del cálculo de la matriz inversa de $[A]$ como se indica en la expresión (3.6). Cuando el número de ecuaciones es mayor que el de incógnitas, como es el caso de los sistemas

generados al aplicar la metodología de la sección 3.3.1, $[A]^{-1}$ es la matriz pseudo-inversa de $[A]$.

$$[A] \cdot [X] = [B]. \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

$$[X] = [A]^{-1} \cdot [B]. \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

En el estudio presente se utilizó el método de *Descomposición en Valores Singulares (SVD)* de Numerical Recipes (Press, 1992) para calcular la pseudo-inversa de la matriz $[A]$ y obtener la solución del sistema como en la ecuación (3.6). El método fue implementado en una macro de Excel -Fig. 3.2- para calcular los coeficientes y los exponentes de los modelos presentados en la Tabla 3.7, la Tabla 3.8 y la Tabla 3.9, a partir de la información de la base de datos formada.

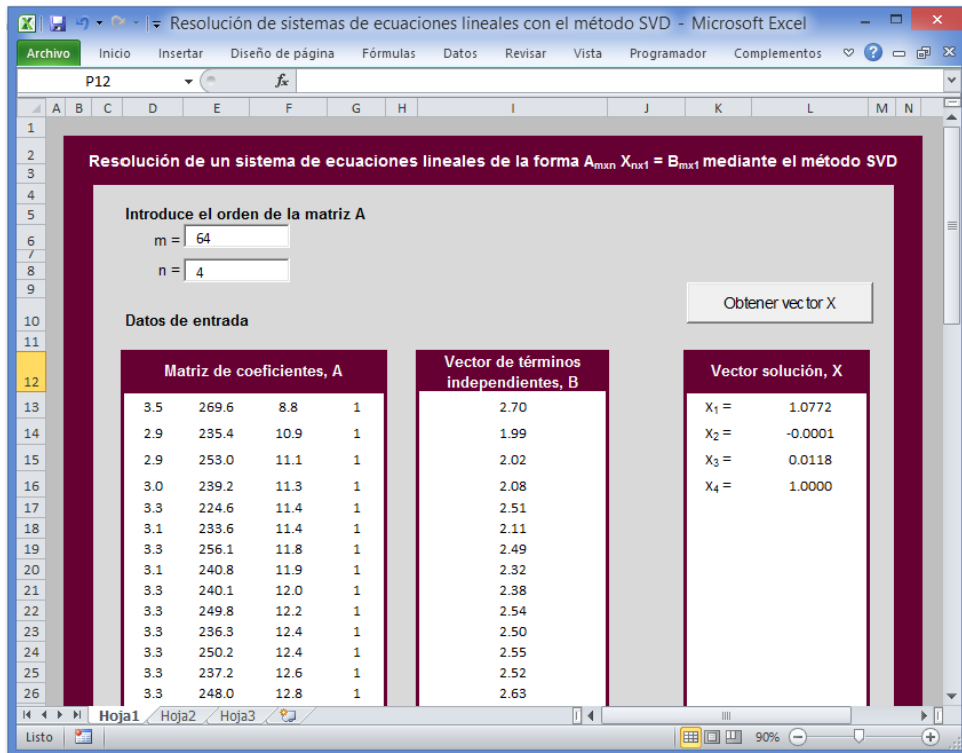


Fig. 3.2 Método SVD implementado en una macro en Excel.

3.3.2.1. Descomposición en Valores Singulares, SVD

Mediante el método SVD, una matriz $[A]$ de $m \times n$ se factoriza en tres matrices con características especiales que facilitan la resolución de los sistemas de ecuaciones lineales. El método se basa en el siguiente teorema de álgebra lineal: “Cualquier matriz $[A]$ de orden $m \times n$, cuyo número de renglones m es mayor o igual a su número de columnas n , puede factorizarse como el producto de la matriz ortogonal¹ $[U]$ de orden $m \times m$; la matriz diagonal $[W]$ con los valores singulares de $[A]$, de orden $n \times n$; y la transpuesta de la matriz ortogonal $[V]$ de orden $n \times n$ ”, como se muestra en la expresión (3.7). En las expresiones (3.8) a (3.10) se indican las propiedades de las matrices $[U]$, $[W]$ y $[V]$, que permiten obtener la pseudo-inversa de $[A]$ con la expresión (3.11).

$$[A] = [U] \cdot [W] \cdot [V]^T \dots\dots\dots (3.7)$$

$$[I] = [U]^T \cdot [U] \dots\dots\dots (3.8)$$

$$[I] = [V]^T \cdot [V] \dots\dots\dots (3.9)$$

$$[I] = \text{diag} \left[\frac{1}{W} \right] \cdot [W] \dots\dots\dots (3.10)$$

$$[A]^{-1} = [V] \cdot \text{diag} \left[\frac{1}{W} \right] \cdot [U]^T, \dots\dots\dots (3.11)$$

donde: $[W] = \begin{bmatrix} w_1 & & & \\ & w_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & w_n \end{bmatrix}$ y $\text{diag} \left[\frac{1}{W} \right] = \begin{bmatrix} 1/w_1 & & & \\ & 1/w_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & 1/w_n \end{bmatrix}$

¹ Una matriz ortogonal es aquella que al ser multiplicada por su transpuesta, resulta en la matriz identidad

3.4. Correlaciones propuestas para los aceites de México

Para la base de datos formada con los 64 análisis PVT, se generaron distintas correlaciones con el método SVD, tomando en cuenta los cuatro modelos base de p_b , los cuatro modelos base de R_s y los ocho modelos base para B_o - Tabla 3.7, Tabla 3.8 y Tabla 3.9, respectivamente. Esto con el objetivo de evaluar y determinar cuál de todas las relaciones funcionales, describe mejor el comportamiento de cada propiedad. Asimismo, se dividió la base de datos en cuatro rangos de grados API para generar las nuevas correlaciones en cada uno de ellos.

Tomando en cuenta la clasificación propuesta por la industria mundial de hidrocarburos líquidos, en la Tabla 3.10 se indican los rangos en los que se clasificó la información de la base de datos.

Tabla 3.10 Rangos de grados API utilizados para el desarrollo de las nuevas correlaciones.

Aceite crudo	Densidad [g / cm ³]	Densidad [° API]
Pesado	1.0 - 0.92	8.76 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 – 39.4
Todo	1.0 – 0.83	8.76 – 39.4

En la Tabla 3.11 se indica el número total de correlaciones desarrolladas para p_b , R_{sb} y B_{ob} en cada rango analizado de grados API. La comparación de las correlaciones obtenidas se realizó con base en el factor de comportamiento relativo (expresión 4.11). En el capítulo seis correspondiente al análisis de resultados, se presentan los detalles de la evaluación de las mismas. A continuación se presentan únicamente las mejores correlaciones obtenidas para el cálculo de la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite.

Tabla 3.11 Número de expresiones generadas bajo distintas consideraciones.

Rango de γ_{API} (°API)	Número de datos	Número de correlaciones desarrolladas		
		p_b	R_{sb}	B_{ob}
8.76 - 22.3	42	4	4	8
22.3 - 31.1	11	4	4	8
31.1 – 39.4	11	4	4	8
8.76 – 39.4	64	4	4	8
Total de correlaciones desarrolladas		16	16	32

3.4.1. Presión de burbuja (p_b)

Después de realizar el análisis de todas las correlaciones desarrolladas para p_b , se observó que los modelos base de Al-Marhoun (M.AIM) y Standing (M.St) presentaron los mejores resultados, y reprodujeron con mayor aproximación los datos de laboratorio, generando errores muy similares. Sin embargo, en este trabajo se seleccionó el modelo de Al-Marhoun porque presentó menor factor de comportamiento relativo en los distintos rangos de grados API.

La correlación propuesta para el cálculo de p_b está dada por la expresión (3.12), donde p_b y p_a están en [psia], R_{sb} en [pie³/bl], T en [°F], γ_g y γ_o son adimensionales. Los valores de las constantes para los distintos rangos de grados API se presentan en la Tabla 3.12. Los parámetros estadísticos del error (E_1 a E_8) se presentan en la sección 6.2.1.2.

$$p_b = \frac{R_s^{C_5}}{C_1 \gamma_g^{C_2} \gamma_o^{C_3} (T + 460)^{C_4}} + p_a \cdot \dots \dots \dots (3.12)$$

Tabla 3.12 Valores de las constantes de la correlación propuesta de p_b para distintos rangos de grados API

Constante	$8.76 \leq \text{°API} < 22.3$	$22.3 \leq \text{°API} < 31.1$	$31.1 \leq \text{°API} \leq 39.4$
C_1	8.5015E-11	18346.4415	7.24810485
C_2	0.34855776	1.21157601	0.58648851
C_3	-7.24465331	-8.98694187	-4.79241576
C_4	3.27895154	-1.74358409	-0.75028428
C_5	1.06179881	1.12589537	0.86935355

Tomando en cuenta toda la base de datos, sin hacer distinción entre los tres rangos de grados API, las constantes de la correlación de p_b son las siguientes:

Tabla 3.13 Valores de las constantes de la correlación propuesta de p_b desarrollada en el rango de 8.76 a 39.4 °API.

Constante	$8.76 \leq \text{°API} \leq 39.4$
C_1	0.04015231
C_2	0.63459931
C_3	-4.08078168
C_4	0.16091869
C_5	0.96077169

3.4.2. Relación de solubilidad (R_s)

Aunque se desarrollaron correlaciones distintas considerando los modelos base de p_b y los modelos base de R_s , se observó que el modelo de Al-Marhoun generó los mejores resultados en ambos casos. Asimismo, los dos modelos de Al-Marhoun presentaron resultados similares al despejarlos para calcular las dos propiedades. En el trabajo presente se seleccionó el modelo desarrollado para p_b en el cálculo de R_s a partir de un despeje de la ecuación (3.12), en lugar del modelo desarrollado para R_s .

La correlación propuesta para el cálculo de R_s está dada por la expresión (3.13). Las constantes son las que se muestran en la Tabla 3.12. Esta correlación reproduce los valores de R_s igual a cero a la presión atmosférica, contrario a lo que calculan las correlaciones de la literatura ($R_s > 0$ a p_a). Los parámetros estadísticos del error (E_1 a E_8) se presentan en la sección 6.2.1.3. Las unidades de p son [psia].

$$R_s = [C_1(p - p_a)\gamma_g^{C_2}\gamma_o^{C_3}(T + 460)^{C_4}]^{1/C_5} \quad (3.13)$$

3.4.3. Factor de volumen del aceite (B_o)

Los modelos base de Al-Marhoun de 1988 y 1992 (M.AIM y M.AIM92) presentaron los mejores resultados para el cálculo de B_o en los distintos rangos de grados API. La evaluación de los parámetros estadísticos del error se pueden consultar en la sección 6.2.2.2. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

- Para °API < 31.1

Modelo base de Al-Marhoun (1988).

$$B_o = C_1 + C_2(T + 460) + C_3F + C_4F^2, \quad (3.14)$$

donde $F = R_s^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$

Los valores de las constantes C_1 a C_4 se indican en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Valores de las constantes de la correlación propuesta de B_o .

Constante	8.76 ≤° API < 22.3 (M.AIM)	22.3 ≤° API < 31.1 (M.AIM)
C_1	7.65654E-01	1.16458
C_2	4.08040E-04	-1.27841E-04
C_3	2.36184E-03	2.55684E-03
C_4	4.08172E-07	-7.35710E-07

- Para $31.1 \leq \text{°API} \leq 39.4$

Modelo base de Al-Marhoun (1992).

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) + C_3 R_s (T - 60) (1 - \gamma_o) + C_4 R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \dots \dots \dots (3.15)$$

Los valores de las constantes se indican en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Valores de las constantes de la correlación propuesta de B_o .

Constante	$31.1 \leq \text{°API} \leq 39.4$ (M.AIM92)
C_1	4.20765E-04
C_2	5.64717E-04
C_3	3.02116E-06
C_4	-2.55091E-05

- Para todo el rango de °API (8.76 a 39.4)

Modelo base de Al-Marhoun (1988).

El modelo base de Al-Marhoun (1988) desarrollado con todo el rango de grados API –expresión (3.14)-, también ofreció buenos resultados. Los valores de las constantes se presentan en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16 Valores de las constantes del modelo base de Al-Marhoun en el rango 8.76 a 39.4 °API

Constante	$8.76 \leq \text{°API} \leq 39.4$ (M.AIM)
C_1	0.651414
C_2	5.86736E-04
C_3	2.07899E-03
C_4	2.50331E-06

Las unidades en las correlaciones dadas por las expresiones (3.14) y (3.15) son las siguientes: B_o en [bl/bl], R_s en [pie³/bl], T en [°F], γ_g y γ_o son adimensionales.

3.4.4. Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja en la prueba de separadores (B_{obf})

A partir de los datos de 55 reportes PVT que contaban con el dato medido de B_{obf} , se analizó el comportamiento de los valores medidos de distintos parámetros como: T_{sp} , ρ_{sp} , γ_o , γ_g , R_{sbf} , B_{obf} , R_{sbd} y B_{obd} , para identificar alguna relación directa entre dos o más de estos parámetros que permitieran calcular el valor de B_{obf} . Se observó que los factores de volumen del aceite a la presión de burbuja en la prueba de liberación diferencial y en la de separadores mantienen una relación directa bajo ciertas condiciones de la presión del yacimiento (p_R), como se muestra en la Fig. 3.3.

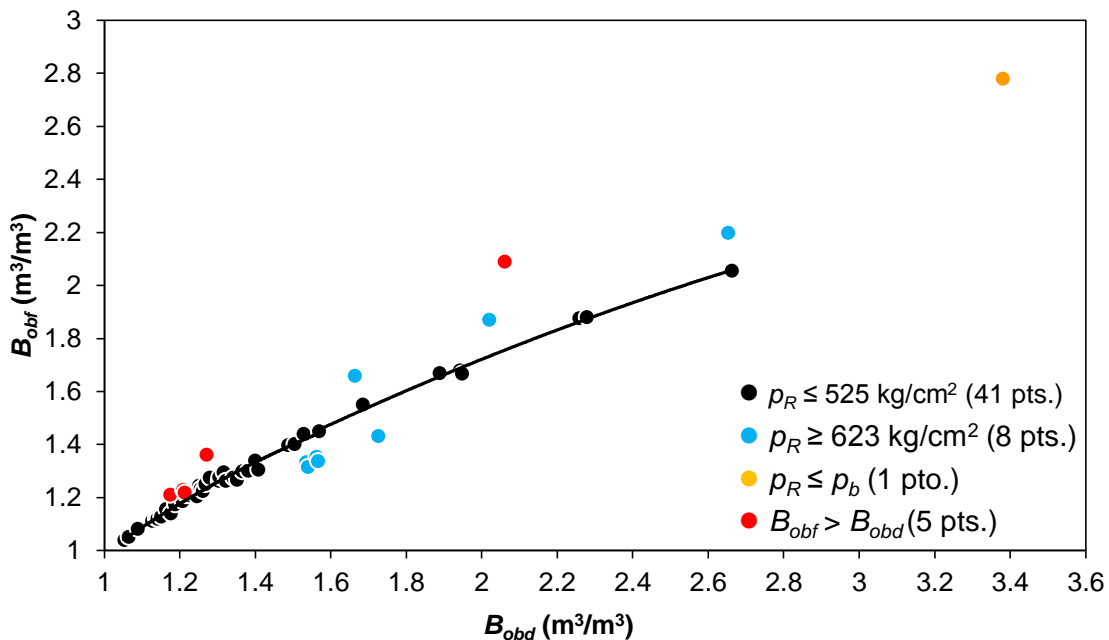


Fig. 3.3 Comportamiento de B_{obf} con respecto a B_{obd} (55 pts.)

En la Fig. 3.3, los puntos de B_{obf} y B_{obd} que guardan una relación uniforme (para $P_R \leq 525 \text{ kg/cm}^2$) se indican en color negro. En color azul, naranja y rojo, se indican los puntos que salen de la tendencia bajo las siguientes condiciones: $P_R \geq 623 \text{ kg/cm}^2$, $\rho_R < \rho_b$ y $B_{obf} > B_{obd}$ respectivamente.

El modelo de regresión utilizado para el cálculo de B_{obf} está dado por la expresión (3.16), donde B_{obf} y B_{obd} están en bl/bl. Los parámetros de ajuste obtenidos se presentan en Tabla 3.17. Se recomienda utilizar esta correlación cuando la presión de yacimiento es menor de 525 kg/cm^2 , pero mayor que la presión de burbuja correspondiente.

$$B_{obf} = C_1 B_{obd}^2 + C_2 B_{obd} + C_3 \dots \dots \dots (3.16)$$

Tabla 3.17 Valores de las constantes de la correlación propuesta para el cálculo de B_{obf}

Constante	$1.051 \leq B_{obd} \leq 1.57$	$1.57 < B_{obd} \leq 2.054$
C_1	-0.3594	-0.0992
C_2	1.7157	0.97
C_3	-0.3644	0.1783

Se utilizó esta correlación para calcular el valor de B_{obf} en aquellos reportes que no lo proporcionaron. En función de su valor calculado con la ecuación (3.16) y del medido; en el trabajo presente se propone la correlación desarrollada para B_o dado por las expresiones (3.14) y (3.15).

CAPÍTULO 4

Criterio de selección y método de calibración de las correlaciones PVT

En este capítulo se explica el criterio utilizado en el trabajo presente para evaluar y seleccionar las correlaciones que mejor reproducen los datos PVT de laboratorio. Asimismo, se describe la metodología que será utilizada para calibrar las correlaciones seleccionadas.

4.1. Criterio de selección

La evaluación de las correlaciones PVT puede realizarse en función de diversos parámetros estadísticos. Para tal efecto, en la sección 4.1.1 se describen los parámetros utilizados en el trabajo presente. El criterio utilizado para comparar y seleccionar las correlaciones que reproducen mejor los datos de laboratorio se discute en la sección 4.1.2.

4.1.1. Parámetros estadísticos para la evaluación de las correlaciones PVT.

A continuación se presenta la definición de los ocho parámetros estadísticos (E_1 a E_8) utilizados para evaluar las correlaciones PVT contra datos de laboratorio. Los primeros cuatro están basados en el error relativo (ec. 4.1), y los restantes en el error absoluto (ec. 4.2).

a. **Error relativo.** Diferencia relativa entre valores calculados y medidos.

$$e_{rj} = \frac{V_{calcj} - V_{measj}}{V_{measj}} \dots \dots \dots (4.1)$$

- b. **Error absoluto.** Diferencia entre valores calculados y medidos. Sus unidades son las mismas que la de los valores comparados:

$$e_j = v_{calc j} - v_{meas j} \cdot \dots \dots \dots (4.2)$$

- c. **Promedio del error relativo.** Es una medida de la concordancia entre los valores calculados y los valores medidos, e indica qué tanto están sobreestimados (valores positivos) o subestimados (valores negativos) los valores calculados:

$$E_1 = \left(\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_{rj} \right) \cdot \dots \dots \dots (4.3)$$

- d. **Promedio del error relativo absoluto.** Similarmente a E_1 , es una medida de la concordancia entre los valores calculados y los valores medidos. Sin embargo, los errores positivos y negativos no se cancelan entre sí:

$$E_2 = \left(\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |e_{rj}| \right) \cdot \dots \dots \dots (4.4)$$

- e. **Desviación estándar del error relativo.** Indica el grado de dispersión de los errores con respecto al valor promedio:

$$E_3 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (e_{rj} - E_1)^2} \cdot \dots \dots \dots (4.5)$$

- f. **Raíz del error relativo cuadrático medio.** Indica el grado de dispersión entre los valores calculados y los valores medidos:

$$E_4 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (e_{rj})^2} \cdot \dots \dots \dots (4.6)$$

- g. **Error promedio.** Es la suma del error dividido entre el número total de puntos en la muestra.

$$E_5 = \left(\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_j \right) \cdot \dots \dots \dots (4.7)$$

- h. **Error absoluto promedio.** Es la suma del error en valor absoluto, dividido entre el número total de datos.

$$E_6 = \left(\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |e_j| \right) \dots \dots \dots (4.8)$$

- i. **Desviación estándar del error.** Indica en promedio, la dispersión que tiene el error con respecto a su promedio.

$$E_7 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (e_j - E_5)^2} \dots \dots \dots (4.9)$$

- j. **Raíz del error cuadrático medio.** Indica la dispersión que existen entre los valores medidos y los calculados.

$$E_8 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (e_j)^2} \dots \dots \dots (4.10)$$

4.1.2. Criterio de selección de correlación.

El criterio utilizado en este trabajo para determinar qué correlación reproduce mejor los datos de laboratorio está basado en el factor de comportamiento relativo, F_{rp} . Este factor engloba los ocho parámetros estadísticos referidos en la sección 4.1.1, y se define como (Ansari et al., 1994; Cravino et al., 2009):

$$F_{rp} = \frac{|E_1| - |E_1|_{\min}}{|E_1|_{\max} - |E_1|_{\min}} + \frac{E_2 - E_{2\min}}{E_{2\max} - E_{2\min}} + \frac{E_3 - E_{3\min}}{E_{3\max} - E_{3\min}} + \frac{E_4 - E_{4\min}}{E_{4\max} - E_{4\min}} + \dots \dots (4.11)$$

$$\frac{|E_5| - |E_5|_{\min}}{|E_5|_{\max} - |E_5|_{\min}} + \frac{E_6 - E_{6\min}}{E_{6\max} - E_{6\min}} + \frac{E_7 - E_{7\min}}{E_{7\max} - E_{7\min}} + \frac{E_8 - E_{8\min}}{E_{8\max} - E_{8\min}}$$

Los valores mínimo y máximo de F_{rp} son cero y ocho, respectivamente. Es claro que una correlación reproducirá mejor los valores medidos entre menor sea el valor de F_{rp} .

4.2. Método de calibración

El uso de correlaciones PVT para predecir las propiedades físicas de los fluidos de los yacimientos petroleros es muy común en el cálculo de gradientes de presión en pozos y líneas superficiales de producción. Una de sus ventajas principales es que permiten calcular las propiedades físicas de los fluidos en función de la presión y temperatura, con un mínimo de información de campo. Adicionalmente, los cálculos que involucran no demandan tiempos de cómputo excesivos. Ahora bien, en general ninguna correlación PVT reproduce con exactitud el comportamiento real de los fluidos observado en laboratorio. Por lo tanto, es necesario calibrarlas antes de utilizarlas en cualquier cálculo de ingeniería.

El proceso de calibración generalmente se limita a calcular dos parámetros, uno de escala y otro de desplazamiento, que reduzcan el error relativo y la desviación estándar entre los valores calculados y los valores medidos, a menos de 5%. Este tipo de ajuste resulta adecuado cuando la propiedad física considerada tiene un comportamiento lineal con la presión.

A diferencia de los métodos convencionales de calibración, en este trabajo se propone para tal efecto el uso de una función de ajuste en términos de la presión, como se describe en la sección 4.2.1.

4.2.1. Calibración mediante una función de ajuste.

Paso uno. El procedimiento propuesto inicia con el cálculo de los factores de ajuste para cada uno de los puntos muestrales:

$$F_{Aj} = \frac{V_{measj}}{V_{calcj}}, \dots\dots\dots (4.12)$$

donde, v_{meas} es el valor de la propiedad de interés medida, v_{calc} es el valor calculado con la correlación correspondiente, y F_A , es el factor de ajuste. El subíndice j hace referencia al j -ésimo registro disponible.

Una vez que los factores de F_A han sido calculados, su comportamiento en función de la presión puede identificarse gráficamente (Fig. 4.1).

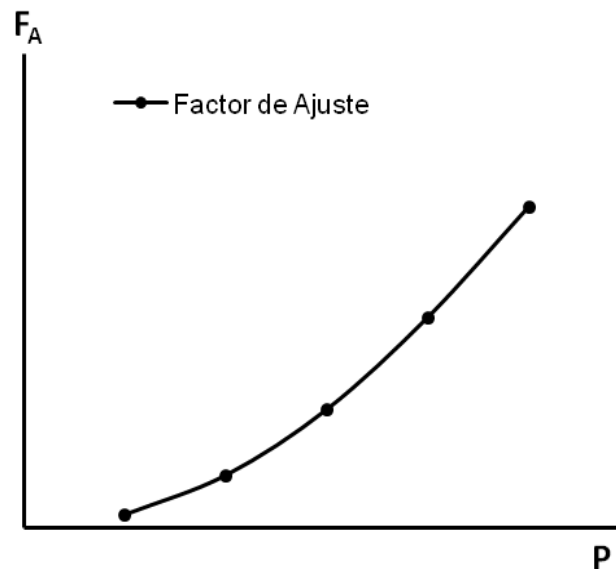


Fig. 4.1 Comportamiento del factor de ajuste contra la presión

Paso dos. Obtener una función matemática que describa el comportamiento del factor de ajuste con la presión. Tal función puede obtenerse mediante técnicas de regresión: polinomial (lineal y cuadrática, como casos particulares), exponencial, potencial o logarítmica. Las expresiones generales para los modelos de regresión, así como la forma de calcular los parámetros correspondientes, se presentan en la Tabla 4.1. En esta tabla, x corresponde al variable independiente “presión”, Y^* a la función F_A .

Tabla 4.1 Modelos de regresión que aproximan el comportamiento de un conjunto de puntos (X, Y).

a) Regresión lineal	
Función:	donde:
$Y^* = a + bx$	$a = \bar{y} - b\bar{x}$ $b = \frac{S_{xy}}{S_{x^2}}$ $S_{xy} = \overline{xy} - \bar{x} \bar{y}$; $S_{x^2} = \overline{x^2} - \bar{x}^2$
b) Regresión potencial	
Función:	donde:
$Y^* = ax^b$	$a = \exp(A)$; $A = \bar{v} - b\bar{u}$; $S_{uv} = \overline{uv} - \bar{u} \bar{v}$; $u = \ln(x)$ $b = \frac{S_{uv}}{S_{u^2}}$; $S_{u^2} = \overline{u^2} - \bar{u}^2$; $v = \ln(y)$
c) Regresión exponencial	
Función:	donde:
$Y^* = ab^x$	$a = \exp(A)$; $A = \bar{v} - b\bar{u}$; $S_{xv} = \overline{xv} - \bar{x} \bar{v}$; $v = \ln(y)$ $b = \exp(B)$; $B = \frac{S_{xv}}{S_{x^2}}$; $S_{x^2} = \overline{x^2} - \bar{x}^2$
d) Regresión logarítmica	
Función:	donde:
$Y^* = a + b\ln(x)$	$a = \bar{y} - b\bar{u}$; $b = \frac{S_{uy}}{S_{u^2}}$; $S_{uy} = \overline{uy} - \bar{u} \bar{y}$; $S_{u^2} = \overline{u^2} - \bar{u}^2$ $u = \ln(x)$
e) Regresión cuadrática o parabólica	
Función:	Resolver el sistema de ecuaciones en forma matricial para obtener el valor de los coeficientes: a, b y c.
$Y^* = a + bx + cx^2$	$\begin{bmatrix} n & \sum x & \sum x^2 \\ \sum x & \sum x^2 & \sum x^3 \\ \sum x^2 & \sum x^3 & \sum x^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum y \\ \sum xy \\ \sum x^2 y \end{bmatrix}$
f) Regresión polinomial de grado m	
Función:	
$Y^* = a + bx + cx^2 + dx^3 + \dots + zx^m$	$\begin{bmatrix} n & \sum x & \sum x^2 & \dots & \sum x^m \\ \sum x & \sum x^2 & \sum x^3 & \dots & \sum x^{m+1} \\ \sum x^2 & \sum x^3 & \sum x^4 & \dots & \sum x^{m+2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum x^m & \sum x^{m+1} & \sum x^{m+2} & \dots & \sum x^{2m} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \\ \vdots \\ z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum y \\ \sum xy \\ \sum x^2 y \\ \vdots \\ \sum x^m y \end{bmatrix}$

A manera de ejemplo, en la Fig. 4.2 se comparan cualitativamente las funciones obtenidas con los modelos de regresión de la Tabla 4.1, y que tratan de reproducir el comportamiento del factor de ajuste.

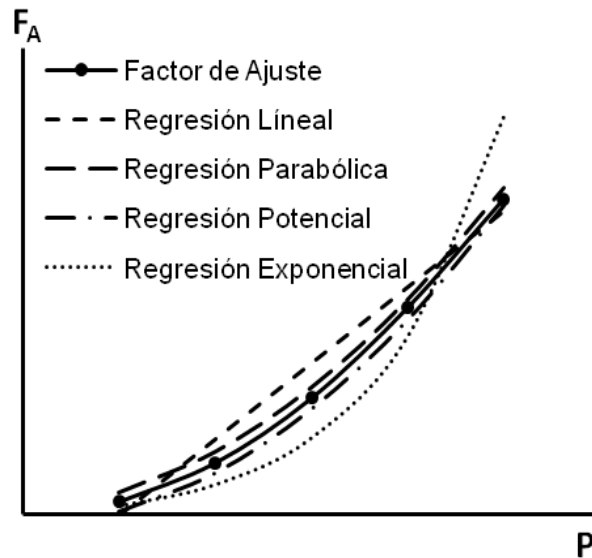


Fig. 4.2 Funciones de regresión que tratan de representar el comportamiento de F_A .

Paso tres. El tercer paso del procedimiento consiste en identificar cuál de todos los modelos propuestos es el mejor en un sentido estadístico. Para tal efecto, en este trabajo se utiliza el error cuadrático medio (ECM), definido como:

$$ECM = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n e_j^2, \quad \dots \dots \dots (4.13)$$

donde $e_j = Y_j - Y_j^*$; Y_j es el valor puntual de F_A , mientras que Y_j^* es el valor calculado con la regresión obtenida (Tabla 4.1), ambas referidas a la presión j , y n es el número total de puntos.

Con base en la comparación de los ECM respectivos, el modelo que mejor reproduce los datos es aquel con el ECM mínimo.

Paso cuatro. Una vez seleccionado el modelo de regresión con el menor ECM , se calcula el promedio del error relativo (E_1) -ecuación (4.3)- y la desviación estándar correspondiente (E_3) –ecuación (4.5). Si la suma de ambos errores es mayor a 5% se recomienda dividir el rango de presiones en dos o más intervalos y generar modelos de regresión para cada uno de ellos, hasta que este criterio se cumpla. Es claro que la presión de burbuja definirá un punto para realizar tal división de intervalos.

En la Fig. 4.3 se ejemplifica un caso en que $E_1 + E_3$ es mayor de 5% con un modelo de regresión logarítmico. Por otra parte, en la Fig. 4.4, se muestran los resultados obtenidos luego de generar una función de ajuste con modelos de regresión diferentes para cada uno de los intervalos considerados. Como puede verse, la suma de los errores E_1 y E_3 se redujo de 20% a 1.12%.

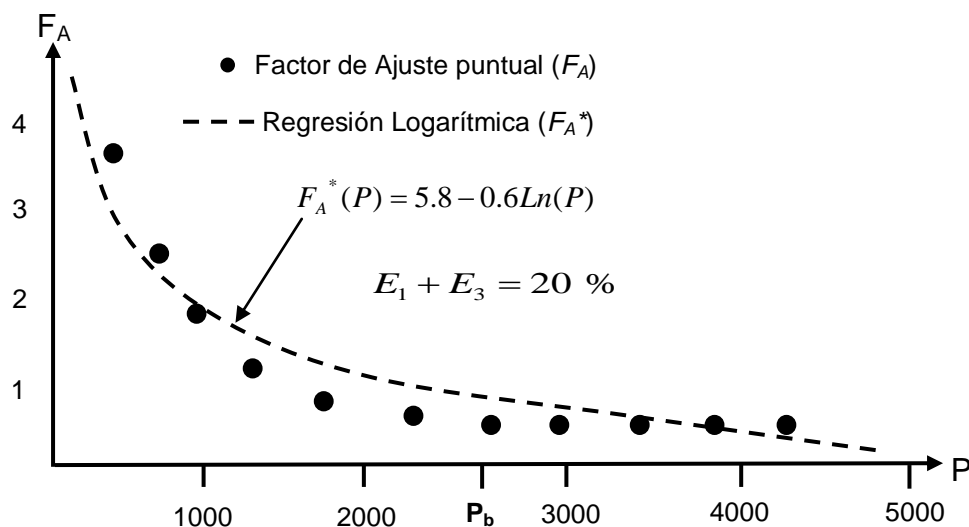


Fig. 4.3 Definiendo F_A^* con una sola función de regresión

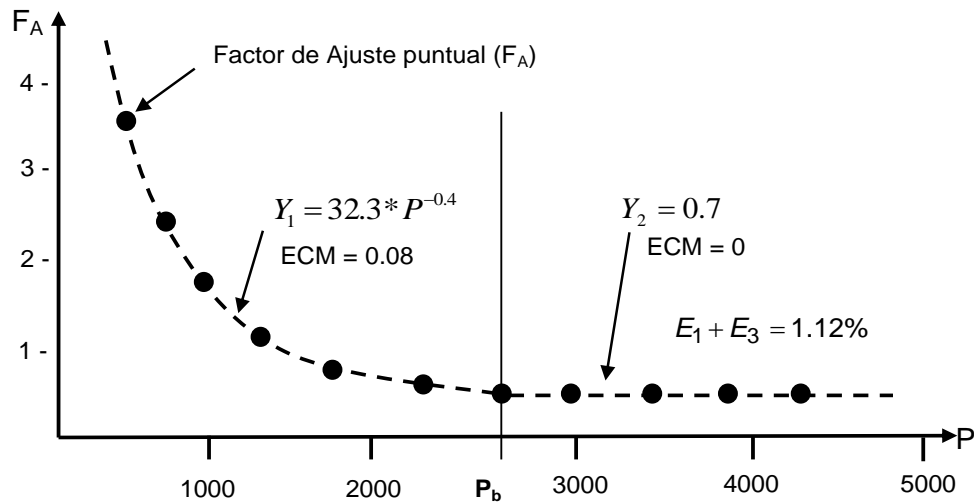


Fig. 4.4 Definiendo F_A^* con dos funciones de regresión distintas

Paso cinco. Para usar la correlación PVT seleccionada, ésta deberá multiplicarse por la función de ajuste obtenida.

$$Cor_{cal} = F_A^*(p) \times Cor_{sel}. \quad \dots \dots \dots (4.14)$$

Como comentario adicional, debe observarse que debido a que la suma de E_1 y E_3 entre F_A^* y F_A será menor del 5%, también la suma de E_1 y E_3 entre la correlación calibrada y los datos de laboratorio será menor del 5%.

Más detalles del procedimiento propuesto para la calibración de las correlaciones PVT pueden consultarse en el diagrama de flujo mostrado en la Fig. 4.5.

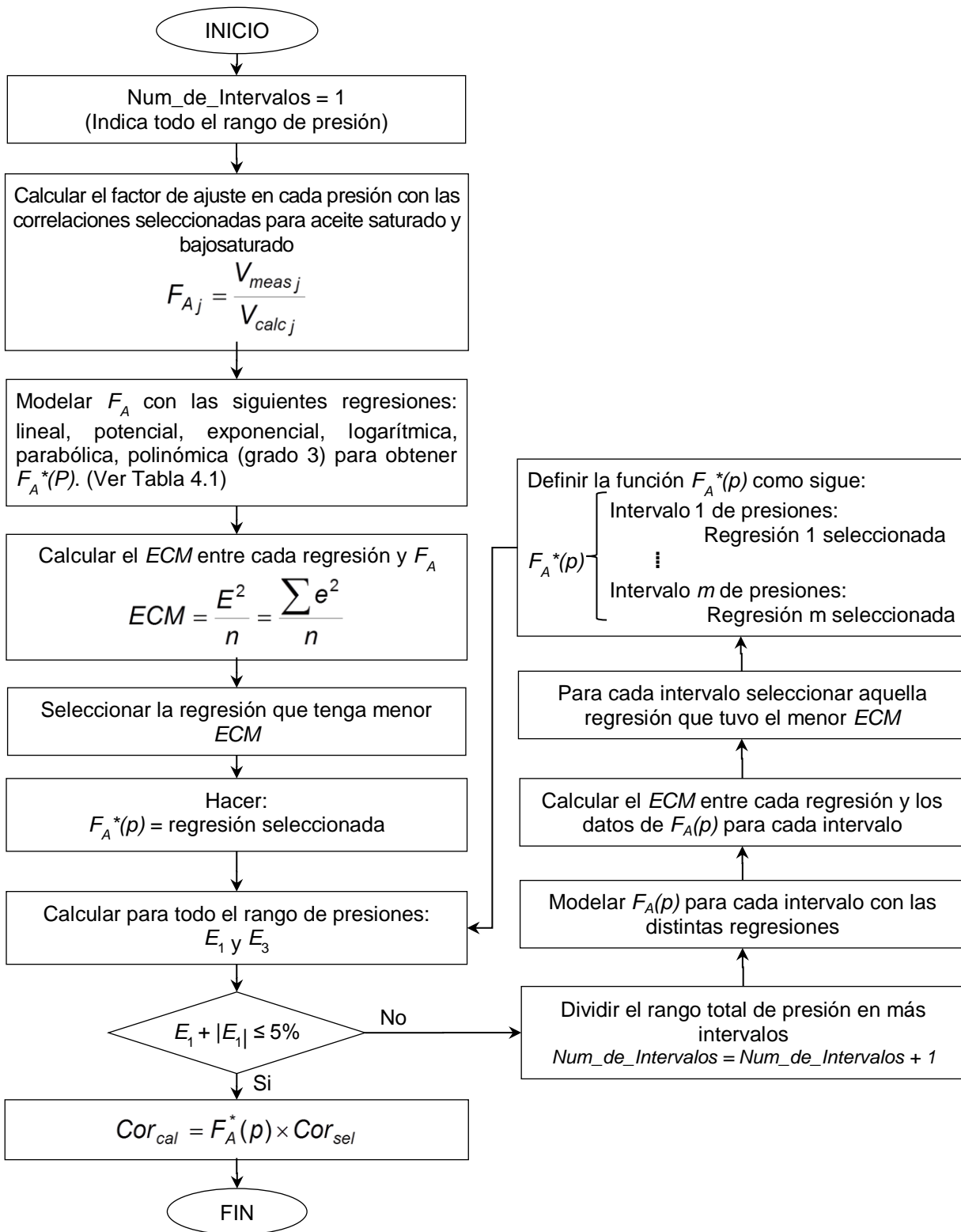


Fig. 4.5 Diagrama de flujo para calibrar la correlación seleccionada a los datos del reporte PVT

CAPÍTULO 5

PVTSEL: Programa de cómputo para la selección y calibración de las correlaciones PVT.

Se desarrolló un programa de cómputo, PVTSEL, que permite evaluar diferentes correlaciones para calcular las propiedades físicas del aceite, contra datos de pruebas PVT convencionales. El programa cuenta con funcionalidades para calibrar las correlaciones mediante la generación de una función de ajuste, como fue descrito en el capítulo cuatro. Asimismo, se implementaron funcionalidades para validar los datos de laboratorio de acuerdo a los criterios referidos en la sección 2.2, y para corregir los datos de la prueba de liberación diferencial a las condiciones del separador (sección 2.4). PVTSEL fue desarrollado en Microsoft Visual Basic 6.0.

En las secciones siguientes se describen las funcionalidades principales de PVTSEL. Detalles adicionales sobre el funcionamiento del programa pueden consultarse en el manual de usuario (Apéndice C).

5.1. Funcionalidades de PVTSEL

Las funcionalidades principales de PVTSEL se agrupan en tres rubros:

1. Procesamiento y validación de la información del reporte PVT.
 - Validación de los datos del reporte PVT de acuerdo a las pruebas descritas en la sección 2.2: de linealidad de la función “Y”, de balance de materia, de la desigualdad y de la densidad del aceite en el punto de burbuja.

- Generación de una “prueba combinada” a partir de los datos de las pruebas de expansión a composición constante, de liberación diferencial y de separador. Se utiliza el método de Al-Marhoun (2003) para corregir los datos de la prueba de separación diferencial a las condiciones del separador.
2. Análisis, selección y calibración de correlaciones para calcular las propiedades del aceite:
- Evaluación estadística de las correlaciones disponibles para calcular la presión de burbuja, la relación de solubilidad, el factor de volumen y la viscosidad del aceite (Tabla 5.1). Las correlaciones desarrolladas en el trabajo presente son referidas con el nombre de “**González Maya**”.
 - Selección de la correlación que reproduce mejor los datos de laboratorio.
 - Calibración de las correlaciones mediante la generación de funciones de ajuste (sección 4.2.1).
3. Cálculo de las propiedades PVT del aceite y del gas asociado.
- Relación de solubilidad (R_s).
 - Factor de volumen del aceite (B_o).
 - Viscosidad del aceite vivo –saturado y bajosaturado- (μ_o).
 - Compresibilidad del aceite (c_o).
 - Densidad del aceite (ρ_o).
 - Tensión superficial gas-aceite (σ_{go}).
 - Densidad relativa del gas disuelto (γ_{gd}).
 - Densidad relativa del gas libre (γ_{gf}).
 - Factor de compresibilidad del gas (z).
 - Factor volumétrico del gas (B_g).
 - Densidad del gas libre (ρ_{gf}).
 - Viscosidad del gas libre (μ_{gf}).

La Tabla 5.1 presenta las correlaciones implementadas en PVTSEL para calcular las propiedades físicas del aceite.

Tabla 5.1 Correlaciones implementadas en PVTSEL para calcular las propiedades físicas del aceite.

Autor	p_b	R_s	B_o	μ_{od}	μ_o (Saturado)	μ_o (Bajosat.)
González Maya	•	•	•			
Standing	•	•	•			
TOTAL	•	•				
Petrosky y Farshad	•	•	•			
Labedi	•	•				
Vázquez y Beggs	•	•	•			•
Kartoatmodjo y Schmit	•		•	•	•	
Agip	•	•				
Al-Marhoun(1988)	•					
Dokla y Osman	•					
Glaso	•	•	•	•		
Lasater	•	•				
De Ghetto	•	•				
Almehaideb			•			
Farshad et. al.			•			
Elsharkawy y Alikhan			•			
Al-Shammasi						
Al-Marhoun(1992)			•			
Beal				•		
Beggs y Robinson				•	•	
Egbogah				•		
Chew y Conally					•	

La Fig. 5.1 muestra el diagrama de flujo con las funcionalidades de PVTSEL.

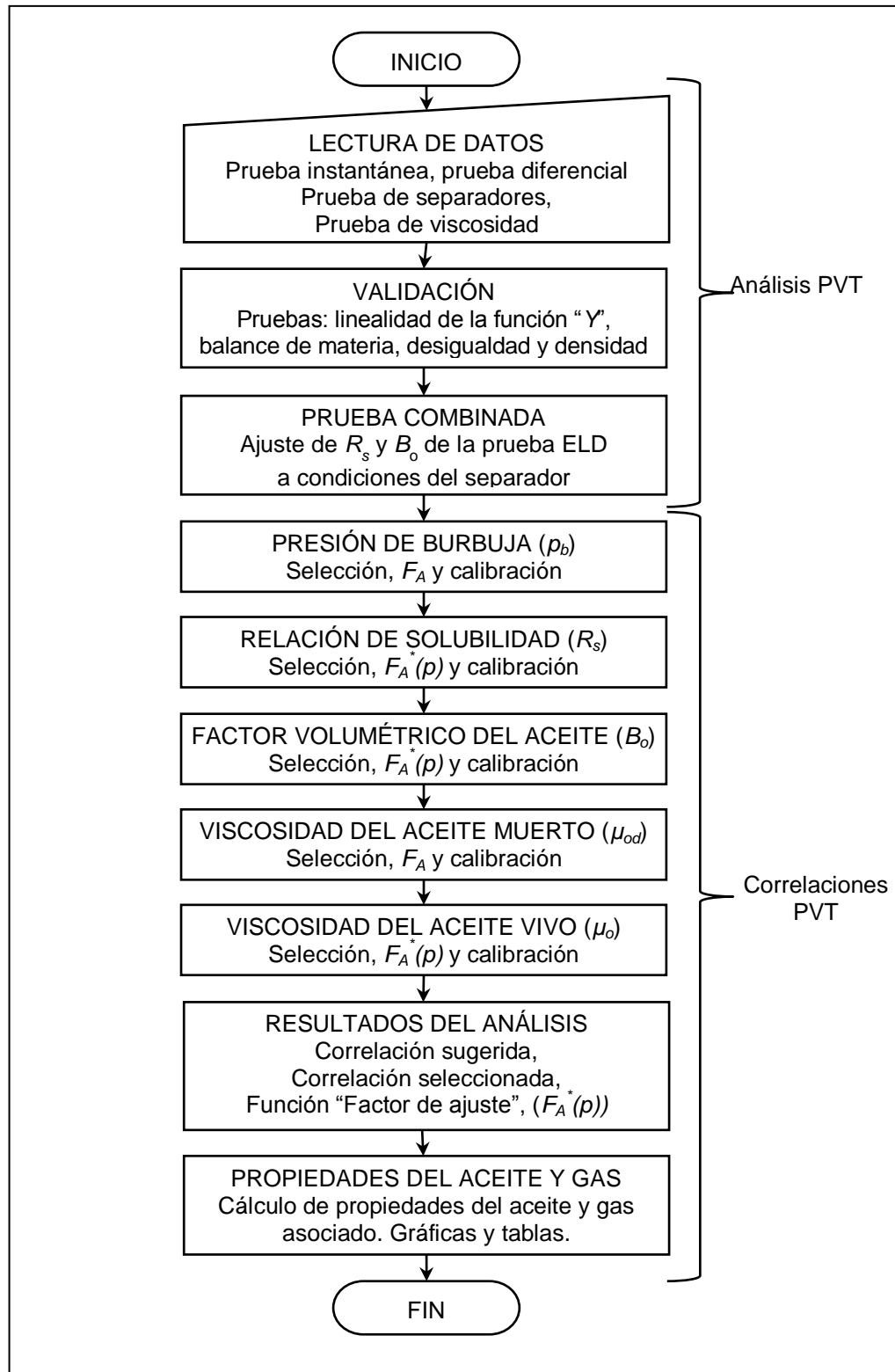


Fig. 5.1 Diagrama de flujo con las funcionalidades de PVTSEL.

5.2. Procesamiento y validación del reporte PVT.

En esta sección se indican los datos de entrada en PVTSEL, y se describen las funcionalidades del programa para su procesamiento y validación. En la Fig. 5.2 se muestra la pantalla principal de la interfaz gráfica de PVTSEL. Las funcionalidades referidas están disponibles en el panel “Reporte PVT” (señalado con un recuadro rojo en la Fig. 5.2).

5.2.1. Entrada de datos.

La entrada de los datos de los reportes PVT puede realizarse directamente sobre la interfaz gráfica o mediante la lectura de archivos en Excel con el formato correspondiente (Apéndice C). Los datos de entrada requeridos son:

1. “Pruebas de laboratorio”.
 - separación instantánea. Tabla de datos de volumen relativo contra presión.
 - separación diferencial. Tabla de datos de las siguientes propiedades contra la presión: relación de solubilidad, factor de volumen, densidad del aceite, factor de volumen de gas y densidad relativa del gas.
 - de separadores. Tabla de datos la relación de solubilidad y densidad relativa del gas contra presión.
 - viscosidad. Tabla de datos de viscosidad del aceite contra presión.
2. “Datos para la prueba combinada”:
 - de la prueba diferencial: R_{sb} , B_{ob} y B_o en la última etapa de separación.
 - de la prueba de separadores: R_{sb} , B_{ob} , γ_g y γ_{API} .
3. “Datos para las correlaciones”:
 - P_b , B_{ob} , R , ρ_{sp} , T_{sp} , T_R , P_a , μ_{od} , y
 - Porcentaje de impurezas (N_2 , CO_2 , H_2S)

5.2.2. Validación.

Una vez que los datos han sido ingresados al programa, se procede a la validación de los mismos. Esto se lleva a cabo mediante la opción “Pruebas de validación”, señalada con un recuadro rojo en la Fig. 5.2. Las pruebas de validación implementadas en el programa son: de linealidad de la función “Y”, de balance de materia, de la desigualdad y de la densidad del aceite en el punto de burbuja. Como ejemplo, en la Fig. 5.2 se muestran los resultados obtenidos de una prueba de linealidad de la función “Y”.

5.2.3. Generación de la prueba combinada.

PVTSEL permite al usuario procesar los datos de las pruebas de expansión a composición constante y de separación diferencial, para generar una prueba combinada corregida a las condiciones del separador. La corrección de la relación de solubilidad (R_s) y del factor de volumen del aceite (B_o) se lleva a cabo mediante el método de Al-Marhoun (2003). Los datos de la prueba combinada son utilizados en la evaluación estadística de las correlaciones implementadas para calcular las propiedades físicas del aceite. En el recuadro rojo de la Fig. 5.2 se muestra el botón “Prueba combinada” para generar los datos referidos.

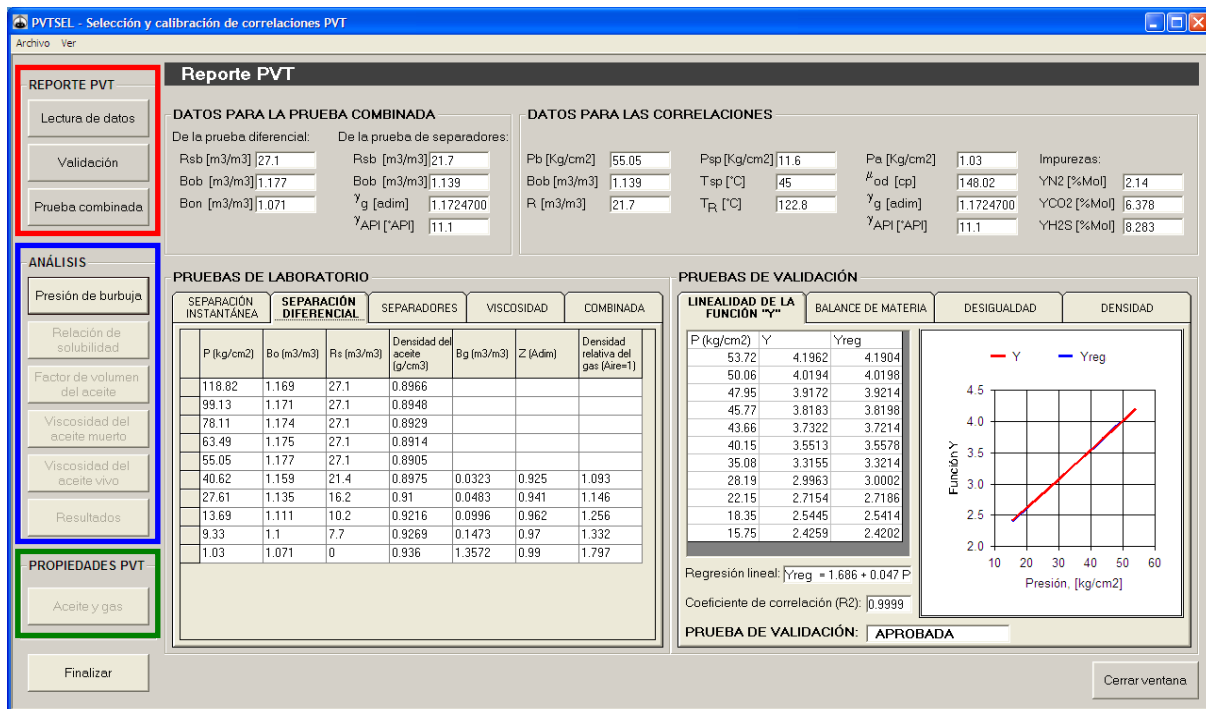


Fig. 5.2 Interfaz gráfica del programa PVTSEL para la lectura y validación de datos del reporte PVT, así como para la generación de la prueba combinada.

5.3. Análisis, selección y calibración de correlaciones.

En esta sección se describen las funcionalidades de PVTSEL para el análisis, selección y calibración de las correlaciones para calcular las propiedades del aceite. En la Fig. 5.2 se señala con recuadro azul el panel “Análisis”, el cual engloba las opciones concernientes a las funcionalidades que se discuten a continuación.

5.3.1. Análisis y selección de las correlaciones.

Una vez que los datos del reporte PVT han sido validados y se ha generado la prueba combinada, se procede al análisis de las correlaciones para p_b , R_s , B_o , μ_{od} y μ_o (saturado y bajosaturado). Los análisis se realizan con base en la evaluación del factor de comportamiento relativo de cada correlación, descrito en las secciones 4.1.1 y 4.1.2. Los resultados de la evaluación estadística se presentan en forma tabular y gráficamente. Con base en el análisis de los factores de comportamiento relativo calculados, el programa sugiere al usuario la correlación que mejor reproduce los datos medidos para cada una de las propiedades referidas.

A manera de ejemplo, en la Fig. 5.3 se muestra la ventana de PVTSEL con los resultados de un análisis para las correlaciones de p_b . Los resultados se presentan en las pestañas denominadas “Factor de ajuste y calibración” y “Evaluación”. Tomando en cuenta que p_b (al igual que para μ_{od}) es un dato puntual, su evaluación está basada en el error relativo absoluto (E_2). En la pestaña “Evaluación” se muestra el valor calculado y el error calculado para cada correlación. Para el caso mostrado, en la pestaña “Factor de ajuste” el programa sugiere la selección de la correlación de González Maya para calcular p_b . También en esta ventana se presenta el factor de ajuste calculado por el programa para la correlación seleccionada. Los detalles de cómo se calcula el factor de ajuste se discuten en la sección 4.1.2.

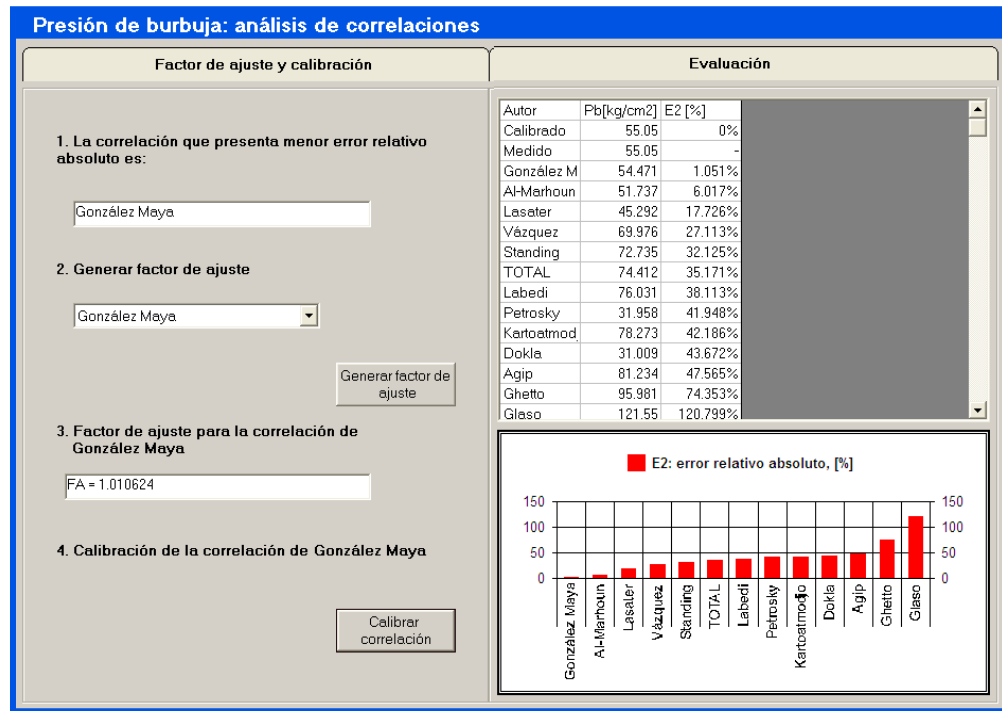


Fig. 5.3 Ventana con los resultados del análisis de las correlaciones para p_b .

Los resultados de un análisis para las correlaciones de R_s en PVTSEL se muestran en la Fig. 5.4. La interfaz gráfica mostrada es similar para B_o y μ_o . Como se observa en esta figura, las comparaciones de los valores calculados contra los valores medidos se presentan en forma gráfica en la pestaña “Factor de ajuste y calibración”. Los valores numéricos pueden consultarse en la pestaña denominada “Valor calculado vs. medido”. Por otra parte, en la pestaña “Evaluación” (Fig. 5.5) se presentan los valores calculados para los parámetros estadísticos utilizados en la evaluación de las correlaciones. El factor de comportamiento relativo (F_{rp}) de cada correlación se muestra en una gráfica de barras, lo cual permite identificar la que mejor reproduce los datos medidos. Con base en los resultados de la evaluación, en la pestaña “Factor de ajuste y calibración” se sugiere al usuario la correlación con el menor factor de comportamiento relativo. Allí mismo se presenta la función factor de ajuste generada, como se describe en la sección siguiente.

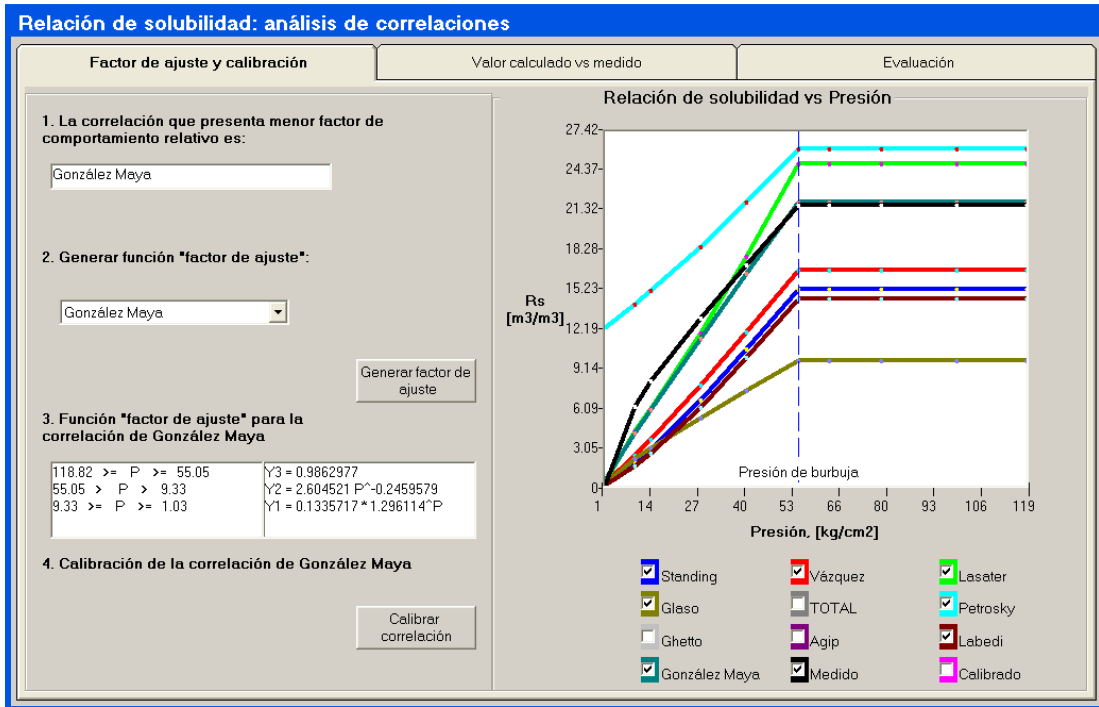


Fig. 5.4 Ventana para analizar las correlaciones programadas para R_s .

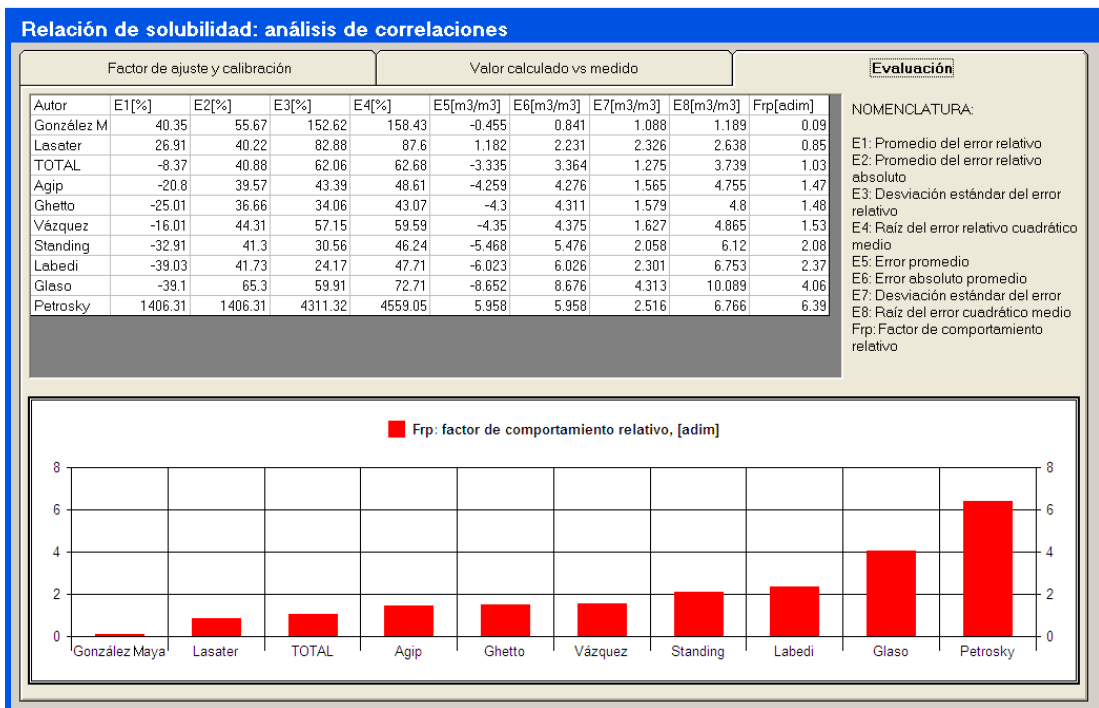


Fig. 5.5 Evaluación de correlaciones con los parámetros estadísticos del error y el cálculo del factor de comportamiento relativo.

5.3.2. Generación de la función “Factor de ajuste”

La calibración de las correlaciones para calcular las propiedades del aceite se realiza mediante funciones de ajuste, como fue descrito en la sección 4.2. En la Fig. 5.6 se presenta el módulo de PVTSEL para generarlas. Para acceder al módulo se utiliza el botón “Generar función de ajuste” de la pestaña “Factor de ajuste y calibración” mostrado en la Fig. 5.4. Los detalles del procedimiento para construir las funciones se presentan en la sección 4.2.1.

A manera de ejemplo, en la Fig. 5.6 se muestran los resultados obtenidos para la correlación de “González Maya” para R_s . Con línea roja se indica el comportamiento de los factores de ajuste puntuales calculados en función de la presión, mientras que con línea azul, la función de ajuste calculada. Como puede observarse, la función factor de ajuste generada está definida en tres intervalos de presión. En este sentido, es importante destacar que el programa guía al usuario en todo momento y sugiere cuándo es necesario segmentar el intervalo de interés.

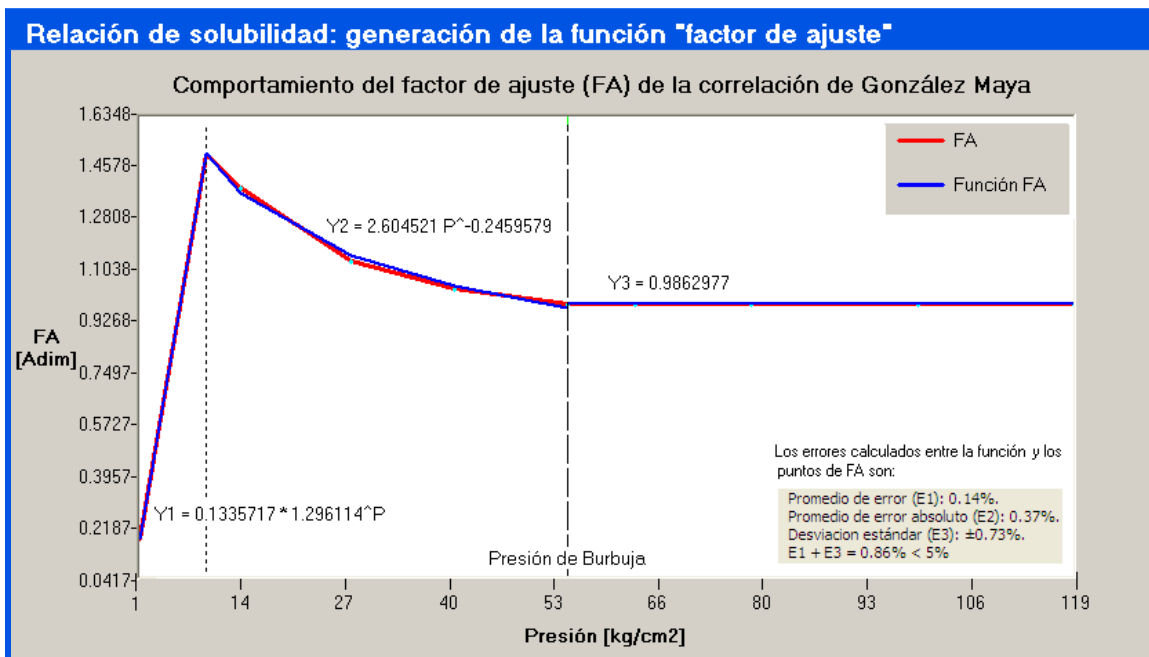


Fig. 5.6 Ventana para generar la función “factor de ajuste” para la propiedad de R_s .

5.3.3. Calibración de la correlación seleccionada

Una vez que la función factor de ajuste se genera para la propiedad de interés, se procede a calibrar la correlación correspondiente. Esta funcionalidad se lleva a cabo con el botón “Calibrar correlación” de la pestaña “Función de ajuste y calibración” (Fig. 5.4). Como ejemplo, la comparación gráfica de una correlación para R_s contra datos medidos, antes y después de la calibración se muestra en la Fig. 5.8. La curva en color negro corresponde a los valores medidos, mientras que en verde y rosa se indican los valores calculados antes y después de la calibración, respectivamente. Es claro que la correlación calibrada reproduce mejor los datos medidos.

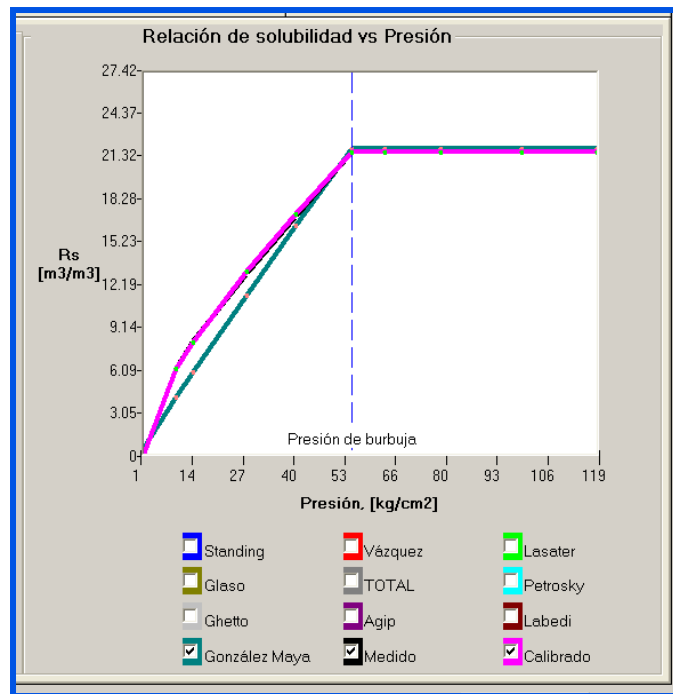


Fig. 5.7 Comparación de una correlación contra datos medidos, antes y después de la calibración.

5.3.4. Resultados del análisis.

PVTSEL despliega un resumen con los resultados del análisis, selección y calibración de las correlaciones utilizadas para calcular p_b , R_s , B_o , μ_{od} y μ_o vivo (saturado y bajosaturado) (Fig. 5.8). Para cada propiedad se reporta:

- Correlación sugerida con base en los resultados de la evaluación estadística
- Correlación seleccionada por el usuario.
- Función de ajuste generada.
- Error relativo promedio entre los datos medidos y los valores calculados con la correlación calibrada.

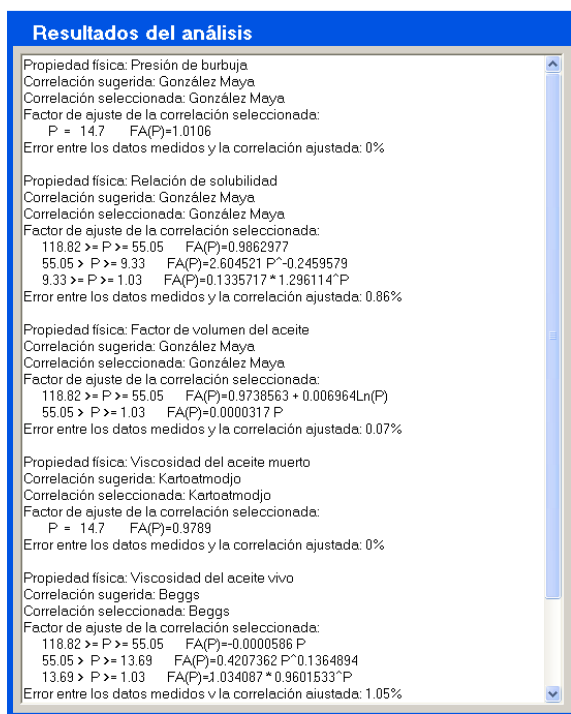


Fig. 5.8 Resultados del análisis.

5.4. Cálculo de las propiedades PVT del aceite y del gas asociado.

En esta sección se presentan las funcionalidades de PVTSEL para el cálculo de las propiedades físicas del aceite y su gas asociado, una vez que las correlaciones correspondientes han sido calibradas. Las funcionalidades se encuentran disponibles en el panel “Resultados” (señalado con un recuadro verde en la Fig. 5.2) de la pantalla principal del programa. Las propiedades físicas del aceite y del gas asociado calculadas en PVTSEL son:

1. Relación de solubilidad (R_s).
2. Factor de volumen del aceite (B_o).
3. Viscosidad del aceite vivo (μ_o).
4. Compresibilidad del aceite (c_o).
5. Densidad del aceite (ρ_o).
6. Tensión interfacial del gas-aceite (σ_{go}).
7. Densidad relativa del gas disuelto (γ_{gd}).
8. Densidad relativa del gas libre (γ_{gf}).
9. Factor de compresibilidad del gas (z).
10. Factor volumétrico del gas (B_g).
11. Densidad del gas libre (ρ_{gf}).
12. Viscosidad del gas libre (μ_{gf}).

Los valores calculados para cada una de las propiedades se despliegan gráficamente y en forma tablas en la ventana “Propiedades PVT del aceite y del gas”, como se muestra en la Fig. 5.9.

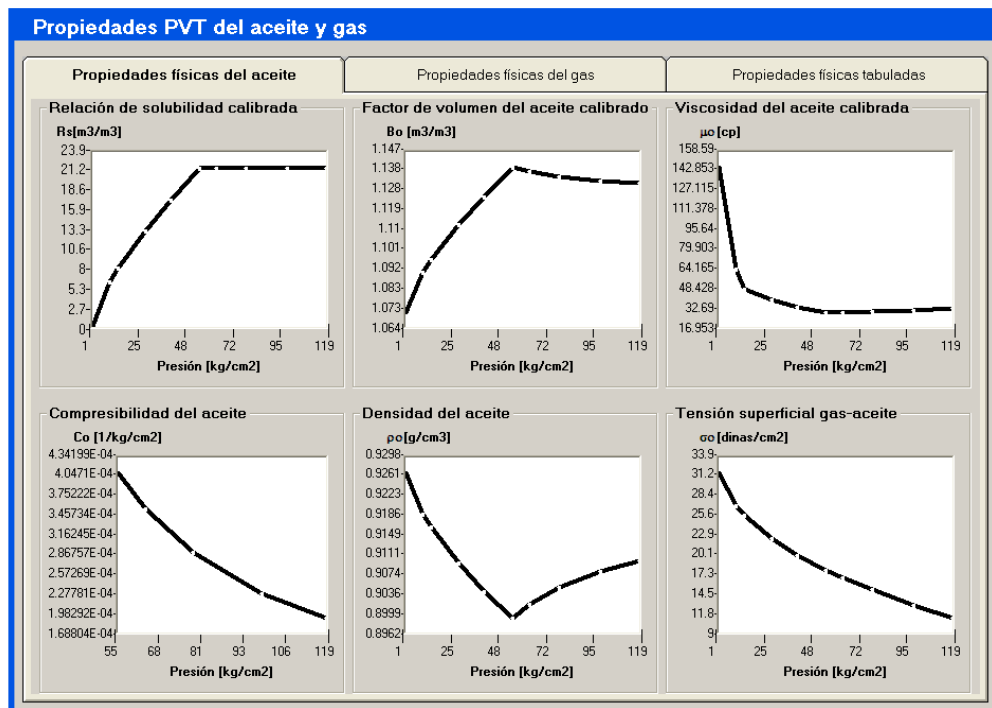


Fig. 5.9 Gráficas de las propiedades PVT del aceite y de su gas asociado.

CAPÍTULO 6

Discusión de resultados

En este capítulo se presentan y discuten los resultados de la evaluación estadística de las correlaciones publicadas en la literatura y de las correlaciones desarrolladas en el estudio presente. Para tal efecto, se utilizó la base de datos PVT descrita en el capítulo tres (Apéndice A). Adicionalmente, se presenta la evaluación del método de calibración propuesto en este trabajo, al compararlo con el que generalmente utilizan los simuladores comerciales.

6.1. Evaluación de las correlaciones publicadas en la literatura.

En el trabajo presente se utiliza el factor de comportamiento relativo (F_{rp}) como criterio de comparación y evaluación de las correlaciones analizadas. Como se discutió en el capítulo cuatro, el factor F_{rp} incorpora ocho parámetros estadísticos (ecs. 4.1 a 4.10) y permite identificar cuantitativamente el o los métodos que mejor reproducen los datos medidos de laboratorio (en cuyos casos, F_{rp} tiende a cero). Las correlaciones analizadas para calcular la presión de burbuja, la relación de solubilidad y el factor de volumen de aceite se indican en la Tabla 6.1.

En la evaluación se consideró la información de la base de datos descrita en el capítulo tres, misma que fue generada a partir de 64 reportes PVT de distintos aceites de México. La información se organizó en función de los grados API del aceite de la manera siguiente:

1. Aceite pesado: $8.76 \leq \text{°API} < 22.3$ (42 reportes PVT).
2. Aceite mediano: $22.3 \leq \text{°API} < 31.1$ (11 reportes PVT).
3. Aceite ligero: $31.1 \leq \text{°API} \leq 39.4$ (11 reportes PVT).
4. Toda la base de datos: $8.76 \leq \text{°API} \leq 39.4$ (64 reportes PVT).

Tabla 6.1 Correlaciones evaluadas para las propiedades de p_b , R_s y B_o .

Autor	Abreviatura	p_b	R_s	B_o
Standing (1947)	St	•	•	•
TOTAL (1983)	Tt	•	•	•
Petrosky y Farshad (1993)	Pt	•	•	•
Labedi (1990)	Lb	•	•	
Vázquez y Beggs (1980)	Vz	•	•	•
Kartoatmodjo y Schmit (1994)	Kr	•	•	•
Agip (De Ghetto y Villa, 1994)	Ag	•	•	
Al-Marhoun(1988)	AIM	•	•	•
Dokla y Osman (1992)	Dk	•	•	•
Glaso (1980)	Gl	•	•	•
Lasater (1958)	Ls	•	•	
De Ghetto (1994)	Gh	•	•	
Almehaideb (1997)	Al			•
Farshad, Leblanc y Garber (1996)	Fr			•
Elsharkawy y Alikhan (1997)	Els			•
Al-Shammasi (1999)	AIS			•
Al-Marhoun (1992)	AIM92			•

6.1.1. Presión de burbuja, p_b .

En la Fig. 6.1 y Fig. 6.2, se muestran los factores de comportamiento relativo calculados para las correlaciones de p_b que fueron evaluadas, y para cada uno de los rangos de grados API considerados en el estudio. El análisis de los resultados revela que:

1. En el rango de 8.76 a 22.3 °API: las correlaciones de Al-Marhoun y de Lasater son las que mejor reproducen los datos medidos ($F_{rp} \sim 0.5$), mientras que la correlación de Glaso presenta el peor comportamiento con un F_{rp} de 8.
2. De 22.3 a 31.1 °API: la correlación de Lasater presenta el mejor comportamiento ($F_{rp} \sim 1.5$); la de Dokla y Osman presenta los errores más grandes ($F_{rp} \sim 6.5$).
3. De 31.1 a 39.39 °API: la mejor correlación es la de Labedi ($F_{rp} \sim 0.4$); nuevamente, la de Dokla y Osman tiene el mayor F_{rp} (~ 6.5).

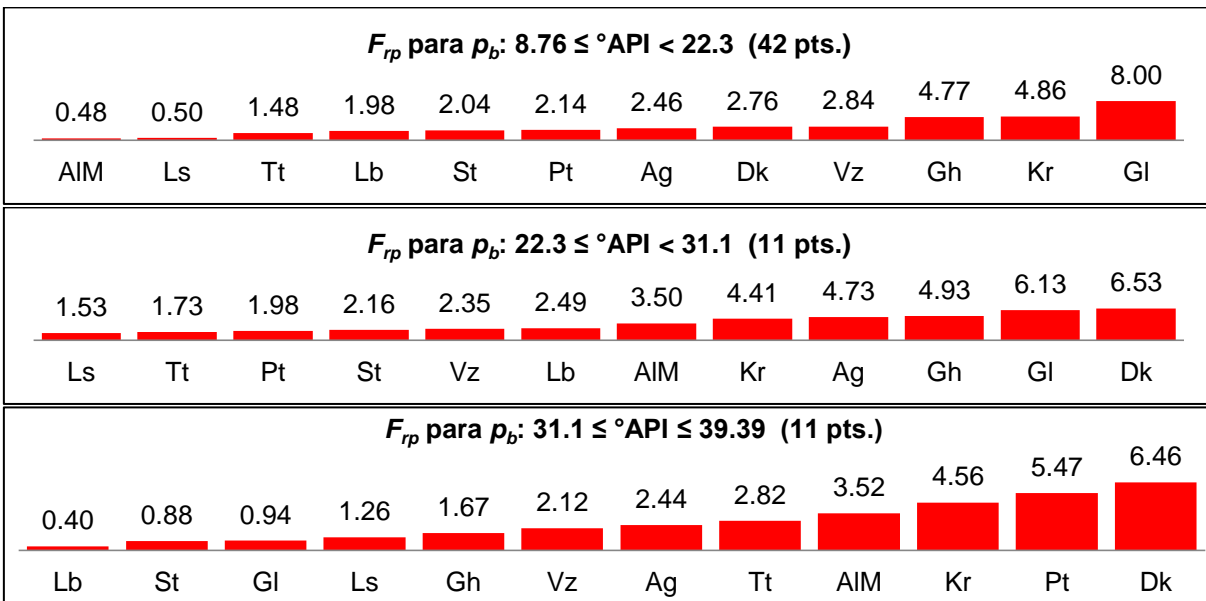


Fig. 6.1 p_b : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API.

De acuerdo a la Fig. 6.2, la correlación de Lasater muestra un comportamiento excelente para todo el rango de 8.76 a 39.39 °API. El peor comportamiento se obtuvo con la correlación de Glaso.

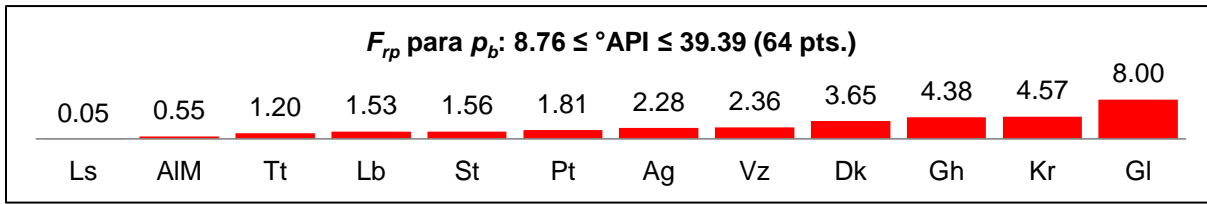


Fig. 6.2 p_b : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para 8.76-39.4 °API.

En la Tabla 6.2 se presenta la comparación de los parámetros estadísticos (E_1 a E_8) en la definición del F_{rp} , para las correlaciones que presentaron el mejor y el peor comportamiento en los diferentes rangos de grados API. Como puede observarse, las correlaciones de Lasater (Ls), de Al-Marhoun (AIM) y de Labedi (Lb) presentan los errores más pequeños. Por otra parte, las correlaciones de Glaso (Gl) y de Dokla y Osman (Dk) presentan los resultados menos favorables.

Tabla 6.2 Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} entre la mejor y peor correlación para distintos rangos de grados API.

°API	8.76 - 39.39 (64 pts)		8.76 - 22.3 (42 pts)		22.3 - 31.1 (11 pts)		31.1 - 39.39 (11 pts)	
	Ls	Gl	AIM	Gl	Ls	Dk	Lb	Dk
E_1 [%]	-2	55	3	78	3	-33	-1	-11
E_2 [%]	14	59	13	78	16	33	11	29
E_3 [%]	19	44	18	33	20	12	13	33
E_4 [%]	19	71	19	86	20	36	13	35
E_5 [kg/cm ²]	-5	67	4	99	-4	-55	0	-45
E_6 [kg/cm ²]	21	77	18	100	28	55	25	51
E_7 [kg/cm ²]	30	65	27	50	41	47	33	51
E_8 [kg/cm ²]	31	94	28	112	41	75	33	69
F_{rp}	0.05	8.	0.48	8.	1.53	6.53	0.4	6.46

Para ilustrar los resultados de la Tabla 6.2, en la Fig. 6.3 se presenta la comparación de los diagramas de dispersión para las correlaciones con el mejor y el peor comportamiento identificados en el rango de 8.76 a 39.4 °API. En términos cualitativos, es claro que el error promedio y la desviación estándar de la correlación de Lasater son menores que los correspondientes a la correlación de Glaso. En el apéndice B se puede consultar los gráficos de dispersión generados para cada una de las correlaciones.

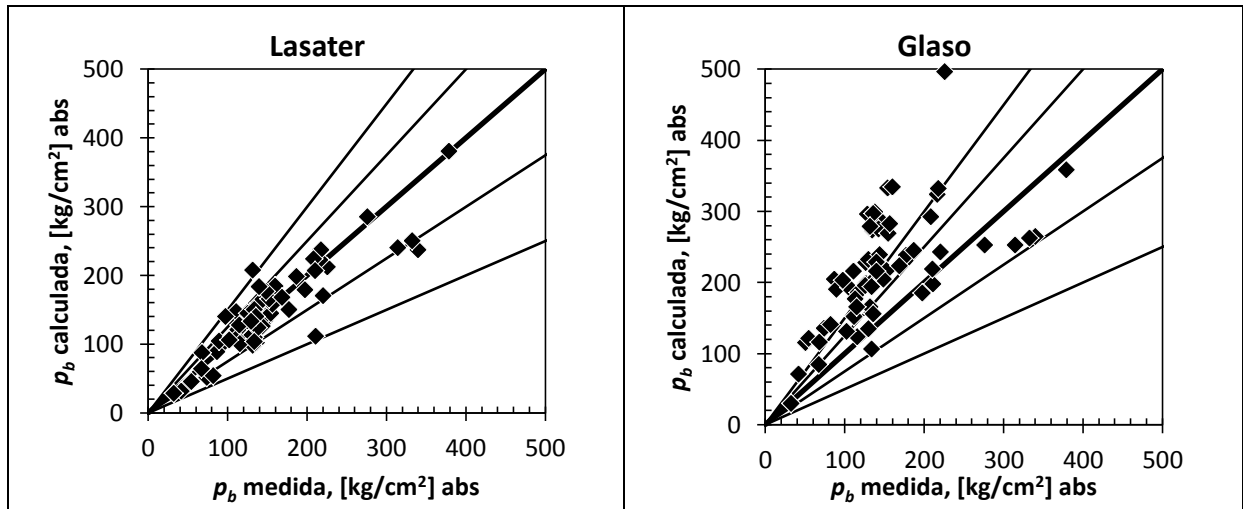


Fig. 6.3 p_b (64 pts): mejor y peor comportamiento del valor medido contra el calculado para 8.76 a 39.39°API. Las líneas de arriba hacia abajo indican el error relativo de: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%.

6.1.2. Relación gas disuelto-aceite a la presión atmosférica, R_s (64 puntos).

Ninguna de las correlaciones publicadas reproducen el valor de $R_s = 0$ a la presión atmosférica. Por ejemplo, en la Fig. 6.4 se observa que el valor de R_s a la P_a calculada con la correlación de Petrosky oscila entre 7.5 y 24 m^3/m^3 , cuando se espera que sea cero.

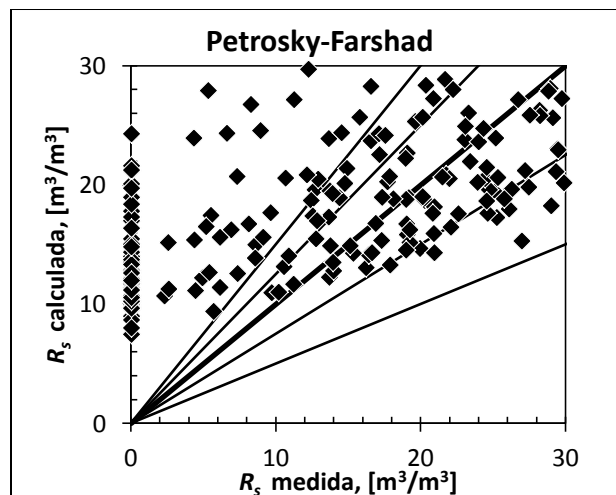


Fig. 6.4 Comportamiento de valor medido contra el calculado de la correlación de Petrosky y Farshad para la relación de solubilidad.

Para identificar el comportamiento de las distintas correlaciones de R_s a la P_a , se calcularon los errores E_5 a E_8 como se muestran en la Fig. 6.5 –los valores calculados de E_5 y E_6 son idénticos porque la diferencia entre los valores medidos y los estimados son positivos. Se observa que la correlación de Petrosky presenta los errores más grandes, con un error promedio (E_8) cercano a $14 \text{ m}^3/\text{m}^3$. En la misma figura, se observa que la correlación de Al-Marhoun tiene el mejor comportamiento.

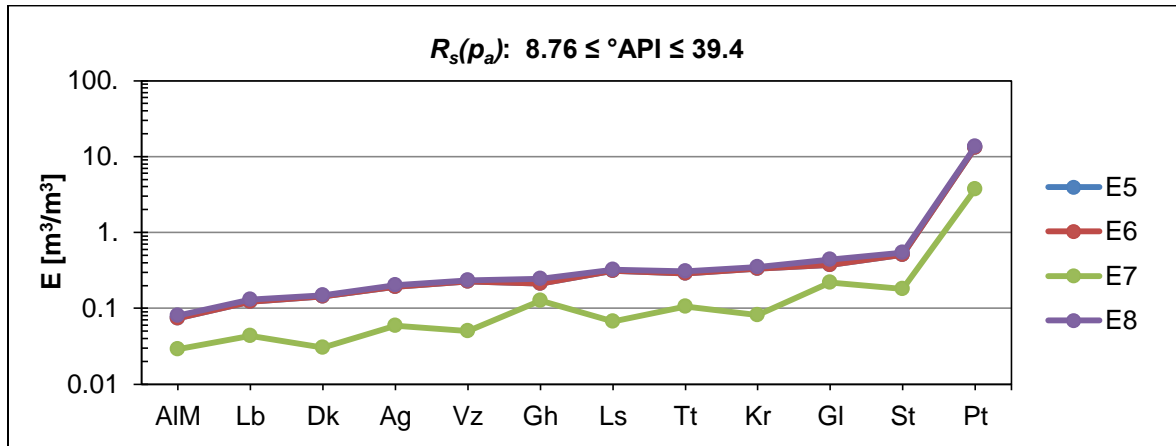


Fig. 6.5 R_s a presión atmosférica (64 puntos): parámetros estadísticos del error E_5 , E_6 , E_7 y E_8 de las correlaciones publicadas para el rango de 8.76 a 39.39 °API.

6.1.3. Factor volumétrico del aceite en el punto de burbuja, B_{ob} (64 puntos).

En la Fig. 6.6 se muestra el factor de comportamiento relativo de las correlaciones para el cálculo de B_{ob} en tres rangos de grados API, y en la Tabla 6.3 se presentan los valores correspondientes que fueron calculados para los parámetros estadísticos en la definición del factor de comportamiento relativo.

El análisis de los resultados indica que las mejores correlaciones (menor F_{rp}) son:

1. Para el rango de 8.76 a 22.3 °API: Farshad et al. y Al-Marhoun (1992), presentan los valores de F_{rp} más pequeños (0.36 y 0.40 respectivamente).
2. Para 22.3 a 33.1 °API: Elsharkawy y Alikhan tiene el menor F_{rp} (= 0.77).
3. Para 33.1 a 39.4 °API: Al-Marhoun tiene el menor F_{rp} (= 0.02).

La correlación de Dokla y Osman presenta el peor comportamiento en los tres rangos (F_{rp} entre 7 y 8).

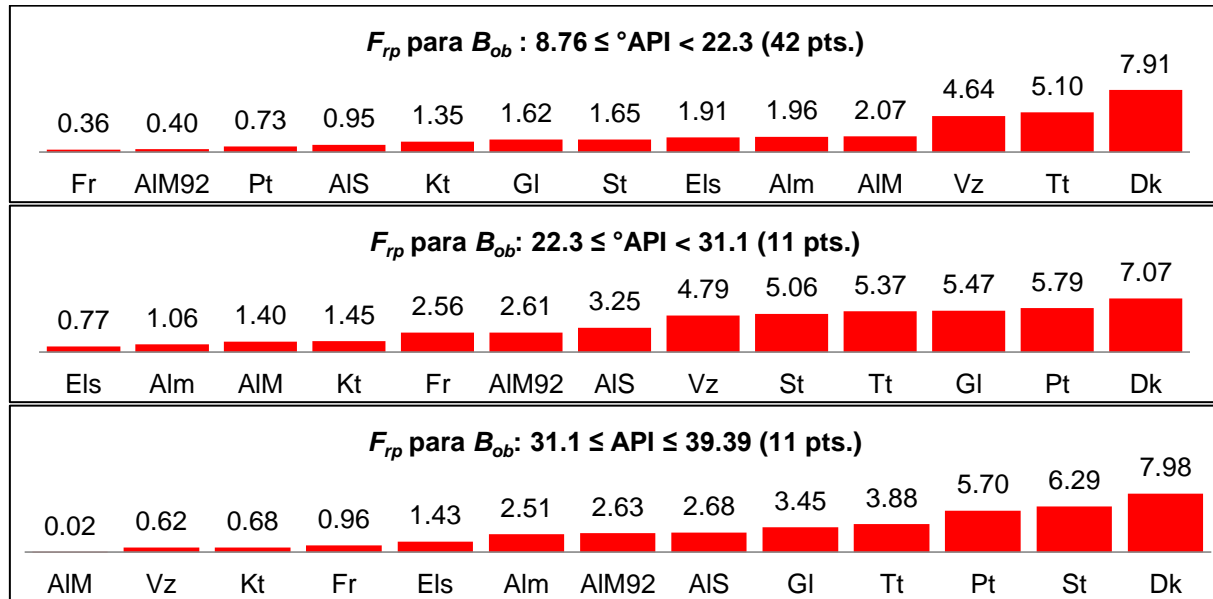


Fig. 6.6 B_{ob} : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API.

De acuerdo a la Fig. 6.7 y Tabla 6.3, se observa que la correlación con el mejor comportamiento para todo el rango de grados API, es la de Farshad et al. ($F_{rp} = 0.33$). Nuevamente, el peor comportamiento lo tiene la correlación de Dokla y Osman ($F_{rp} = 7.91$).

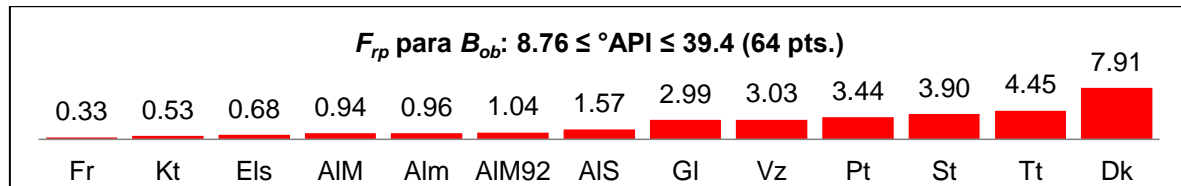


Fig. 6.7 B_{ob} : representación gráfica de F_{rp} de las correlaciones publicadas para 8.76-39.4 °API

Tabla 6.3 B_{ob} : parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo del mejor y peor comportamiento para los diferentes rangos de grados API.

°API	8.76 - 39.4 (64 pts)		8.76 - 22.3 (42 pts)		22.3 - 31.1 (11 pts)		31.1 - 39.39 (11 pts)	
Autor	Fr	Dk	Fr	Dk	Els	Dk	AIM	Dk
E_1 [%]	-0.59	4.96	-0.8	5.34	-1.54	4.76	0.81	3.72
E_2 [%]	2.19	5.91	1.61	5.55	2.81	6.61	2.43	6.61
E_3 [%]	3.07	4.44	2.01	2.56	3.75	6.06	2.92	7.64
E_4 [%]	3.12	6.69	2.17	5.98	4.08	7.85	3.04	8.58
E_5 [m ³ /m ³]	-0.01	0.07	-0.01	0.06	-0.02	0.07	0.01	0.07
E_6 [m ³ /m ³]	0.03	0.08	0.02	0.07	0.04	0.09	0.04	0.1
E_7 [m ³ /m ³]	0.04	0.06	0.03	0.03	0.05	0.09	0.05	0.12
E_8 [m ³ /m ³]	0.04	0.09	0.03	0.07	0.05	0.11	0.05	0.14
F_{rp}	0.33	7.91	0.36	7.91	0.77	7.07	0.02	7.98

Para ilustrar los resultados de la Tabla 6.3, en la Fig. 6.3 se presenta la comparación del valor medido contra el calculado para las correlaciones con el mejor y el peor comportamiento identificados en el rango de 8.76 a 39.4 °API. Como se observa en esta figura, el error promedio y la desviación estándar de la correlación de Farshad et. al son menores que los correspondientes a la correlación de Dokla y Osman. En el apéndice B pueden consultarse los gráficos de dispersión generados para cada una de las correlaciones.

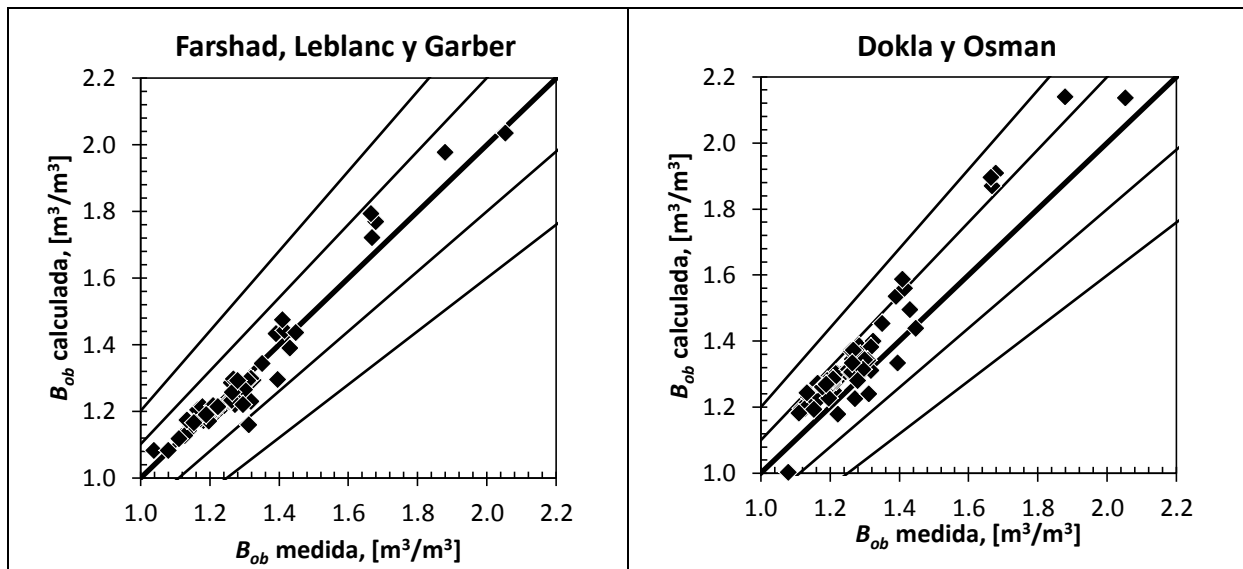


Fig. 6.8 B_{ob} (64 pts): mejor y peor comportamiento del valor medido contra el calculado para 8.76 a 39.39°API. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo de: 20%, 10%, 0%, -10% y -20%.

6.2. Evaluación de las correlaciones desarrolladas

En esta sección se presenta la evaluación de las correlaciones desarrolladas tomando como base: tres modelos linealizados para p_b y siete para B_o . Los modelos base de Glaso para p_b y de Almehaideb para B_o fueron descartados del análisis porque produjeron errores mayores a los de la literatura. Sin embargo, para todos los modelos se calcularon las constantes y exponentes correspondientes.

6.2.1. Correlación propuesta para el cálculo de p_b .

A continuación se indican los modelos base que fueron seleccionados para calcular la presión de burbuja en los distintos rangos de grados API, y que son propuestos en el presente estudio. A manera de validación, los resultados calculados con las correlaciones propuestas se comparan estadísticamente contra aquellos obtenidos con las correlaciones de la literatura mejor evaluadas en la sección 6.1.

6.2.1.1. Selección del modelo base

En la Fig. 6.9 se presentan únicamente (por brevedad) los resultados de la evaluación de los modelos base de Standing (M.St), de Vázquez (M.Vz) y de Al-Marhoun (M.AIM) para cada rango de grados API. Como criterio de evaluación se utilizó el factor de comportamiento relativo (F_{rp}). De acuerdo con los resultados mostrados, el modelo de Al-Marhoun es el que reproduce mejor los datos de laboratorio en los tres rangos de grados API. Aunque el modelo de Standing tiene el menor F_{rp} para el rango de 22.3 a 31.1 °API, se puede notar que el modelo de Al-Marhoun también tiene un F_{rp} bastante pequeño. Asimismo, se observó que los errores estadísticos entre ambos modelos fueron muy similares. Por lo antes mencionado, el modelo base de p_b que se seleccionó en el estudio presente para los tres rangos API, fue el de Al-Marhoun.

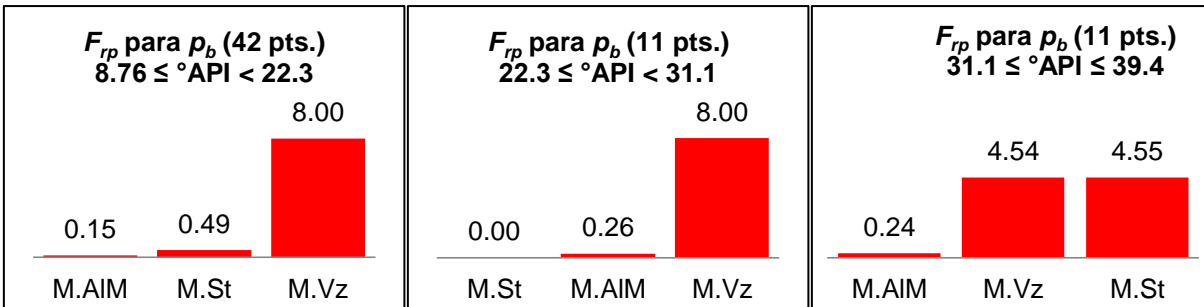


Fig. 6.9 p_b : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de Standing, Vázquez y Al-Marhoun para distintos rangos de grados API.

Considerando las correlaciones desarrolladas con toda la información de 8.76 a 39.4 $^{\circ}\text{API}$, la Fig. 6.10 muestra que el modelo base de Al-Marhoun tiene el menor F_{rp} . Lo que indica que esta relación funcional reproduce los datos medidos para una amplia gama de grados API. Para este rango también se seleccionó el modelo de Al-Marhoun.

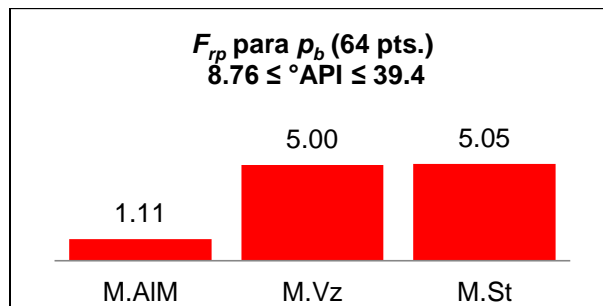


Fig. 6.10 p_b : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de Standing, Vázquez y Al-Marhoun desarrollados en el rango de 8.76 a 39.4 $^{\circ}\text{API}$.

6.2.1.2. Validación del modelo base de Al-Marhoun para calcular p_b

El modelo base de Al-Marhoun en cada rango de grados API, mostró los mejores resultados para el cálculo de p_b . En la Fig. 6.11 y Fig. 6.12 se presentan los resultados mediante gráficas comparativas de los parámetros estadísticos del error, correspondientes a la mejor correlación de la literatura contra la presentada en este trabajo. Con color azul se indican los resultados de la correlación original y en rojo los del modelo base, ambos comparados contra 64 puntos medidos de p_b .

Como se observa en la Fig. 6.11, las tres correlaciones desarrolladas en cada rango de grados API a partir del modelo base de Al-Marhoun (M.AIM), son mejores que las correlaciones del mismo autor (AIM), de Lasater (Ls) y de Labedi (Lb) en los rangos de 8.76 a 22.3 °API, 22.3 a 31.1 °API y de 31.1 a 39.4 °API respectivamente.

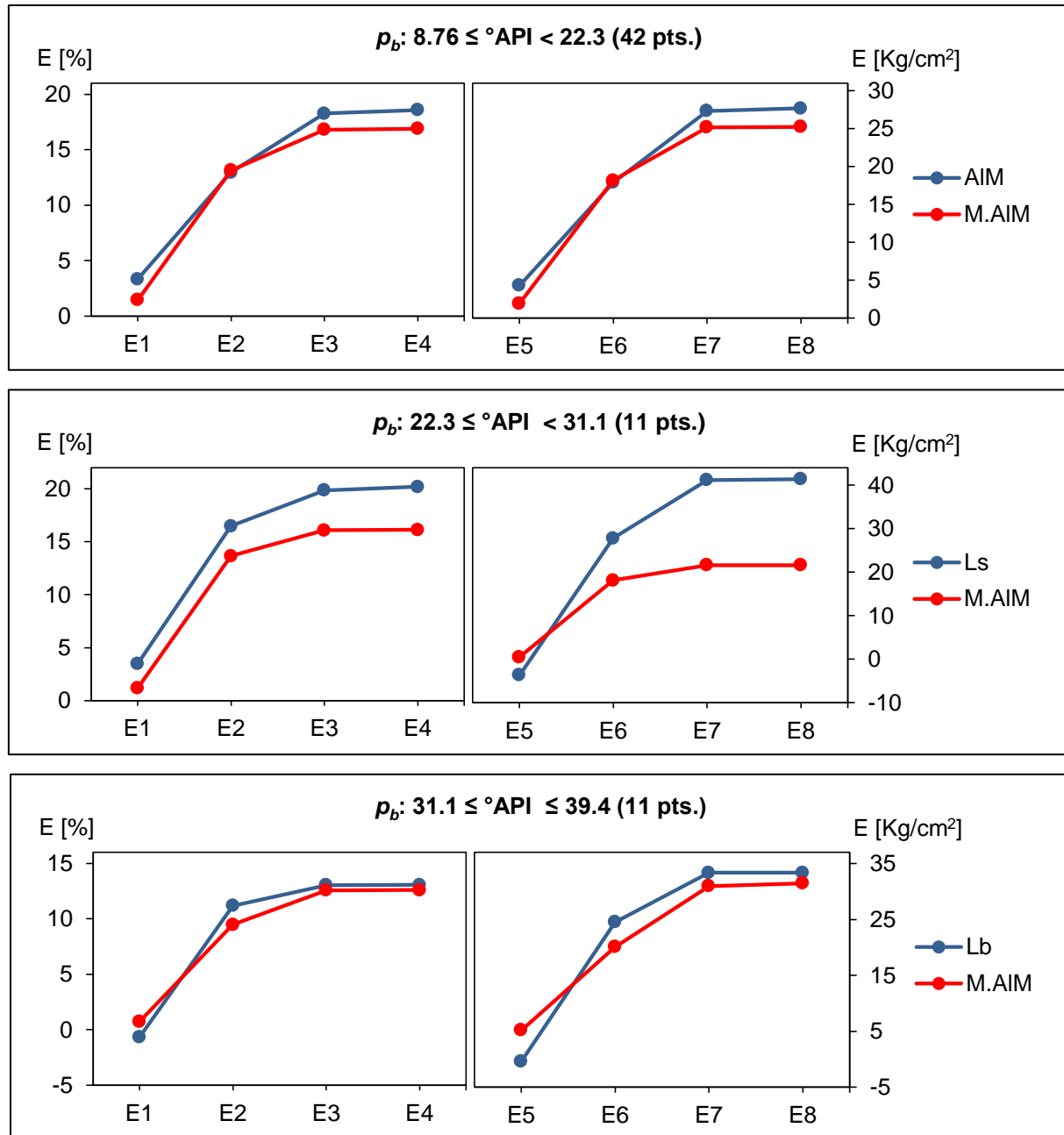


Fig. 6.11 p_b : comparación de los parámetros estadísticos del error para las correlaciones de Al-Marhoun y su modelo base en el rango de 8.76 a 22.3 °API, 22.3 a 31.1 °API y 31.1 a 39.4 °API.

En Fig. 6.12 se puede observar que la correlación desarrollada con el modelo base de Al-Marhoun presenta un mejor comportamiento que la correlación de Lasater en el rango de 8.76 a 39.39 °API.

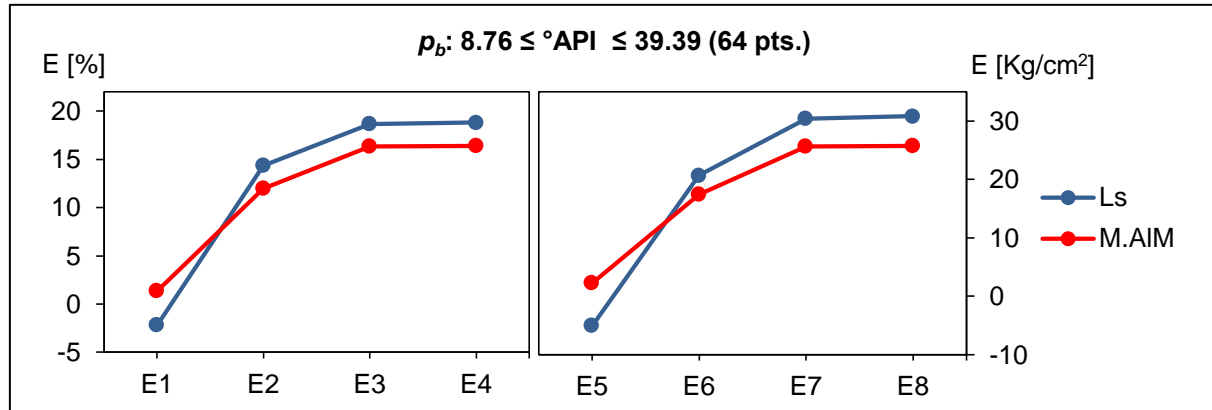


Fig. 6.12 p_b : comparación de los parámetros estadísticos del error para las correlaciones de Lasater y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.

6.2.1.3. Validación del modelo base de Al-Marhoun para calcular R_s

Para constatar que el modelo seleccionado para p_b también da buenos resultados en el cálculo de R_s , se despejó esta última del modelo base de Al-Marhoun (M.AIM) y se validó para los cuatro rangos de grados API. Este modelo se comparó contra las correlaciones que presentaron el menor valor de F_{rp} en la evaluación de p_b (sección 6.1.1). Se utilizaron los datos medidos disponibles de R_s a presiones menores o iguales que la de burbuja; cabe destacar que no se consideraron los puntos correspondientes a la presión atmosférica porque no puede calcularse el error relativo. El número de puntos medidos de R_s para la validación en cada rango fue el siguiente:

Tabla 6.4 Número de puntos medidos de R_s a $p \leq p_b$ en cada rango de grados API.

Rango de grados API	Número de puntos
[8.76 – 22.3)	246
[22.3 – 31.1)	69
[31.1 – 39.4]	86
[8.76 – 39.4]	401

La Fig. 6.13 muestra la comparación de los parámetros estadísticos del error entre las correlaciones de la literatura y la correlación propuesta de p_b para el cálculo de R_s . En esta figura se puede observar que la correlación desarrollada (M.AIM) es mejor que las correlaciones de Al-Marhoun (AIM), Lasater (Ls) y Labedi (Lb) en los rangos de 8.76 a 22.3 °API, 22.3 a 31.1 °API y de 31.1 a 39.4 °API, respectivamente.

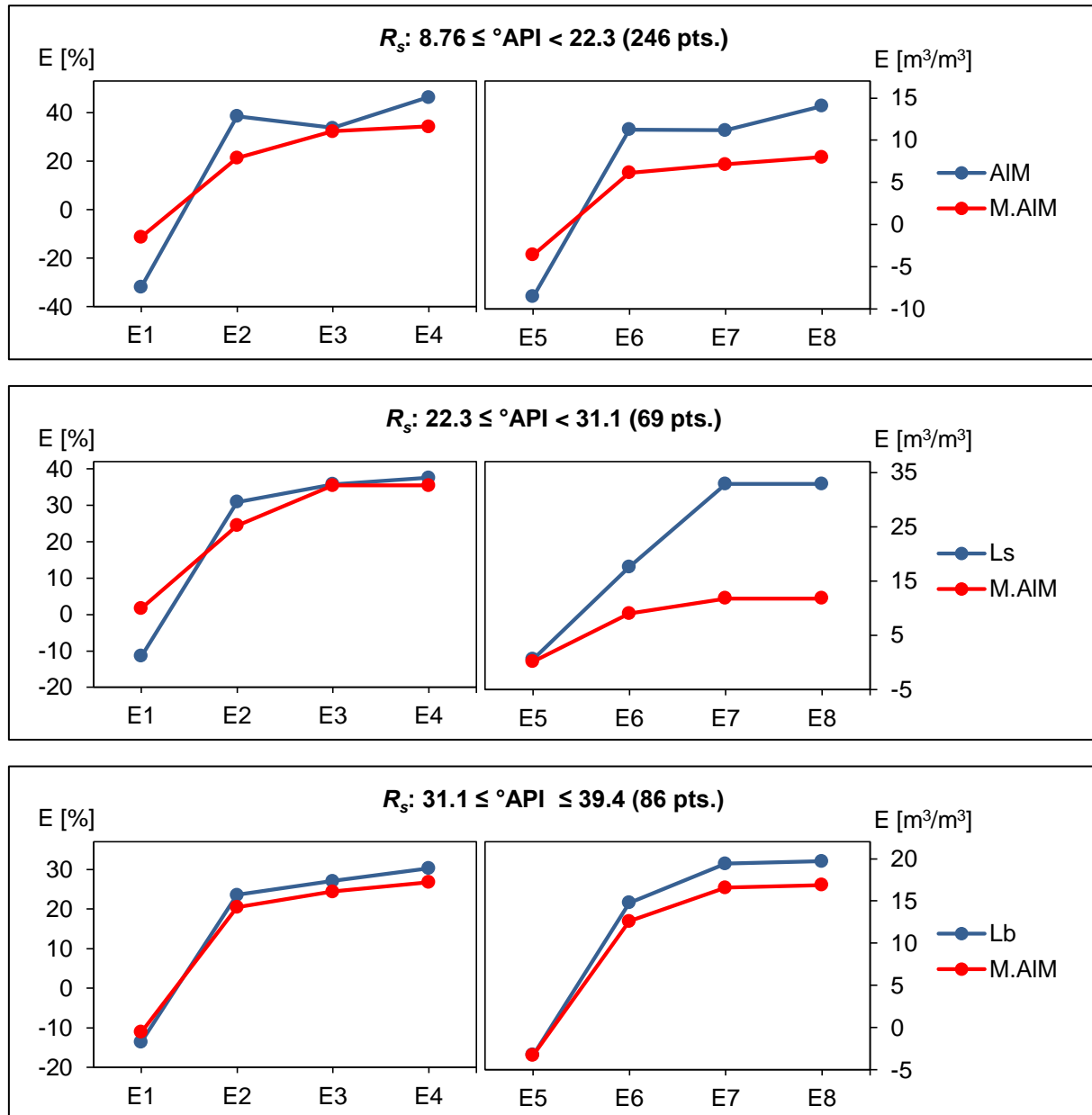


Fig. 6.13 R_s : Comparación de los parámetros estadísticos del error entre el modelo base de Al-Marhoun y las correlaciones de la literatura en el rango de 8.76 a 22.3 °API, 22.3 a 31.1 °API y 31.1 a 39.4 °API.

En la Fig. 6.14 puede observarse que para el rango de 8.76 a 39.4 °API, los valores de E_1 a E_4 son similares entre el modelo base de Al-Marhoun (M.AIM) y la correlación de Lasater (Ls). Para los valores de E_5 a E_8 , el modelo base de Al-Marhoun presenta menor error que la correlación Lasater.

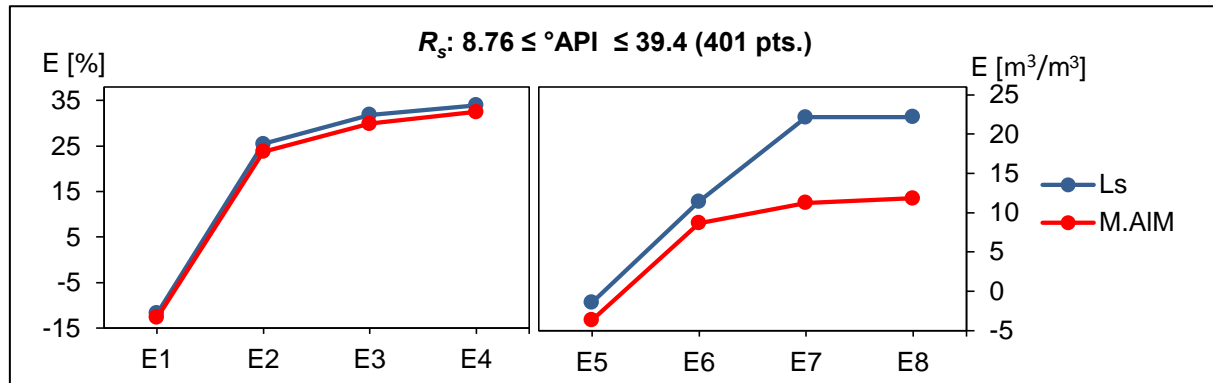


Fig. 6.14 R_s : comparación de los parámetros estadísticos del error entre la correlación de Lasater y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.

La Fig. 6.15 muestra la comparación de los valores de R_s medidos contra aquellos calculados con la correlación desarrollada (modelo base de Al-Marhoun), en el rango de 8.76 a 39.4, y contra los resultados obtenidos con la correlación original de Lasater. Como se observa, la correlación propuesta presenta menor dispersión y mejor comportamiento que la correlación de la literatura.

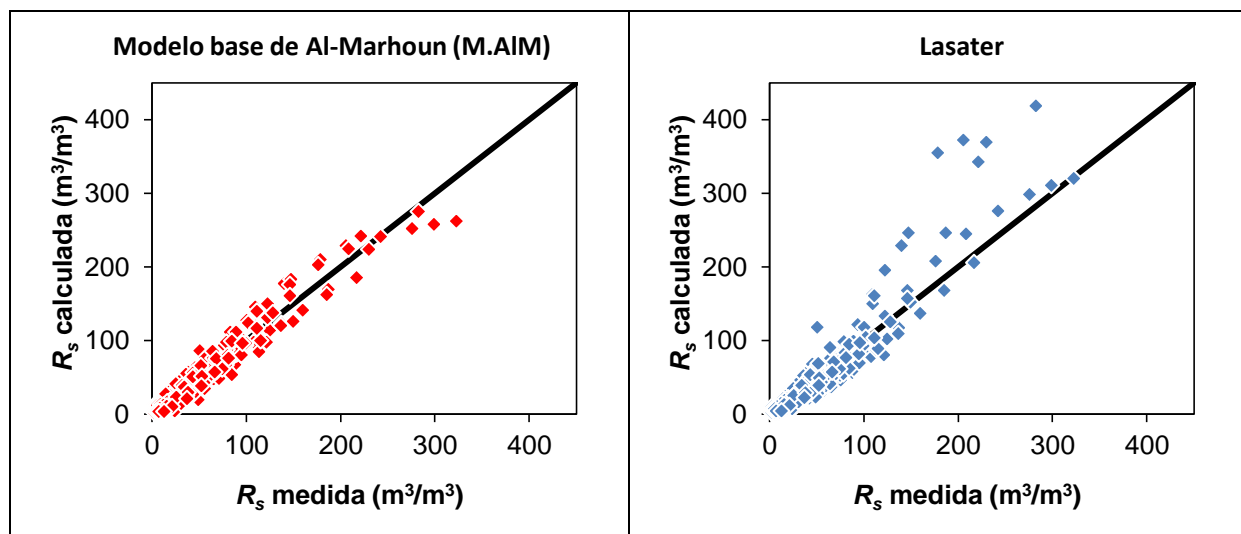


Fig. 6.15 R_s (401 pts.): comparación de valores medidos contra los calculados con la correlación propuesta y la mejor de la literatura, en el rango de 8.76 a 39.4 °API.

6.2.2. Correlación propuesta para el cálculo de B_{ob}

A continuación se indican los modelos base que fueron seleccionados para calcular B_{ob} en los distintos rangos de grados API, y que son propuestos en el estudio presente. También se muestra la validación de los mismos.

6.2.2.1. Selección del modelo base

En la Fig. 6.16 se presenta la evaluación de los modelos base de Standing (M.St), Al-Marhoun (1988) (M.AIM), Vázquez (M.Vz), Glaso (M.GI), Elsharkawy (M.Els), Al-Shammasi (M.AIS) y Al-Marhoun (1992) (M.AIM92) para cada rango de grados API. El modelo de Almehaideb no se tomó en cuenta porque generó errores mayores a los que produce la correlación original. A partir del análisis de los resultados mostrados, se observa que los modelos base de Al-Marhoun de 1988 y 1992 son los que presentan el menor F_{rp} . Por consiguiente, se seleccionó el modelo de Al-Marhoun desarrollado en 1992 para el cálculo de B_o en el rango de 31.1 a 39.4 °API, y el modelo desarrollado en 1988 para los demás rangos API.

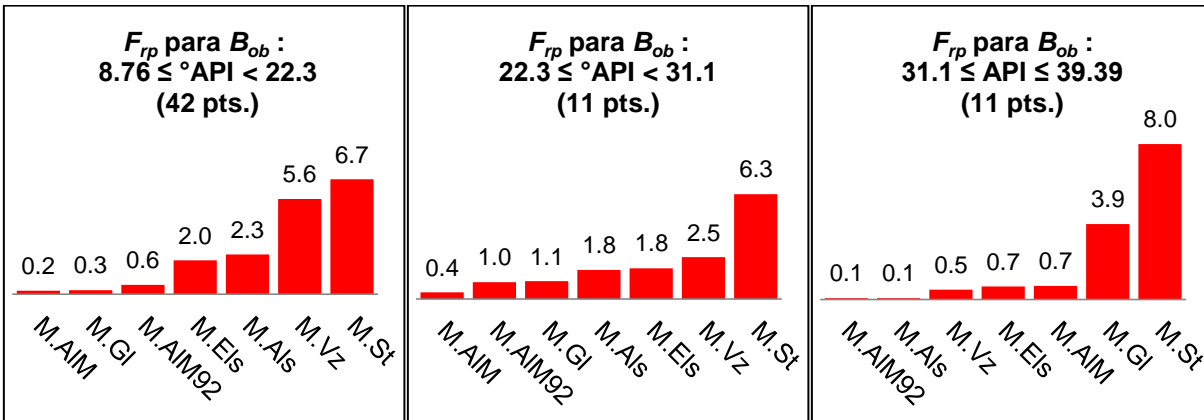


Fig. 6.16 B_{ob} : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de: Standing, Al-Marhoun, Vázquez, Glaso, Elsharkawy, Al-Shammasi y Al-Marhoun92 para distintos rangos de grados API.

La Fig. 6.17 muestra que el modelo base de Al-Marhoun, desarrollado en el rango de 8.76 a 39.4 °API, presenta el menor F_{rp} . Por lo tanto, se seleccionó este modelo.

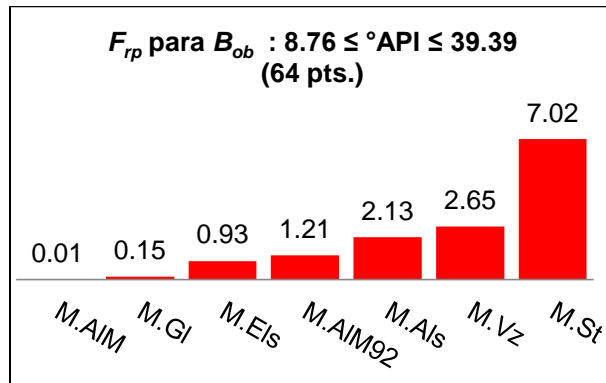


Fig. 6.17 B_{ob} : evaluación con el F_{rp} de los modelos base de: Standing, Al-Marhoun, Vázquez, Glaso, Elsharkawy, Al-Shammasi y Al-Marhoun92 desarrollados en el rango de 8.76-39.4 °API.

6.2.2.2. Validación del modelo base Al-Marhoun para B_{ob}

Se utilizaron 64 puntos medidos de B_{ob} para comparar los ocho parámetros estadísticos del error, entre los modelos base de Al-Marhoun y las correlaciones de la literatura que presentaron el menor F_{rp} en cada rango de grados API (ver sección 6.1.3). Los resultados obtenidos se muestran gráficamente en la Fig. 6.18.

La Fig. 6.18 muestra la comparación de los parámetros estadísticos del error entre el modelo seleccionado –línea roja- y la correlación de la literatura que presentó el menor F_{rp} –línea azul- para los distintos rangos analizados. Como se observa en esta figura, en el rango de 8.76 a 22.3 °API, el modelo base de Al-Marhoun presenta resultados ligeramente mejores que la correlación original de Farshad. Para el rango de 22.3 a 31.1 °API, el modelo base de Al-Marhoun y la correlación de Elsharkawy, presentaron valores similares en la mayoría de los parámetros del error. Los valores de E_1 y E_5 son mejores en el modelo propuesto. Por otra parte, en el rango de 31.1 a 39.4 °API, es claro que el modelo base de Al-Marhoun (1992) presentó los menores errores en cada uno de los parámetros estadísticos.

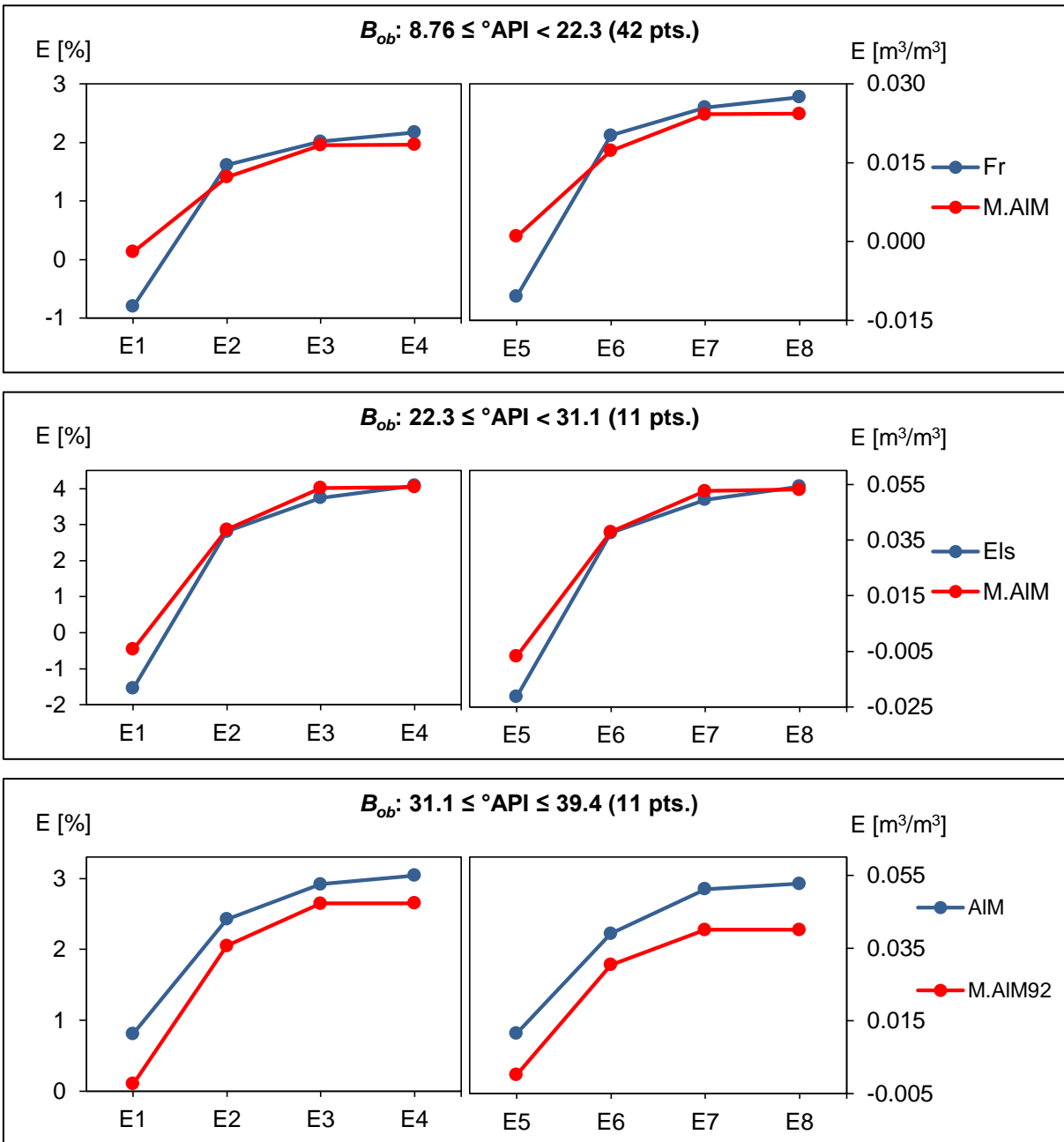


Fig. 6.18 B_{ob} : Comparación de los parámetros estadísticos del error entre los modelos seleccionados de Al-Marhoun y los mejores de la literatura en distintos rangos de grados API.

En el rango de 8.76 a 39.4 °API, en la Fig. 6.19 se observa que la correlación desarrollada con el modelo base de Al-Marhoun es mejor que la correlación de Farshad.

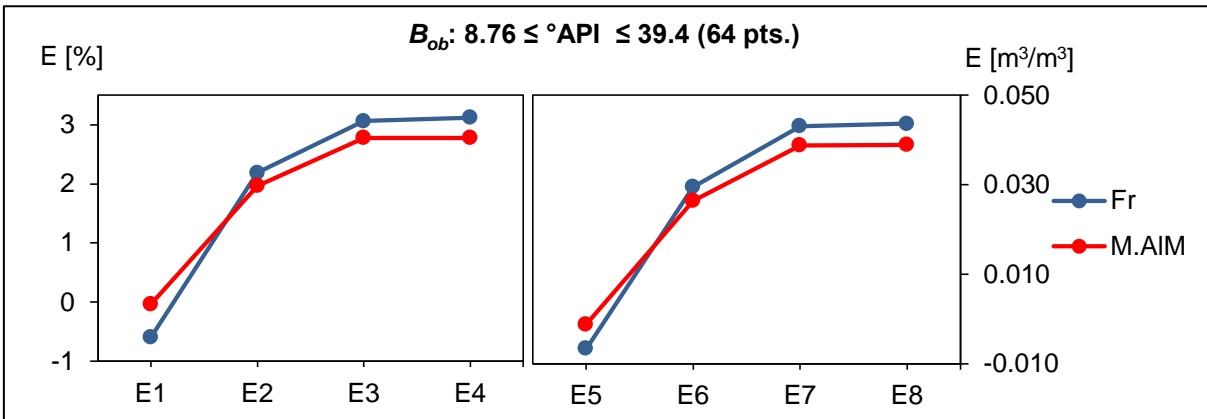


Fig. 6.19 B_{ob} : comparación de los parámetros estadísticos del error para la correlación de Farshad y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API.

6.2.2.3. Validación del modelo de B_{ob} de Al-Marhoun para $p \leq p_b$

A manera de validación, se verificó que los modelos base de Al-Marhoun reprodujeran adecuadamente los valores medidos de B_o a presiones menores que la de burbuja, y se compararon los resultados contra aquellos calculados con las correlaciones de la literatura mejor evaluadas en la sección 6.1.3. El número de puntos medidos de B_o en cada rango de grados API fue el siguiente:

Tabla 6.5 Número de puntos medidos de B_o a $p \leq p_b$ en cada rango de grados API.

Rango de grados API	Número de puntos
[8.76 – 22.3)	288
[22.3 – 31.1)	80
[31.1 – 39.4]	97
[8.76 – 39.4]	465

En el rango de 8.76 a 22.3 °API, en la Fig. 6.20 puede observarse que los resultados con el modelo base de Al-Marhoun (M.AIM) y con la correlación de Farshad (Fr) son similares; la correlación de Farshad es mejor en E_1 y E_5 . En el rango de 22.3 a 31.1 °API, el modelo propuesto (M.AIM) es mejor que la correlación de Elsharkawy (M.Els). En el rango de 31.1 a 39.4, es claro que la correlación propuesta (M.AIM) es mejor que la correlación original de Al-Marhoun de 1988.

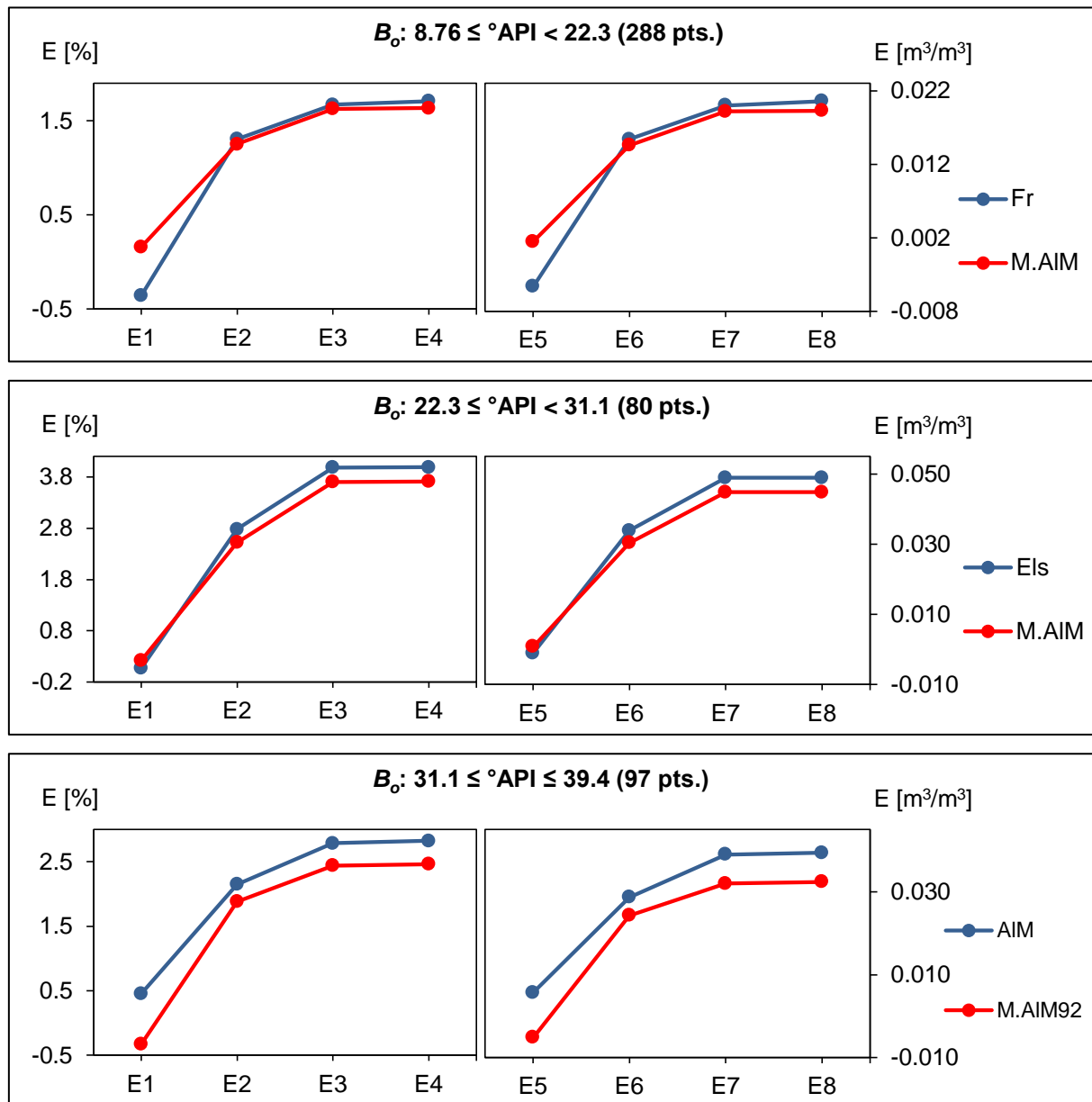


Fig. 6.20 B_o : comparación de los parámetros estadísticos del error entre las correlaciones propuestas y las mejores de la literatura, para distintos rangos de grados API.

La Fig. 6.21 presenta la comparación de los errores calculados con el modelo base de Al-Marhoun y con la correlación de la literatura mejor evaluada en la sección 6.1, en el rango de 8.76 a 39.4 °API. Como se observa, el modelo base de Al-Marhoun presenta resultados similares a los de la correlación de Farshad y es tan bueno como aquella.

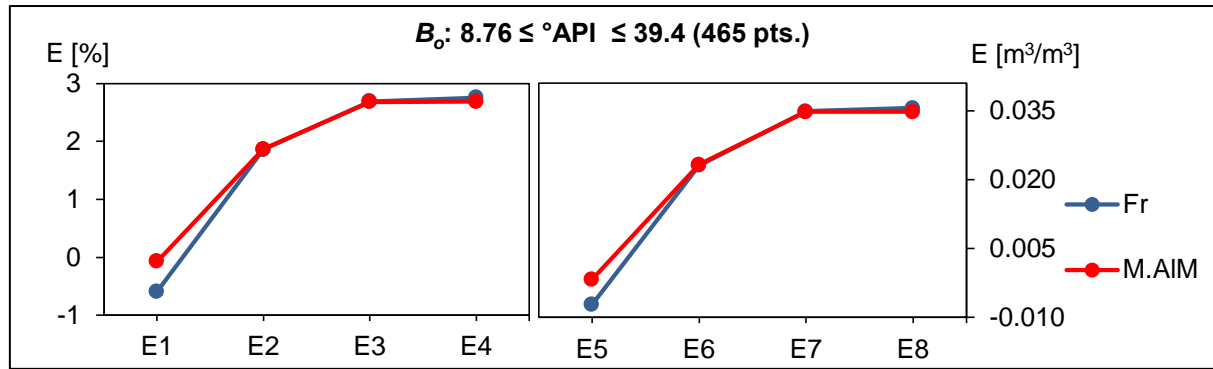


Fig. 6.21 B_o : comparación de los parámetros estadísticos del error para la correlación de Farshad y el modelo base de Al-Marhoun en el rango de 8.76 a 39.4 °API

En la Fig. 6.22 se presentan las gráficas de dispersión correspondientes al modelo propuesto (modelo base de Al-Marhoun) y a la correlación de la literatura mejor evaluada (Farshad et.al.), en el rango de 8.76 a 39.4. Como se observa, la correlación propuesta presenta menor dispersión y mejor comportamiento que la correlación de la literatura.

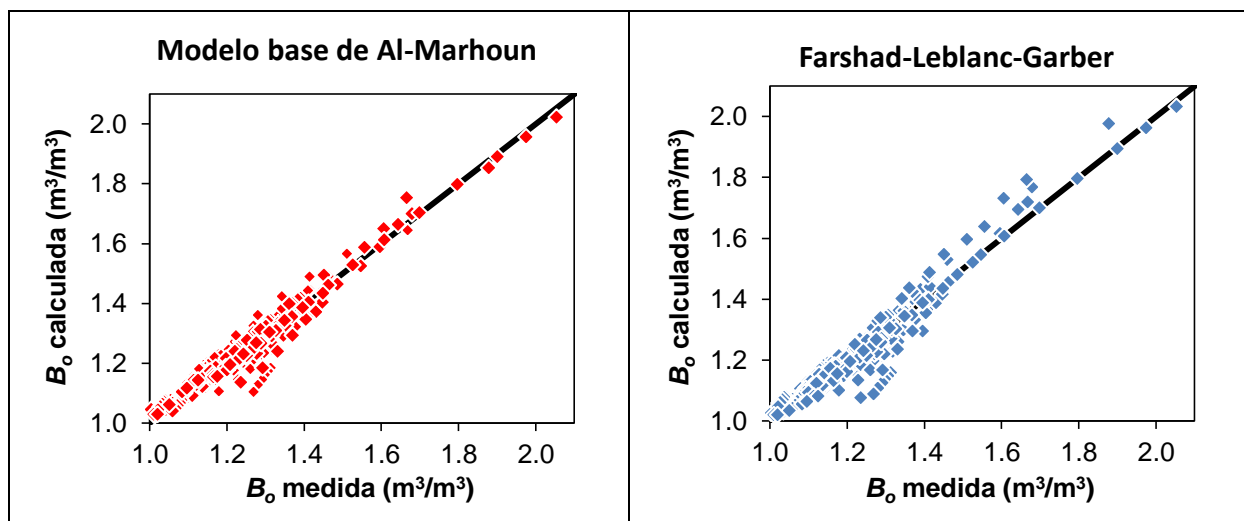


Fig. 6.22 B_o (465 pts.): comparación de los valores medidos y los calculados con la correlación propuesta y la mejor de la literatura, en el rango de 8.76 a 39.4 °API.

6.2.3. Correlación propuesta para el cálculo de B_{obf} .

A continuación se presenta los resultados de la evaluación y validación de la correlación desarrollada para el cálculo de B_{obf} de la prueba de separadores.

6.2.3.1. Evaluación.

La correlación se desarrolló a partir de 41 puntos medidos de B_{obf} vs B_{obd} . En la Fig. 6.23 se muestran los errores estadísticos calculados. Como se observa, la correlación obtenida presenta un error máximo de 1.14%, tanto en la desviación estándar (E_3) como en el error cuadrático medio (E_4) y de 0% en E_1 .

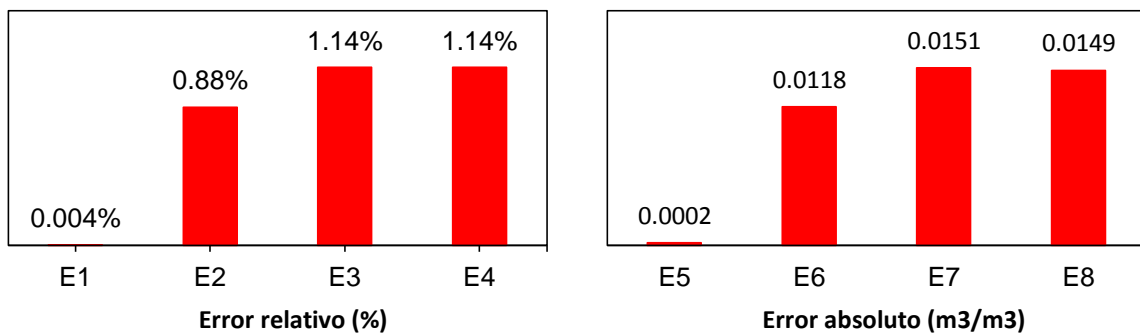


Fig. 6.23 Parámetros estadísticos del error: correlación desarrollada para calcular BobS

En la Fig. 6.24 se comparan los valores de B_{obf} calculados contra los medidos. Como se observa, la correlación desarrollada da una excelente predicción.

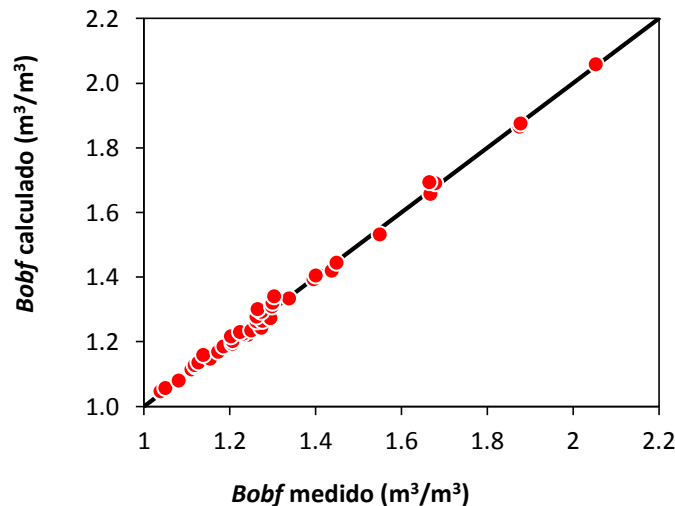


Fig. 6.24 Comportamiento del valor medido vs el calculado de B_{obf} .

6.2.3.2. Validación.

A manera de validación, se utilizó la prueba de densidad explicada en la sección 2.3.1. Los resultados se presentan en la sección tres del apéndice A. En aquellas muestras cuyo valor de B_{obf} fue calculado con la correlación propuesta, se determinó que el error entre ρ_{obd} y ρ_{obf} es menor del 5%.

6.3. Evaluación del método de calibración alternativo

En esta sección se comparan los resultados obtenidos con el método de calibración convencional de las correlaciones PVT que generalmente está implementado en los simuladores comerciales (sección 1.4), contra aquellos calculados con el método propuesto en el trabajo presente (sección 4.2) y que ha sido implementado en **PVTSEL**. Para tal efecto, se utiliza la información de la muestra “tres” de la base de datos (Apéndice A).

6.3.1. Método utilizado por los simuladores comerciales

Como ejemplo, en la Fig. 6.25 se presentan los resultados obtenidos con el método de calibración convencional, para las correlaciones de relación de solubilidad de: Glaso, Standing, Lasater, Vázquez y Petrosky. Como se observa, con el método de calibración convencional no se puede reproducir el comportamiento real de este parámetro. De hecho, el error entre los valores calibrados y los medidos aumenta conforme la presión disminuye.

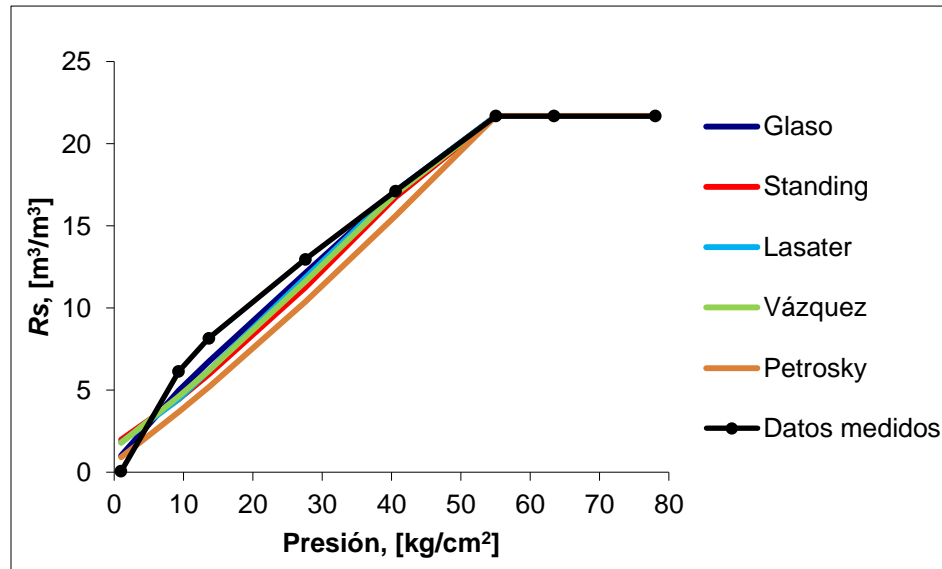


Fig. 6.25 Correlaciones de R_s calibradas con el método convencional utilizado por los simuladores comerciales.

6.3.2. Método propuesto

En la Fig. 6.26 se muestran los resultados obtenidos para el cálculo de la relación de solubilidad, una vez que se ha implementado el método de calibración propuesto. Como se observa en esta figura, todas las correlaciones calibradas con el método propuesto reproducen los datos medidos.

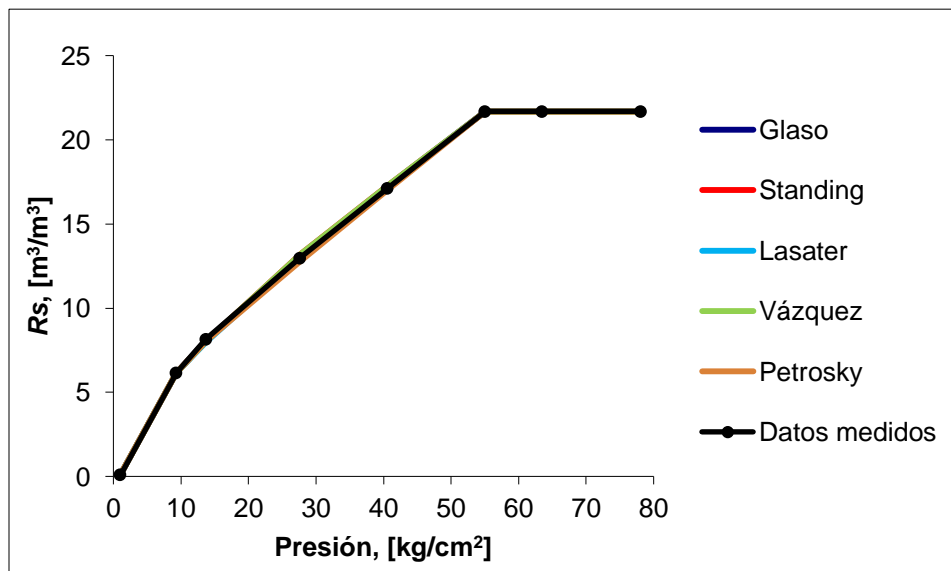


Fig. 6.26 Correlaciones de R_s calibradas con el método utilizado por PVTSEL.

6.3.3. Comparación de ambos métodos

La Fig. 6.27 muestra la comparación de los errores E_1 , E_2 y E_3 (sección 4.1.1) entre los datos medidos y los calculados con las correlaciones calibradas mediante el método convencional y el método propuesto -Fig. 6.25 y Fig. 6.26. Como se observa en la Fig. 6.27, los errores relativos con el método convencional de calibración son mayores a 10%, mientras que con el método de calibración propuesto, son menores que 1% independientemente de la correlación seleccionada.

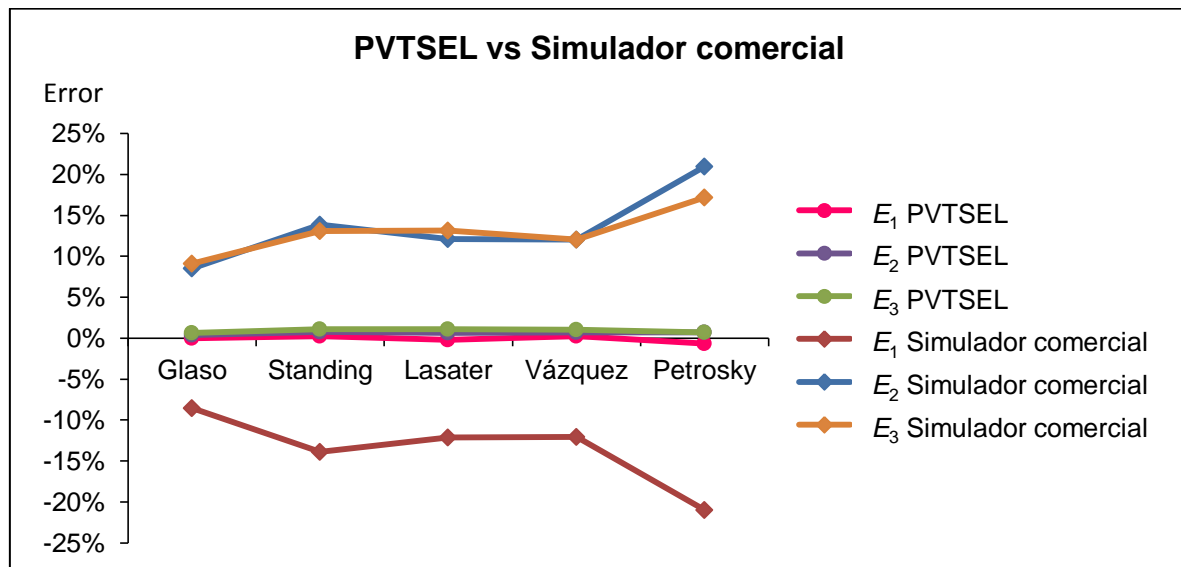


Fig. 6.27 Comparación de los parámetros estadísticos del error para distintas correlaciones calibradas con PVTSEL (método propuesto) y con un simulador comercial (método convencional).

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

1. Se recopilaron, validaron y procesaron 64 reportes PVT de diferentes campos petroleros de México, y se construyó una base de datos con más de 400 registros.
2. A partir de la información de la base de datos PVT, se evaluaron algunas de las correlaciones más conocidas en la industria petrolera para calcular la presión de burbuja y el factor de volumen del aceite. La evaluación se realizó en función del factor de comportamiento relativo, el cual incorpora ocho parámetros estadísticos.
3. En el caso de la presión de burbuja, las correlaciones de la literatura que mejor reprodujeron los datos disponibles fueron: Al-Marhoun de 1988 ($8.76 < \text{°API} < 22.3$); Lasater ($22.3 < \text{°API} < 31.1$); y Labedi ($31.1 < \text{°API} < 39.4$). Para todo el rango de grados API, la correlación de Lasater fue la que obtuvo la mejor evaluación.
4. Con respecto al factor de volumen del aceite, las correlaciones mejor evaluadas fueron: Farshad et al. (1996) ($8.76 < \text{°API} < 22.3$); Elsharkawy y Alikhan (1997) ($22.3 < \text{°API} < 31.1$); y Al-Marhoun de 1988 ($31.1 < \text{°API} < 39.4$). La correlación de Farshad et al. fue la mejor para todo el rango de grados API.

5. Se desarrolló un nuevo conjunto de correlaciones para calcular la presión de burbuja y el factor de volumen de los aceites producidos en campos de México, con base en 64 registros de propiedades del aceite en el punto de burbuja. Para tal efecto, se analizaron, desarrollaron y evaluaron diferentes relaciones funcionales, cuyos coeficientes y exponentes característicos se determinaron numéricamente. Se observó que las relaciones funcionales en las correlaciones de Al-Marhoun (1988, 1992) permiten obtener los mejores resultados durante el proceso de regresión.
6. Se compararon los resultados calculados con las correlaciones desarrolladas y con aquellas de la literatura que obtuvieron las mejores evaluaciones, contra más de 400 datos de relación de solubilidad y factor de volumen del aceite saturado. En general, las correlaciones desarrolladas obtuvieron las mejores evaluaciones estadísticas.
7. Adicionalmente, se desarrolló una correlación para el estimar el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja en la prueba de separadores, presentó un error menor del 1.2%. Este parámetro es importante para corregir los datos de la prueba de liberación diferencial, a las condiciones del separador.
8. Se desarrolló el programa de cómputo, **PVTSEL**. Esta herramienta cuenta con funcionalidades para validar los datos del reporte PVT; generar la prueba combinada; analizar y evaluar las correlaciones disponibles con base en los datos procesados del reporte PVT; calibrar las correlaciones seleccionadas mediante una función de factor de ajuste; y calcular las propiedades del aceite y su gas asociado en función de la presión. A diferencia de otros simuladores comerciales, el método de calibración implementado en **PVTSEL** permite reproducir con exactitud los datos experimentales.

Recomendaciones

1. Investigar la aplicación de métodos de programación no lineal para generar nuevas correlaciones a partir de aquellas relaciones funcionales que no pueden linealizarse en términos de sus coeficientes y exponentes característicos.
2. No utilizar la correlación de Petrosky et al. (1993) para calcular la relación de solubilidad a presiones cercanas a la atmosférica.
3. Utilizar el método de Al-Marhoun (2003) para generar los datos de relación de solubilidad y factor de volumen del aceite en la prueba combinada.

Nomenclatura

Variable	Definición	Unidades
$[A]$	= matriz de coeficientes de orden $m \times n$ donde $m > n$	---
$[A]^{-1}$	= matriz pseudoinversa de $[A]$	---
b	= parámetro de traslado u ordenada al origen	adim
$[B]$	= vector de términos independientes	---
B_g	= factor de volumen del gas	pie ³ /pie ³
\overline{B}_g	= factor de volumen promedio del gas	pie ³ /pie ³
B_o	= factor de volumen del aceite	bl/bl
B_{ob}	= factor de volumen de aceite en el punto de burbuja	bl/bl
B_{obf}	= factor de volumen de aceite a p_b obtenido de la prueba de separadores	bl/bl
B_{od}	= factor de volumen de aceite obtenido de la prueba ELD	bl/bl
B_{ond}	= factor de volumen de aceite a p_a obtenido de la prueba ELD	bl/bl
B_t	= factor de volumen total	bl/bl
c_o	= compresibilidad del aceite	psia ⁻¹
$(c_o)_{vaz}$	= compresibilidad del aceite calculada con la correlación de Vázquez	psia ⁻¹
Cor_{cal}	= correlación calibrada	--
Cor_{sel}	= correlación seleccionada	--
e_j	= error absoluto a la presión j en ec. 4.2	datos
e_{ra}	= error relativo en valor absoluto	adim o %
e_{rj}	= error relativo a la presión j en ec. 4.1	adim o %
E_1	= promedio del error relativo en ec. 4.3	adim o %
E_2	= promedio del error relativo absoluto en ec. 4.4	adim o %
E_3	= desviación estándar del error relativo en ec. 4.5	adim o %
E_4	= raíz del error relativo cuadrático medio en ec. 4.6	adim o %
E_5	= error promedio en ec. 4.7	unidades de 'e'
E_6	= error absoluto promedio en ec. 4.8	unidades de 'e'
E_7	= desviación estándar del error en ec. 4.9	unidades de 'e'
E_8	= raíz del error cuadrático medio en ec. 4.10	unidades de 'e'
ECM	= error cuadrático medio en ec. 4.13	adim
F_{Aj}	= factor de ajuste puntual a la presión j en ec. 4.12	adim
$F_A^*(p)$	= función factor de ajuste definida con una o más regresiones	adim
F_{rp}	= factor de comportamiento relativo	adim
Variable	Definición	Unidades

Nomenclatura

$[I]$	= matriz identidad	---
j	= indica el j-ésimo registro de la prueba PVT	adim
m	= número de registros correspondientes a la base de datos formada en capítulo tres	---
m	= factor de escala o pendiente de la línea recta	adim
m_g	= masa del gas	lb _m
$(m_g)_{ext}$	= masa de gas extraído	lb _m
m_o	= masa del aceite	lb _m
M_o	= peso molecular del aceite	lb/lb-mol
n	= número total de registros que tiene la prueba PVT	adim
n	= número de incógnitas (coeficientes y exponentes) en el modelo base en capítulo tres.	---
p	= presión	psia
p_a	= presión atmosférica	psia
p_b	= presión de burbuja	psia
$(p_b)_{calc}$	= presión de burbuja calculada	psia
p_i	= presión a las condiciones iniciales	psia
p_{sp}	= presión de separación	psia
p_R	= presión del yacimiento	
R	= relación de gas-aceite total	(pie ³ /bl)
R^2	= coeficiente de correlación	adim
R_s	= relación de solubilidad	(pie ³ /bl)
R_{sb}	= relación de solubilidad en el punto de burbuja	(pie ³ /bl)
R_{sbf}	= relación de solubilidad a p_b obtenida de la prueba de separadores	(pie ³ /bl)
R_{sBM}	= relación de solubilidad calculada con el método de balance de materia	(pie ³ /bl)
$(R_s)_{cal}$	= relación de solubilidad calibrada	(pie ³ /bl)
R_{sd}	= relación gas-aceite obtenida de la prueba ELD	(pie ³ /bl)
R_{sp}	= relación gas-aceite a las condiciones de la etapa de separación	(pie ³ /bl)
R_{st}	= relación gas-aceite en el tanque de almacenamiento	(pie ³ /bl)
T	= temperatura	°F
T_i	= temperatura a las condiciones iniciales	°F
T_{sp}	= temperatura de separación	°F
T_R	= temperatura de yacimiento	°F
$[U]$	= matriz ortogonal de orden $m \times n$ donde $m > n$	---
V_{cal}	= valor calibrado	---
V_{calc}	= valor calculado	---
V_{meas}	= valor medido	---
V	= volumen	pie ³
Variable	Definición	Unidades

Nomenclatura

[V]	= matriz ortogonal de orden n x n	---
V_g	= volumen de gas	pie ³
$(V_g)_{ext}$	= volumen de gas extraído	pie ³
V_o	= volumen de aceite	pie ³
V_{ob}	= volumen de aceite en el punto de burbuja	pie ³
V_r	= volumen relativo	pie ³
V_t	= volumen total (aceite más gas liberado)	pie ³
[W]	= matriz diagonal con valores singulares de la matriz [A]	---
x	= corresponde al variable independiente "presión"	psia
[X]	= vector de incógnitas	---
y_{CO2}	= cantidad de impureza de dióxido de carbono	% Mol
y_{N2}	= cantidad de impureza de nitrógeno	% Mol
Y_{H2S}	= cantidad de impureza de sulfuro de hidrogeno	% Mol
Y	= función Y en ec. 2.2	adim
Y*	= función de regresión en tabla 4.1	adim
Y_j	= corresponde al valor puntual de F_A a la p_j	adim
Y_{reg}	= valor calculado con la regresión lineal generada	adim
z	= factor de compresibilidad del gas	adim

Símbolos griegos

Variable	Definición	Unidades
Δ	= diferencia	--
γ_{API}	= densidad del aceite	°API
γ_g	= densidad relativa del gas producido	adim
γ_{gd}	= densidad relativa del gas disuelto	adim
γ_{gf}	= densidad relativa del gas libre	adim
γ_{gp}	= densidad relativa del gas en cada etapa de liberación o de separación	adim
γ_{gs}	= densidad relativa del gas corregida a 100 psia	adim
γ_o	= densidad relativa del aceite	adim
μ_{gf}	= viscosidad del gas libre	cp
μ_o	= viscosidad del aceite vivo (saturado y bajosaturado)	cp
$(\mu_o)_{vaz}$	= viscosidad del aceite calculada con la correlación de Vázquez a $p \geq p_b$	cp
μ_{od}	= viscosidad del aceite muerto	cp
$(\mu_{od})_{cal}$	= viscosidad del aceite calibrada	cp
Variable	Definición	Unidades

Nomenclatura

ρ_{gf}	= densidad del gas libre	lb/pie ³
ρ_o	= densidad del aceite	lb/pie ³
ρ_{ob}	= densidad del aceite en el punto de burbuja	lb/pie ³
ρ_{obd}	= densidad del aceite obtenida de la prueba ELD	lb/pie ³
ρ_{obf}	= densidad del aceite calculada con datos de la prueba de separadores	lb/pie ³
ρ_{od}	= densidad del aceite obtenida de la prueba ELD	lb/pie ³
σ_{go}	= tensión superficial gas-aceite	dinas/cm ²

Subíndices

<p>a = atmosférico</p> <p>A = ajuste</p> <p>b = punto de burbuja</p> <p>BM = balance de materia</p> <p>cal = calibrado</p> <p>$calc$ = calculado</p> <p>d = prueba ELD</p> <p>ext = extraído</p> <p>f = prueba de separadores</p> <p>g = gas</p> <p>gd = gas disuelto</p> <p>gf = gas libre</p> <p>gp = gas a la etapa de liberación o separación</p> <p>gs = gas corregido</p>	<p>i = condición inicial</p> <p>j = j-ésimo registro de la prueba PVT</p> <p>$meas$ = medido</p> <p>n = última etapa de liberación en la prueba ELD</p> <p>o = aceite</p> <p>od = aceite muerto</p> <p>r = relativo</p> <p>R = yacimiento</p> <p>reg = regresión</p> <p>rp = comportamiento relativo</p> <p>s = solubilidad</p> <p>sel = seleccionado</p> <p>sp = separación</p> <p>t = total</p>
---	---

Factores de conversión al SI métrico

°API:	141.5/(131.5+g _{API})	=	g/cm ³
°F:	(°F-32)/1.8	=	°C
bl	x 1.589873 E ⁻¹	=	m ³
lb _m	x 4.5359237 E ⁻¹	=	kg
pie ³	x 2.831685 E ⁻²	=	m ³
pie ³ /bl	x 1.801175 E ⁻¹	=	m ³ /m ³
pie ³ /lb _m	x 6.242796 E ⁻²	=	m ³ /kg
psi	x 7.03087 E ⁻²	=	kg/cm ²

APÉNDICE A

Base de datos formada para el desarrollo de las correlaciones propuestas

En este apéndice se describe la base de datos formada con 64 reportes PVT de distintos campos productores de aceite de México, tomando en cuenta la información en el punto de burbuja. También, se presentan las tablas de las distintas pruebas de liberación y de separador de la muestra denominada “tres”, para efectos de ejemplificar el procedimiento de validación en la sección 3.2.2. Finalmente se muestran los resultados obtenidos al validar los reportes con la prueba de densidad.

A.1. Base de datos.

Después de analizar y depurar la información de 160 reportes PVT, se rechazaron los siguientes:

- 31 reportes exprés.
- 20 reportes sin la prueba de separadores.
- Cinco reportes sin datos de densidad del aceite en la prueba de liberación diferencial.
- 26 reportes con información insuficiente de la densidad relativa del gas en la prueba de separadores.
- 12 reportes que presentaron un error relativo mayor al 5% en la prueba de validación de densidad del aceite.
- dos reportes que presentaron errores relativos de hasta 500% durante el proceso de evaluación de las correlaciones PVT consideradas en este trabajo.

Con los datos de los 64 reportes restantes se realizó el análisis de las correlaciones para desarrollar las expresiones propuestas para aceites de México. La Tabla A.1 muestra la base de datos formada con información de la prueba de separadores en el punto de burbuja.

Tabla A.1 Base de datos formada con información de la prueba de separadores

PVT	γ_{API}^{ii} (°API)	T_R (°C)	T_R (°F)	ρ_b (Kg/cm ²)	ρ_b (psia)	R_{sb} (m ³ /m ³)	R_{sb} (pie ³ /bl)	B_{ob} (m ³ /m ³) o (bl/bl)	γ_g^{iii} (adim)
1	8.76	132.	269.6	225.2	3,214.9	81.4	457.0	1.2858*	0.9216
2	10.90	113.	235.4	50.76	722.0	20.4	114.4	1.1220	1.1708
3	11.10	122.8	253.0	55.05	783.0	21.7	121.8	1.1390	1.1725
4	11.30	115.1	239.2	74.27	1,056.3	19.6	110.2	1.1190	0.9105
5	11.35	107.	224.6	128.	1,835.2	52.1	292.4	1.2114*	0.9054
6	11.40	112.	233.6	82.47	1,173.0	22.0	123.3	1.1280	0.9595
7	11.80	124.5	256.1	146.8	2,102.6	51.7	290.2	1.2320	0.9299
8	11.85	116.	240.8	86.	1,237.9	38.2	214.5	1.1829*	1.0313
9	12.02	115.6	240.1	136.	1,949.0	47.0	263.6	1.1890*	1.0937
10	12.17	121.	249.8	137.	1,963.2	56.6	317.8	1.2217*	0.9141
11	12.36	113.5	236.3	134.	1,920.6	50.3	282.1	1.2012*	0.8864
12	12.38	121.2	250.2	135.	1,934.8	57.1	320.3	1.2419*	0.9096
13	12.60	114.	237.2	142.	2,034.4	54.7	307.3	1.2198*	0.9359
14	12.77	120.	248.0	153.	2,190.8	78.6	441.3	1.3005*	1.0280
15	12.83	118.3	244.9	159.	2,276.1	66.3	372.0	1.3190*	0.8545
16	12.90	114.5	238.1	133.1	1,907.8	49.4	277.3	1.2070	1.0477
17	13.20	115.	239.0	126.	1,806.8	44.2	248.1	1.1860	0.9158
18	13.60	110.	230.0	42.09	598.6	16.6	93.2	1.1120	1.2016
19	13.63	116.3	241.3	130.	1,849.0	48.5	272.0	1.2070	0.9440
20	13.70	122.6	252.7	154.7	2,200.3	55.3	310.4	1.2180	0.8914
21	13.92	117.3	243.1	144.48	2,054.9	50.1	281.0	1.2040	0.9189
22	14.13	117.	242.6	156.	2,233.5	56.5	316.9	1.2112*	0.8161
23	15.06	122.	251.6	89.	1,280.5	44.0	247.0	1.1935*	0.9797
24	15.10	103.9	219.0	125.9	1,805.4	45.1	253.1	1.1730*	0.9250
25	15.59	112.	233.6	210.	3,001.5	51.0	286.2	1.1657*	1.0220
26	15.99	108.	226.4	105.	1,508.1	41.8	234.7	1.1974*	0.8366
27	16.42	102.	215.6	216.	3,086.9	70.5	395.7	1.1789*	0.6848

ⁱⁱ Medido a la presión y temperatura estándar

ⁱⁱⁱ Calculado con la ecuación (3.2).

* Calculado con la correlación desarrollada en la sección 3.4.4 –ec. (3.16)- porque no es reportado en el análisis PVT.

Tabla A.1 (continuación).

PVT	γ_{API} (°API)	T_R (°C)	T_R (°F)	ρ_b (Kg/cm ²)	ρ_b (psia)	R_{sb} (m ³ /m ³)	R_{sb} (pie ³ /bl)	B_{ob} (m ³ /m ³) o (bl/bl)	γ_g (adim)
28	16.56	120.	248.0	138.	1,977.5	57.5	322.4	1.2543*	1.0323
29	16.79	115.	239.0	131.	1,877.9	38.5	216.1	1.1343*	0.8763
30	17.00	92.1	197.8	176.6	2,526.5	50.2	281.8	1.1550*	0.6934
31	18.16	131.5	268.7	110.	1,579.2	73.2	410.8	1.3257*	1.1287
32	18.19	123.	253.4	139.	1,991.7	68.0	381.7	1.2656*	0.9637
33	19.11	117.5	243.5	116.	1,664.6	56.3	316.1	1.2719*	0.9632
34	19.19	119.6	247.3	97.	1,394.3	57.8	324.6	1.2612*	0.8834
35	19.46	121.	249.8	112.	1,607.7	55.5	311.7	1.2786*	0.9903
36	19.58	121.	249.8	131.	1,877.9	87.9	493.5	1.3194*	0.8747
37	20.47	118.4	245.1	125.	1,792.6	72.8	408.8	1.2890*	1.0749
38	20.98	114.	237.2	111.	1,593.4	52.0	291.9	1.2105*	0.9962
39	20.99	122.5	252.5	152.	2,176.6	76.4	428.5	1.2616*	0.9736
40	21.46	73.1	163.6	168.	2,404.2	78.7	441.5	1.2724*	0.8548
41	21.48	122.5	252.5	217.	3,101.1	137.1	769.7	1.3913*	0.9602
42	21.67	99.64	211.4	208.54	2,966.0	99.2	556.7	1.3106	0.7923
43	22.40	126.3	259.3	220.	3,143.8	122.7	688.4	1.4163*	1.2536
44	22.47	121.5	250.7	134.36	1,911.0	68.4	384.0	1.3000	0.9146
45	22.80	119.3	246.7	115.45	1,642.0	56.8	319.0	1.2630	0.8984
46	22.99	123.	253.4	67.	967.6	38.0	213.3	1.1901*	0.8952
47	23.69	123.2	253.8	66.24	956.8	26.8	150.1	1.3133*	0.8452
48	24.00	90.7	195.3	187.37	2,665.0	99.4	557.9	1.3960	0.8721
49	24.68	121.	249.8	148.	2,119.7	80.0	448.9	1.2687*	0.8968
50	24.90	133.	271.4	115.	1,650.3	44.0	247.0	1.2962*	0.8915
51	25.10	120.1	248.2	101.4	1,456.9	59.2	332.3	1.2660	1.0883
52	28.09	140.	284.0	139.	1,991.7	121.4	681.5	1.4104*	1.1186
53	28.30	116.4	241.5	340.64	4,844.9	221.6	1,243.7	1.6680	1.1348
54	31.50	116.6	241.9	314.68	4,475.7	230.4	1,293.1	1.6790	1.1004
55	32.46	59.	138.2	135.02	1,935.1	75.8	425.4	1.2240	0.7419
56	34.79	69.8	157.6	196.9	2,815.2	100.6	564.6	1.2811*	0.7637
57	34.80	42.6	108.7	31.64	464.7	20.0	112.0	1.0394	0.8726
58	35.18	43.6	110.5	31.6	464.1	19.9	111.4	1.0810*	0.8569
59	35.90	116.4	241.5	333.05	4,737.0	282.5	1,585.7	1.8790	1.0955
60	36.35	155.	311.0	130.	1,849.0	80.0	449.0	1.4310	0.9578
61	36.40	148.	298.4	276.66	3,934.9	217.2	1,219.3	1.6655	0.9026
62	36.70	155.	311.0	133.2	1,909.2	64.6	362.4	1.3520	0.9899
63	38.00	130.	266.0	378.12	5,392.7	322.8	1,812.0	2.0540	0.7699
64	39.39	75.06	167.1	210.64	2,996.0	146.6	823.0	1.4490	0.7884

A.2. Datos requeridos del reporte PVT de la muestra tres

A continuación se presenta la información requerida de la pruebas de liberación instantánea, liberación diferencial, de viscosidad y la de separadores de la muestra tres.

Tabla A.2 Información general

Dato	Valor	Unidades
γ_{API}	11.1	[°API]
T_R	122.8	[°C]
R_{sbf}	21.7	[m ³ /m ³]
P_b	55.05	[kg/cm ²]
B_{obf}	1.139	[m ³ /m ³]
μ_{od}	148.02	[cp]
Y_{N_2}	2.14	[%Mol]
Y_{CO_2}	6.378	[%Mol]
Y_{H_2S}	8.283	[%Mol]
ρ_{sp}	11.6	[kg/cm ²]
T_{sp}	45	[°C]
γ_g	1.17247005	[adim]

Tabla A.3 Prueba de expansión a composición constante a 122.8 °C

p (kg/cm ²)	V_r (cm ³ /cm ³)	c_o (1/kg/cm ²)	Y
118.82	0.9932	0.000112	
99.13	0.9952	0.000114	
78.11	0.9974	0.000116	
63.49	0.999	0.000118	
55.05	1	0.000119	
53.72	1.0059		4.215
50.06	1.0248		4.021
47.95	1.0378		3.918
45.77	1.0531		3.819
43.66	1.0699		3.732
40.15	1.1045		3.553
35.08	1.1717		3.315
28.19	1.318		2.996
22.15	1.547		2.716
18.35	1.786		2.545
15.75	2.0286		2.426

Tabla A.4 Prueba de expansión por liberación diferencial a 122.8 °C

ρ (kg/cm ²)	B_o (m ³ /m ³)	R_s (m ³ /m ³)	ρ_o (g/cm ³)	B_g (m ³ /m ³)	z (Adim)	μ_g (cp)	γ_{gp} (Aire=1)
118.82	1.169	27.1	0.8966				
99.13	1.171	27.1	0.8948				
78.11	1.174	27.1	0.8929				
63.49	1.175	27.1	0.8914				
55.05	1.177	27.1	0.8905				
40.62	1.159	21.4	0.8975	0.0323	0.925	0.0147	1.093
27.61	1.135	16.2	0.91	0.0483	0.941	0.0136	1.146
13.69	1.111	10.2	0.9216	0.0996	0.962	0.0121	1.256
9.33	1.1	7.7	0.9269	0.1473	0.97	0.0113	1.332
1.03	1.071	0	0.936	1.3572	0.99	0.0086	1.797

Tabla A.5 Viscosidad del aceite a T = 122.8 °C

ρ (kg/cm ²)	μ_o (cp)
246.15	40.67
181.61	35.8
106.09	31.31
65.67	29.08
58.57	28.84
55.05	28.73
40.64	33.74
27.63	38.89
13.71	47.97
9.35	62.37
1.03	148.02

Tabla A.6 Prueba de separadores

Etapa	ρ (kg/cm ²)	T (°C)	R_s (m ³ /m ³)	ρ_o (g/cm ³)	B_o (m ³ /m ³)	γ_{gp} (Aire=1)
Burbuja	55.05	122.8	21.7		1.139	
1	11.6	45	13	0.9816		1.05
2	1.03	15.6	8.7	0.9924		1.352

Tabla A.7 Prueba combinada: corrección de los datos de la prueba diferencial a condiciones del separador (Al-Marhoun, 2003)

p (kg/cm ²)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)
118.82	21.70	1.1313
99.13	21.70	1.1335
78.11	21.70	1.1360
63.49	21.70	1.1379
55.05	21.70	1.1390
40.62	17.14	1.1275
27.61	12.97	1.1121
13.69	8.17	1.0967
9.33	6.17	1.0896
1.03	0	1.0710

A.3 Validación de los reportes PVT con la prueba de densidad

En la Tabla A.8 se presentan los resultados obtenidos al aplicar la prueba de validación de densidad a los 64 reportes PVT -esta prueba se describe en la sección 2.3. Como se observa en esta tabla, el error calculado entre las densidades del aceite en el punto de burbuja, tanto para la prueba de separadores como de liberación diferencial, es menor o igual al 5%.

Tabla A.8 Validación de los 64 reportes PVT con la prueba de densidad.

PVT	B_{obf} (m ³ /m ³)	γ_o (Adim)	$\Sigma R_s/g^{iv}$ (m ³ /m ³)	ρ_{obf}^v (g/cm ³)	ρ_{obd} (g/cm ³)	e_r
1	1.286*	1.00884	75.038	0.8561	0.8471	1.06%
2	1.122	0.99368	23.861	0.9117	0.912	0.03%
3	1.139	0.99229	25.443	0.8986	0.8905	0.91%
4	1.119	0.9909	17.883	0.9051	0.9023	0.31%
5	1.211*	0.99055	47.173	0.8654	0.8735	0.93%
6	1.128	0.9902	21.071	0.9007	0.8976	0.35%
7	1.232	0.98744	48.077	0.8493	0.8491	0.03%

^{iv} Los valores de las constantes de acuerdo con las unidades de R_s , se puede consultar en la Tabla 2.2

^v Calculado con la ecuación (2.3).

* Calculado con la correlación desarrollada en la sección 3.4.4 –ec. (3.16)- porque no es reportado en el análisis PVT.

Tabla A.8 (continuación).

PVT	B_{obf} (m ³ /m ³)	γ_o (Adim)	$\Sigma R_{s_i}/g$ (m ³ /m ³)	ρ_{obf} (g/cm ³)	ρ_{obd} (g/cm ³)	e_r
8	1.183*	0.98709	39.408	0.8753	0.8603	1.75%
9	1.189*	0.98593	51.36	0.8822	0.8728	1.07%
10	1.222*	0.9849	51.754	0.8581	0.8732	1.73%
11	1.201*	0.9836	44.552	0.8643	0.8562	0.95%
12	1.242*	0.98346	51.9	0.8431	0.8403	0.33%
13	1.22*	0.98196	51.239	0.8565	0.8595	0.35%
14	1.301*	0.9808	80.828	0.8303	0.8295	0.10%
15	1.319*	0.98039	56.635	0.7959	0.7854	1.34%
16	1.207	0.97992	51.755	0.8644	0.8633	0.13%
17	1.186	0.97789	40.479	0.8664	0.8654	0.11%
18	1.112	0.97519	19.947	0.899	0.9007	0.19%
19	1.207	0.97499	45.751	0.8542	0.855	0.09%
20	1.218	0.97452	49.291	0.8497	0.8463	0.40%
21	1.204	0.97304	46.005	0.855	0.851	0.47%
22	1.211*	0.97164	46.088	0.8489	0.8495	0.07%
23	1.194*	0.96547	43.109	0.8532	0.8277	3.08%
24	1.173*	0.96521	41.718	0.8664	0.8654	0.12%
25	1.166*	0.962	52.122	0.88	0.849	3.66%
26	1.197*	0.95939	34.988	0.8371	0.8231	1.69%
27	1.179*	0.9566	48.278	0.8616	0.8407	2.49%
28	1.254*	0.95569	59.306	0.8199	0.8033	2.06%
29	1.134*	0.95421	33.738	0.8777	0.8586	2.22%
30	1.155*	0.95286	34.809	0.8619	0.8611	0.10%
31	1.326*	0.94548	82.624	0.7896	0.7803	1.19%
32	1.266*	0.94529	65.533	0.8104	0.8059	0.55%
33	1.272*	0.93951	54.245	0.791	0.8021	1.39%
34	1.261*	0.93901	51.094	0.7942	0.7924	0.22%
35	1.279*	0.93733	55.009	0.7858	0.7865	0.08%
36	1.319*	0.93659	76.917	0.7813	0.7677	1.77%
37	1.289*	0.9311	78.293	0.7968	0.7767	2.58%
38	1.21*	0.92799	51.805	0.8191	0.7972	2.74%
39	1.262*	0.92793	74.371	0.8078	0.82814	2.46%
40	1.272*	0.9251	67.239	0.7918	0.7958	0.50%
41	1.391*	0.92496	131.685	0.7808	0.7412	5.35%
42	1.311	0.9238	78.587	0.7784	0.7705	1.02%
43	1.416*	0.91943	153.77	0.7823	0.7464	4.80%
44	1.300	0.91901	62.576	0.7659	0.766	0.01%
45	1.263	0.91704	51.06	0.7756	0.777	0.18%

Tabla A.8 (continuación).

PVT	B_{obf} (m ³ /m ³)	γ_o (Adim)	$\Sigma R_{s/g}$ (m ³ /m ³)	ρ_{obf} (g/cm ³)	ρ_{obd} (g/cm ³)	e_r
46	1.190*	0.91592	34.019	0.8046	0.7867	2.28%
47	1.313*	0.91179	22.61	0.7154	0.6816	4.96%
48	1.396	0.90997	86.663	0.7279	0.721	0.96%
49	1.269*	0.90601	71.728	0.7834	0.795	1.46%
50	1.296*	0.90473	39.225	0.735	0.7048	4.29%
51	1.266	0.90358	64.429	0.7761	0.7744	0.22%
52	1.410*	0.88665	135.83	0.7467	0.7221	3.41%
53	1.668	0.88548	251.464	0.7156	0.716	0.05%
54	1.679	0.8681	253.542	0.7021	0.6688	4.98%
55	1.224	0.86302	56.233	0.7614	0.7475	1.86%
56	1.281*	0.85092	76.826	0.7377	0.7177	2.79%
57	1.039	0.85087	17.409	0.8391	0.82341	1.91%
58	1.081*	0.84893	17.009	0.8046	0.7883	2.07%
59	1.879	0.84528	309.499	0.6517	0.651	0.11%
60	1.431	0.84301	76.624	0.6547	0.654	0.11%
61	1.666	0.84276	196.087	0.6503	0.6258	3.92%
62	1.352	0.84126	64.144	0.6804	0.6796	0.11%
63	2.054	0.83481	248.565	0.5547	0.5522	0.46%
64	1.449	0.82802	115.612	0.6692	0.669	0.03%

APÉNDICE B

Comportamiento de las correlaciones publicadas en la literatura

En el desarrollo de las correlaciones publicadas de la Tabla B.1, los autores no tomaron en cuenta la variación de R_s y B_o a presiones menores a la de burbuja. Con el objetivo de conocer si las correlaciones publicadas proporcionan buenas predicciones para $p \leq p_b$ para fluidos de México; se muestra en este anexo el comportamiento gráfico de la propiedad medida contra la calculada con las distintas correlaciones, y la evaluación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y F_{rp} mediante tablas y gráficas de barras comparativas para cuatro rangos de grados API: 8.76-39.9, 8.76-22.3, 22.3-31.1, 31.1-39.39. Esta evaluación se realizó para dos bases de datos formadas a partir de análisis PVT de fluidos de México. La primer base considera la información en el punto de burbuja (64 puntos) (Tabla A.1) mientras que la segunda toma en cuenta los datos en $p \leq p_b$ (465 puntos).

Tabla B.1 Correlaciones evaluadas para las propiedades de p_b , R_s y B_o

Autor	Abreviatura	p_b	R_s	B_o
Standing	St	•	•	•
Total	Tt	•	•	•
Petrosky-Farshad	PtF	•	•	•
Labedi	Lb	•	•	
Vazquez-Beggs	VzB	•	•	•
Kartoatmodjo-Schmit	KrS	•	•	•
Agip	Ag	•	•	
Al-Marhoun(1988)	AIM	•	•	•
Dokla-Osman	DkO	•	•	•
Glaso	GI	•	•	•
Lasater	Ls	•	•	
Ghetto-Villa	GhV	•	•	
Almehaideb	Al			•
Farshad-Leblanc-Garber	FrLG			•
Elsharkawy-Alikhan	EIA			•
Al-Shammasi	AIS			•
Al-Marhoun2(1992)	AIM92			•

B.1. Presión de burbuja, p_b (64 puntos)

B.1.1. Comportamiento del valor medido contra el calculado

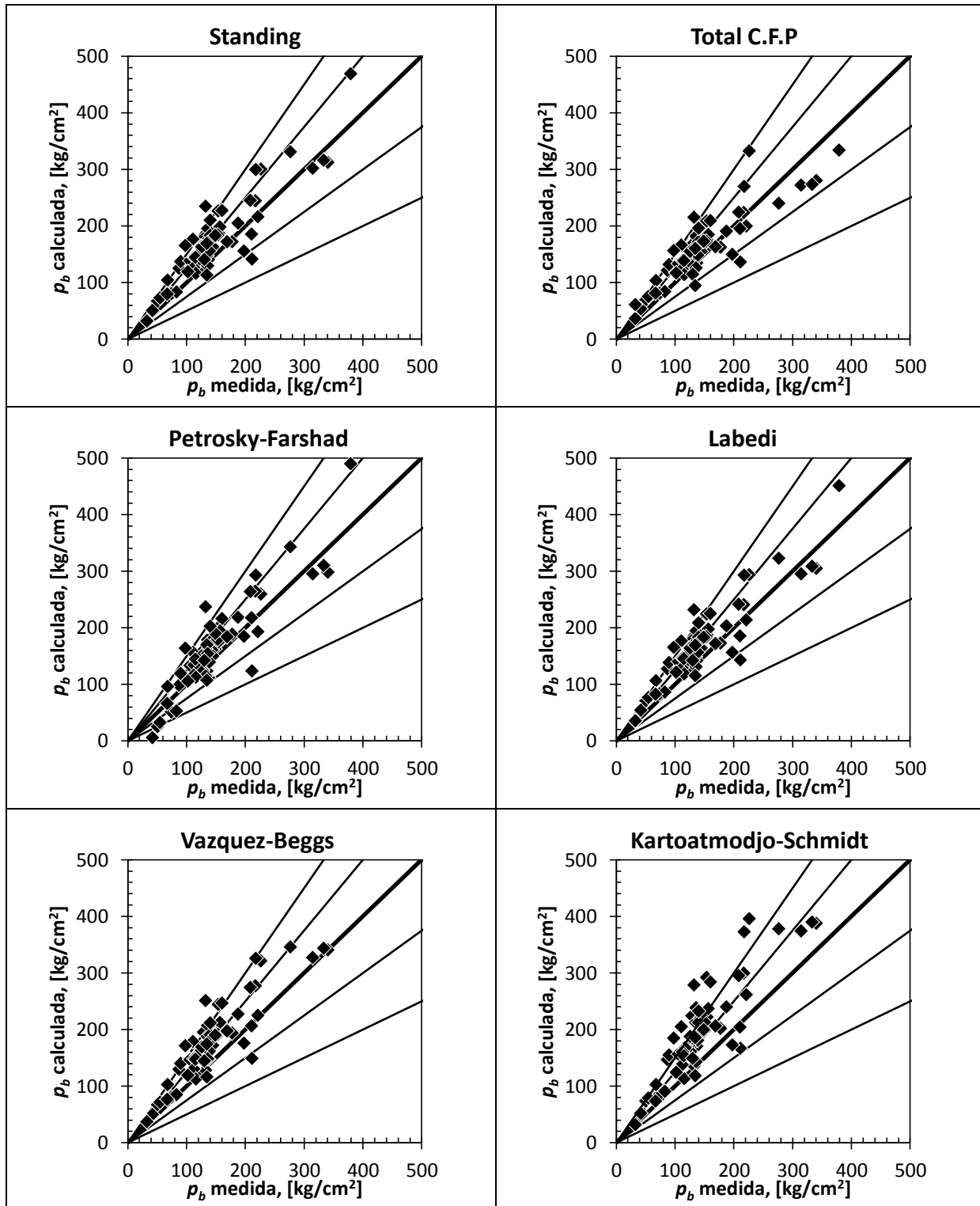


Fig. B.1 p_b (64 puntos): comportamiento del valor medido contra el calculado de las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%

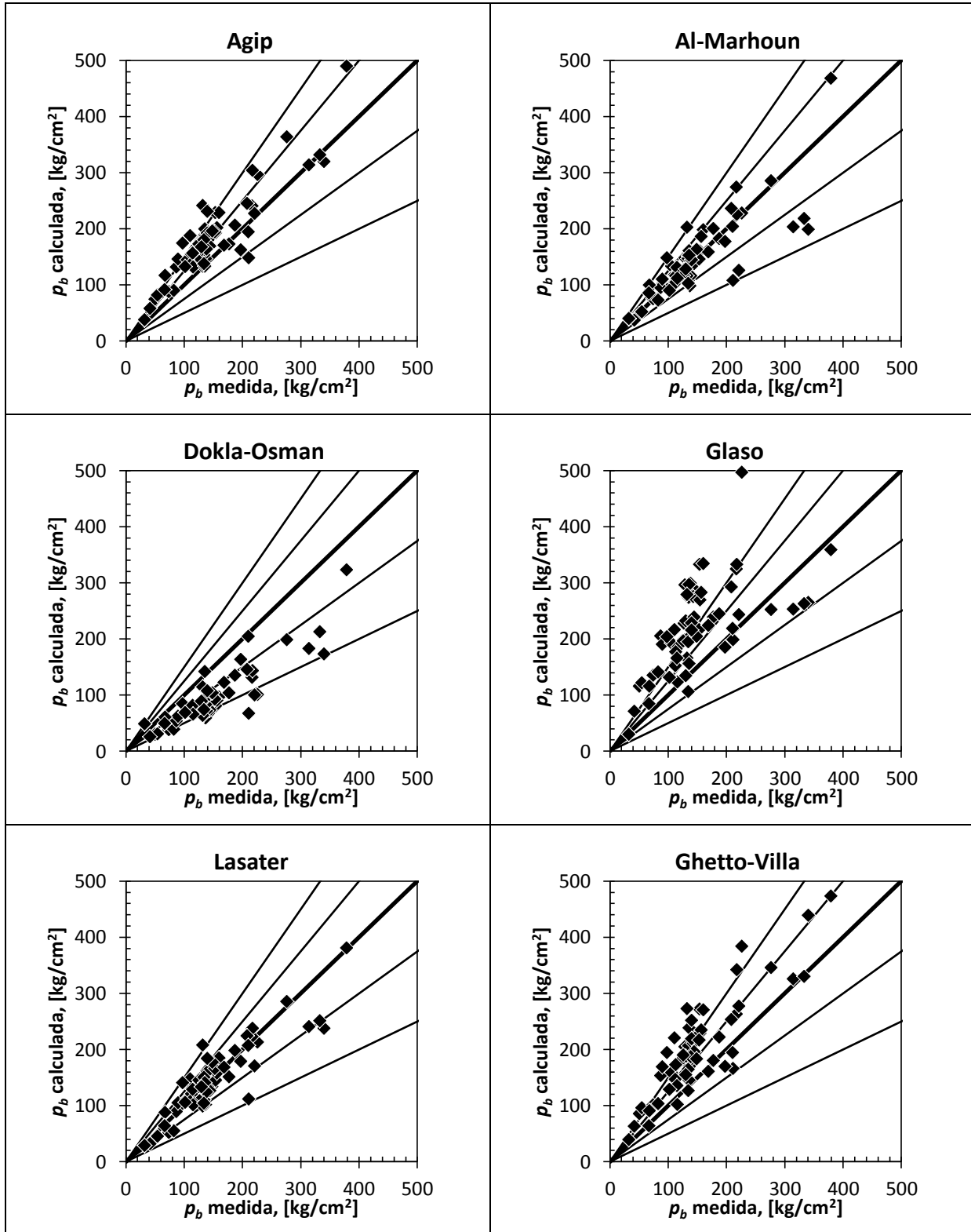


Fig. B.1 (Continuación)

B.1.2. Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} para distintos rangos de grados API

Tabla B.2 Presión de burbuja (64 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API

8.76 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [kg/cm ²]	E_6 [kg/cm ²]	E_7 [kg/cm ²]	E_8 [kg/cm ²]	F_{rp}
Ls	-2.17	14.35	18.68	18.81	-5.03	20.66	30.39	30.81	0.05
AIM	1.76	14.76	20.18	20.26	-2.29	23.79	39.47	39.53	0.55
Tt	14.38	21.47	23.24	27.39	12.47	28.45	33.48	35.77	1.20
Lb	19.98	23.70	21.23	29.26	23.88	32.01	30.92	39.18	1.53
St	19.17	23.07	21.50	28.91	24.24	31.98	32.06	40.31	1.56
PtF	5.41	24.87	33.74	34.17	14.34	30.47	35.57	38.39	1.81
Ag	26.18	28.30	22.45	34.65	32.51	37.12	32.43	46.11	2.28
VzB	25.50	27.47	21.70	33.64	34.86	38.47	34.28	49.09	2.36
DkO	-34.50	37.62	19.76	39.99	-53.93	55.09	34.93	64.62	3.65
GhV	37.14	39.43	29.56	47.69	49.03	53.03	42.29	65.04	4.38
KrS	36.92	38.73	27.87	46.49	53.33	56.42	45.18	70.22	4.57
GI	55.03	59.00	44.36	71.02	67.50	77.26	64.60	93.82	8.00
8.76 ≤ °API < 22.3									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [kg/cm ²]	E_6 [kg/cm ²]	E_7 [kg/cm ²]	E_8 [kg/cm ²]	F_{rp}
AIM	3.32	12.95	18.27	18.58	4.33	17.89	27.33	27.68	0.48
Ls	-1.85	14.75	19.70	19.79	-1.90	18.58	26.47	26.54	0.50
Tt	19.34	22.13	19.27	27.46	23.22	28.51	28.46	36.91	1.48
Lb	25.48	27.38	20.09	32.69	31.43	35.22	28.18	42.50	1.98
St	24.77	26.78	20.46	32.36	31.29	35.25	29.58	43.33	2.04
PtF	8.98	24.80	30.39	31.72	16.94	30.46	34.08	38.15	2.14
Ag	30.13	31.68	21.56	37.34	36.88	40.11	29.31	47.46	2.46
DkO	-41.19	41.19	10.14	42.90	-56.10	56.10	25.69	62.32	2.76
VzB	31.37	32.93	21.56	38.38	41.53	44.69	33.12	53.52	2.84
GhV	48.47	49.73	27.34	56.16	60.99	63.56	39.70	73.39	4.77
KrS	46.53	47.54	26.33	53.95	62.56	64.68	43.31	76.71	4.86
GI	77.84	78.13	33.22	85.50	99.13	99.74	49.98	112.09	8.00
22.3 ≤ °API < 31.1									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [kg/cm ²]	E_6 [kg/cm ²]	E_7 [kg/cm ²]	E_8 [kg/cm ²]	F_{rp}
Ls	3.48	16.49	19.88	20.21	-3.64	27.81	41.19	41.37	1.53
Tt	13.69	19.06	20.29	24.86	9.76	25.11	30.74	32.40	1.73
PtF	13.69	19.32	20.37	24.92	13.65	27.60	31.34	34.45	1.98
St	18.80	20.85	19.65	27.84	19.32	25.65	25.98	32.95	2.16
VzB	21.28	21.87	18.39	28.92	25.65	26.35	22.79	35.25	2.35
Lb	19.61	22.17	20.46	29.01	19.26	27.23	27.31	33.97	2.49
AIM	0.30	19.25	26.51	26.51	-15.09	32.29	53.89	56.17	3.50
KrS	27.98	28.48	19.33	35.14	38.96	39.54	25.46	48.14	4.41
Ag	29.11	30.23	23.83	38.73	31.27	35.08	28.52	43.46	4.73
GhV	23.13	26.34	23.37	33.69	37.54	40.78	38.15	54.82	4.93
GI	29.91	33.96	25.27	40.28	31.57	45.39	41.37	52.99	6.13
DkO	-32.74	32.74	12.30	36.48	-54.98	54.98	47.34	74.60	6.53

Tabla B.2 (continuación)

31.1 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E ₁ [%]	E ₂ [%]	E ₃ [%]	E ₄ [%]	E ₅ [kg/cm ²]	E ₆ [kg/cm ²]	E ₇ [kg/cm ²]	E ₈ [kg/cm ²]	F _{rp}
Lb	-0.66	11.19	13.03	13.05	-0.35	24.53	33.34	33.34	0.40
St	-1.84	11.15	13.88	14.01	2.25	25.79	38.03	38.11	0.88
Gl	-6.96	11.00	11.26	13.42	-17.34	23.33	28.21	33.57	0.94
Ls	-9.08	10.69	11.15	14.67	-18.35	21.45	31.79	37.16	1.26
GhV	7.88	13.20	14.03	16.29	14.84	25.05	36.33	39.53	1.67
VzB	7.31	12.24	13.89	15.87	18.63	26.85	42.63	46.89	2.12
Ag	8.19	13.50	16.45	18.56	17.08	27.75	44.13	47.63	2.44
Tt	-3.87	21.33	31.62	31.88	-25.87	31.56	26.22	37.73	2.82
AIM	-2.76	17.15	21.45	21.64	-14.77	37.78	57.53	59.58	3.52
KrS	9.20	15.36	18.84	21.17	32.50	41.76	58.80	67.96	4.56
PtF	-16.49	30.65	48.09	51.10	5.09	33.37	45.86	46.17	5.47
DkO	-10.70	28.85	32.74	34.61	-44.61	51.33	51.24	69.38	6.46

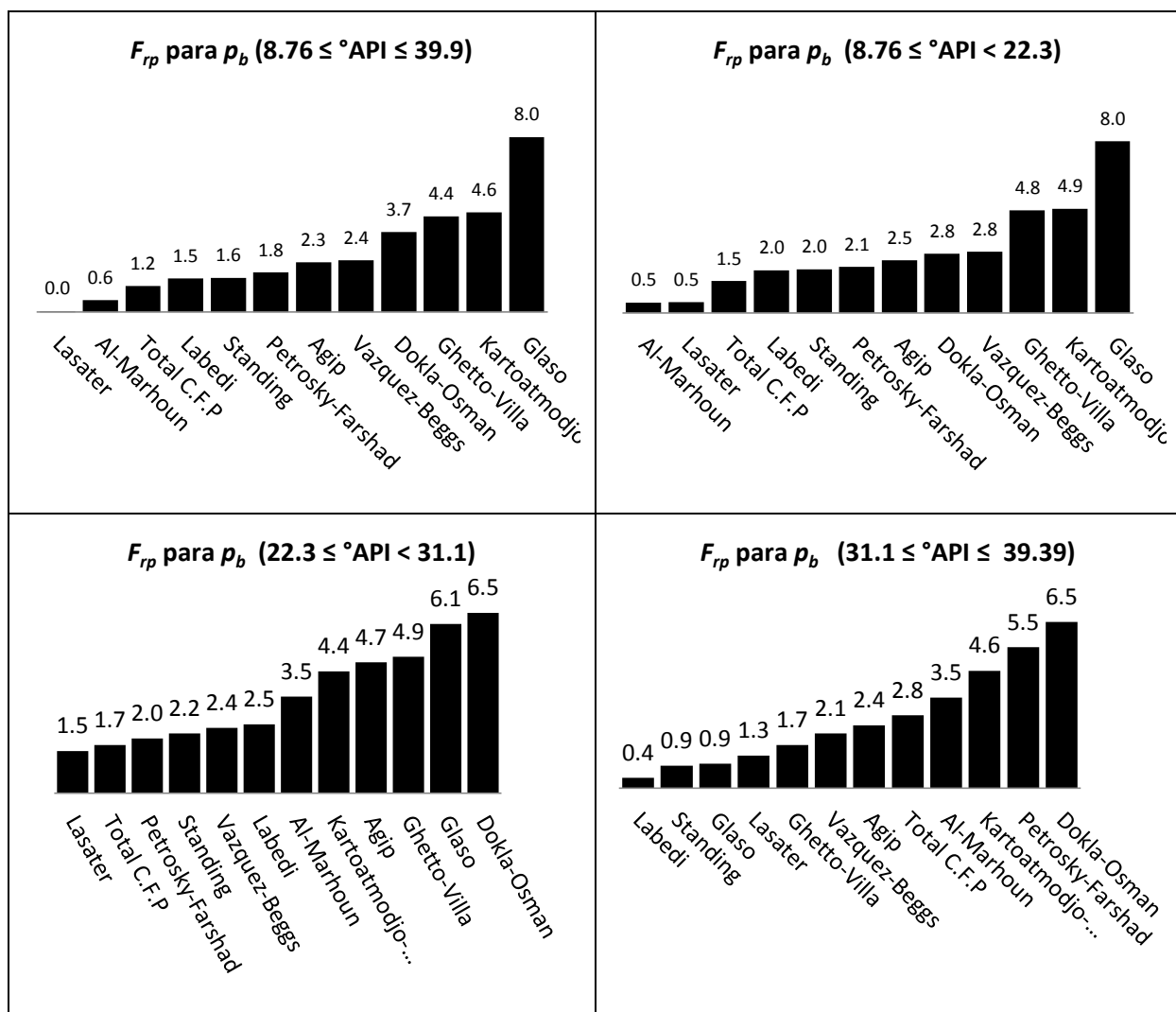


Fig. B.2 Presión de burbuja (64 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API

B.2. Relación de solubilidad en el punto de burbuja, R_{sb} (64 puntos)

B.2.1. Comportamiento del valor medido contra el calculado.

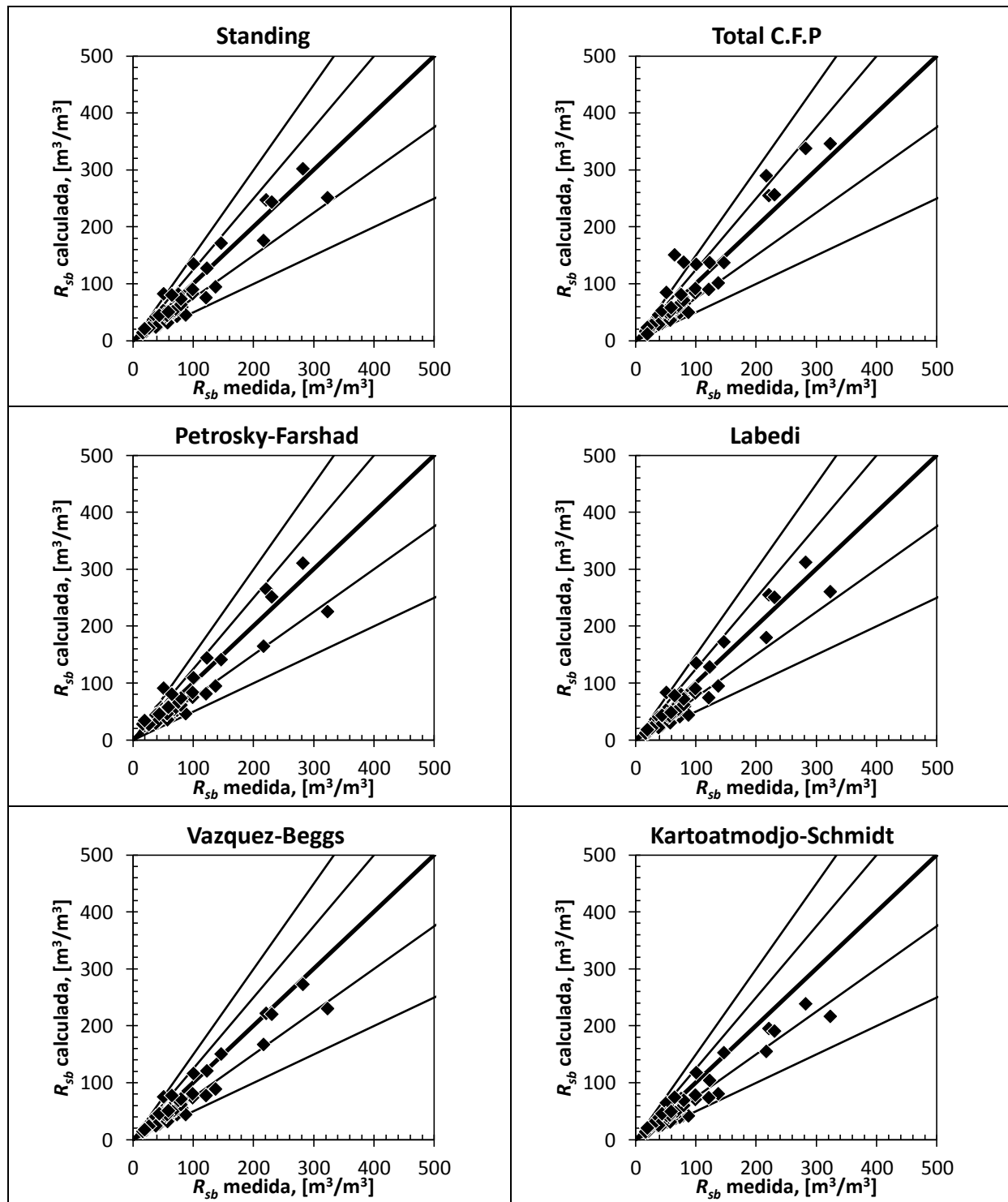


Fig. B.3 R_{sb} (64 puntos): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%

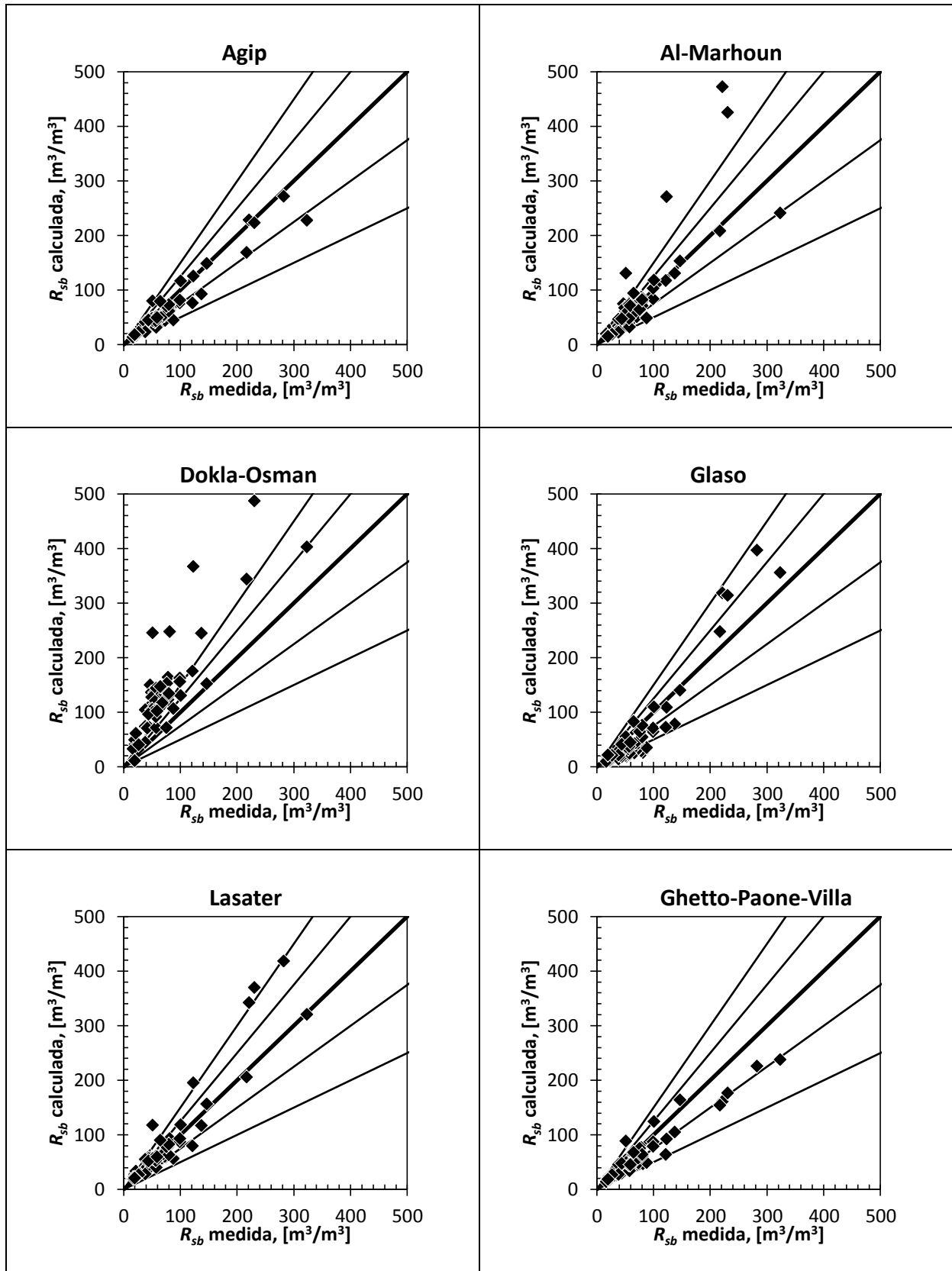


Fig. B.3 (continuación)

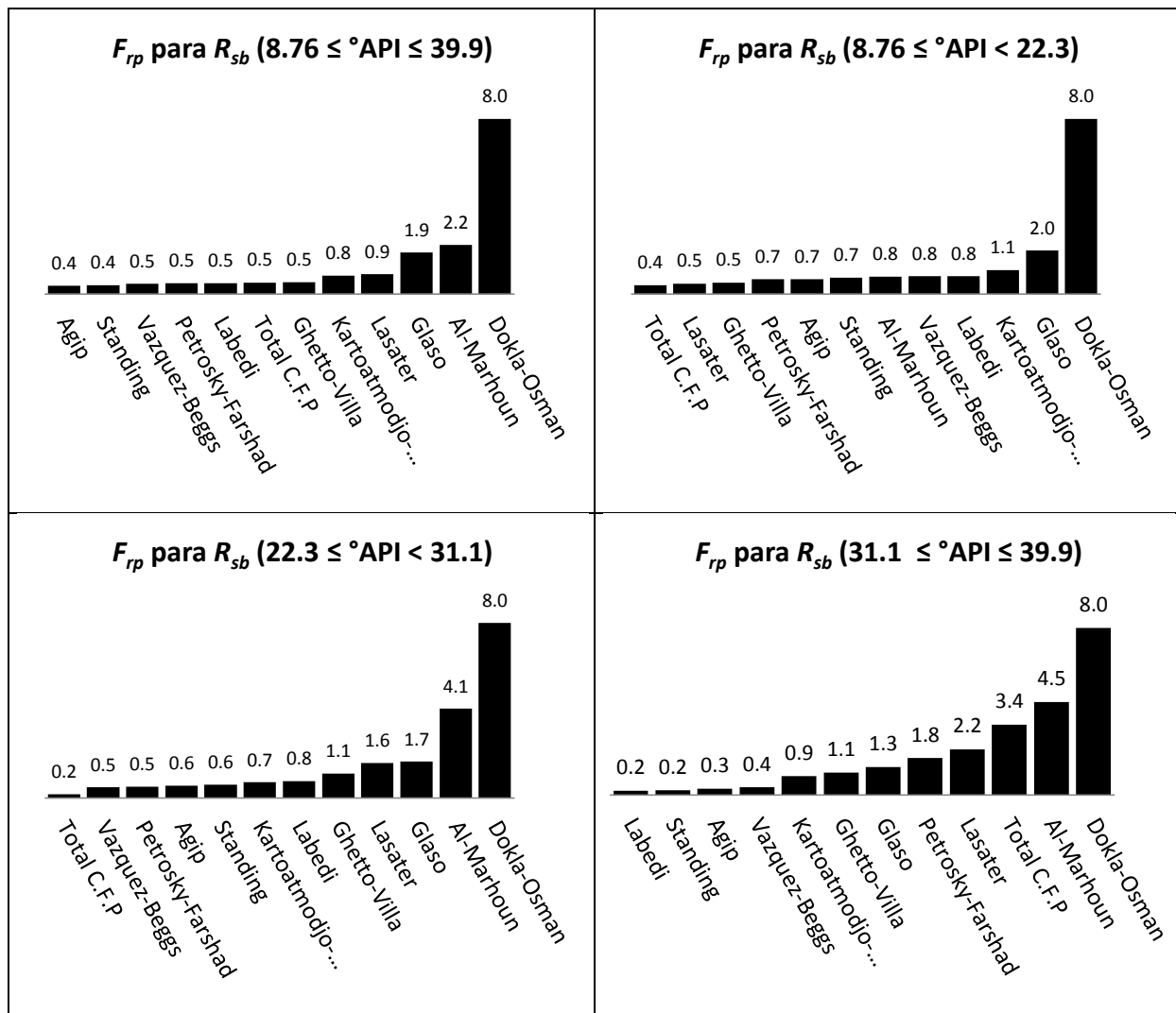
B.2.2. Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} para distintos rangos de grados API

Tabla B.3 R_{sb} (64 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API

8.76 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
Ag	-16.77	20.34	17.07	24.02	-12.39	14.74	17.09	21.17	0.37
St	-15.17	21.03	19.68	24.92	-9.82	15.30	17.88	20.43	0.40
VzB	-19.28	22.12	16.42	25.45	-13.91	15.73	16.71	21.81	0.46
PtF	-3.30	21.27	27.29	27.49	-6.28	14.74	20.66	21.61	0.48
Lb	-16.59	22.49	20.17	26.20	-9.73	16.04	18.14	20.62	0.48
Tt	-5.75	20.43	28.00	28.59	-1.05	15.33	22.88	22.90	0.52
GhV	-14.82	19.54	18.39	23.69	-13.51	16.51	20.50	24.61	0.53
KrS	-23.89	26.12	16.57	29.23	-18.25	19.76	18.97	26.43	0.84
Ls	6.77	17.82	26.76	27.62	6.96	15.72	32.45	33.20	0.89
GI	-32.31	38.80	27.80	42.82	-14.55	26.87	30.86	34.17	1.88
AIM	5.50	23.23	37.42	37.83	10.99	23.28	54.75	55.86	2.24
DkO	99.00	101.78	65.19	119.19	69.62	70.27	64.29	95.17	8.00
8.76 ≤ °API < 22.3									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
Tt	-13.85	18.62	17.98	22.80	-9.06	11.22	11.72	14.88	0.40
Ls	5.48	16.87	26.86	27.42	0.31	8.83	14.38	14.39	0.47
GhV	-14.58	19.59	19.44	24.40	-9.16	11.55	12.44	15.51	0.52
PtF	-5.59	21.47	26.50	27.10	-6.86	11.71	13.99	15.62	0.67
Ag	-19.84	23.01	17.11	26.38	-12.31	13.86	12.19	17.44	0.68
St	-20.14	23.61	18.29	27.39	-12.24	13.96	12.60	17.68	0.74
AIM	1.28	18.66	31.61	31.64	-0.70	10.17	17.15	17.16	0.79
VzB	-23.29	25.67	15.97	28.47	-14.27	15.46	12.22	18.91	0.81
Lb	-21.63	25.09	18.65	28.76	-12.78	14.51	12.61	18.06	0.81
KrS	-29.39	30.67	14.31	33.01	-17.65	18.31	12.60	21.87	1.09
GI	-46.88	47.28	13.92	49.44	-26.24	26.44	13.04	29.58	1.98
DkO	119.06	119.06	59.66	134.46	63.04	63.04	35.10	72.82	8.00
22.3 ≤ °API < 31.1									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
Tt	-5.48	13.64	15.47	16.50	-2.22	12.25	16.54	16.70	0.17
VzB	-17.09	17.76	13.54	22.46	-12.54	12.84	12.86	18.39	0.50
PtF	-8.87	16.46	17.65	19.95	-4.04	16.13	21.87	22.28	0.52
Ag	-17.24	18.63	14.59	23.24	-11.83	13.70	14.15	18.82	0.57
St	-15.88	18.54	16.09	23.16	-9.37	14.62	17.30	19.90	0.61
KrS	-20.27	20.79	11.95	24.39	-17.50	17.72	13.12	22.56	0.73
Lb	-17.02	20.57	17.63	25.08	-9.20	16.28	19.49	21.75	0.77
GhV	-21.58	22.76	14.25	26.75	-21.87	22.39	20.71	30.90	1.12
Ls	2.13	21.77	30.42	30.50	10.36	26.15	45.69	46.97	1.60
GI	-20.99	28.95	24.21	32.72	-9.20	26.84	37.34	38.57	1.66
AIM	13.83	34.24	53.73	55.66	33.09	42.88	85.84	92.59	4.08
DkO	83.07	83.07	53.36	102.17	86.35	86.35	106.34	139.69	7.99

Tabla B.3 (continuación)

31.1 ≤ °API < 39.39									
Autor	E ₁ [%]	E ₂ [%]	E ₃ [%]	E ₄ [%]	E ₅ [m ³ /m ³]	E ₆ [m ³ /m ³]	E ₇ [m ³ /m ³]	E ₈ [m ³ /m ³]	F _{rp}
Lb	3.10	14.50	17.11	17.41	1.38	21.64	29.43	29.46	0.20
St	4.51	13.68	16.71	17.36	-1.00	21.08	30.86	30.88	0.24
Ag	-4.56	11.82	14.82	15.57	-13.24	19.12	32.08	34.95	0.31
VzB	-6.20	12.92	14.47	15.87	-13.91	19.64	31.31	34.54	0.38
KrS	-6.50	14.05	16.54	17.89	-21.29	27.33	37.84	43.94	0.91
GhV	-9.01	16.14	17.04	19.48	-21.73	29.57	36.81	43.30	1.09
GI	11.99	16.27	17.25	21.35	24.73	28.55	40.09	47.74	1.34
PtF	11.02	25.28	34.90	36.76	-6.27	24.91	37.44	38.01	1.77
Ls	16.33	17.48	22.32	28.14	28.91	31.59	54.48	62.35	2.20
Tt	24.87	34.15	45.46	52.41	30.69	34.13	32.88	46.02	3.38
AIM	13.29	29.65	40.22	42.57	33.53	53.75	92.96	99.39	4.46
DkO	38.32	54.50	57.54	70.19	78.02	81.80	95.47	125.73	8.00



B.3 Relación de solubilidad a $p \leq p_b$, R_s (465 puntos)

B.3.1. Comportamiento del valor medido contra el calculado

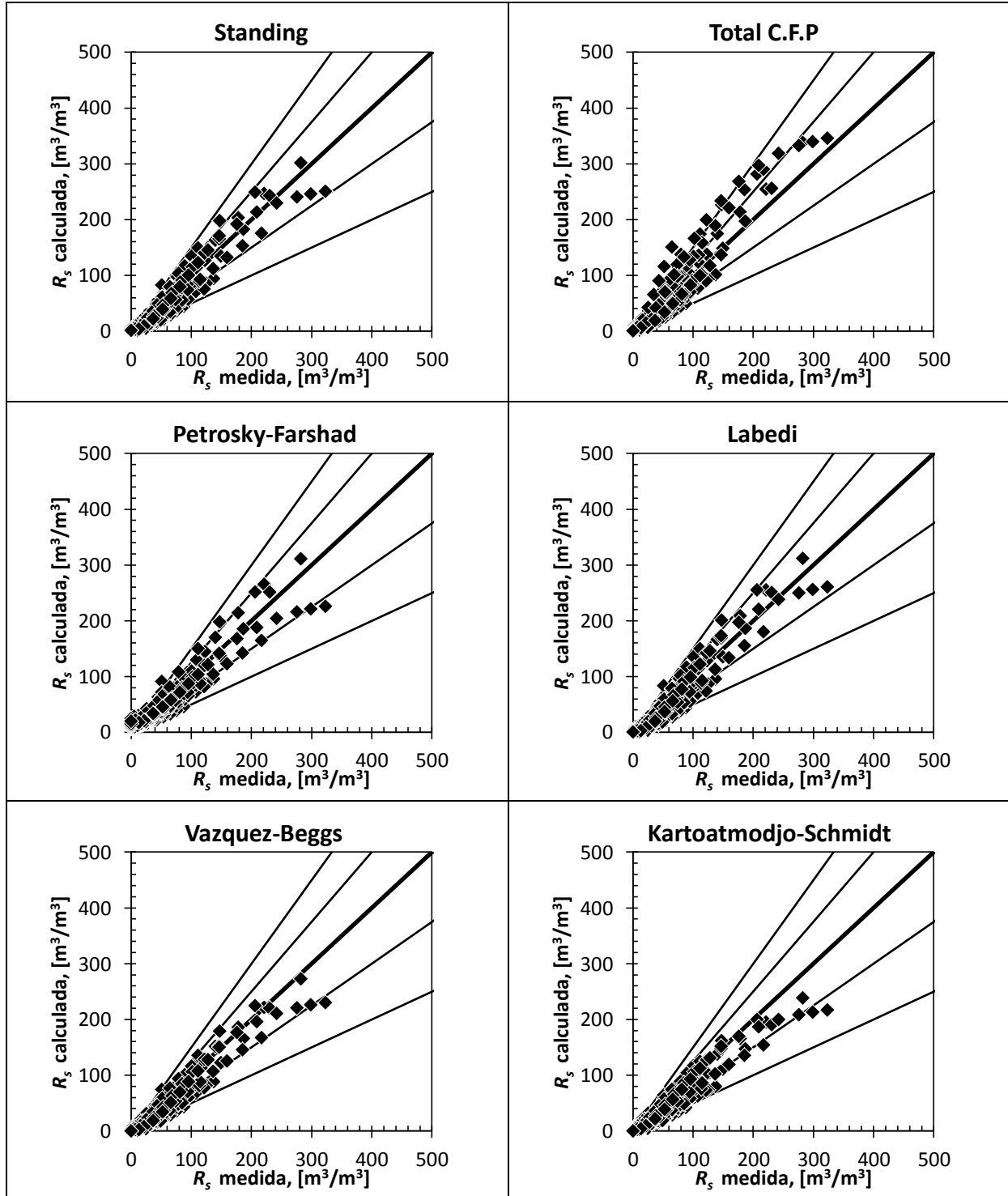


Fig. B.5 R_s (465 pts): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 50%, 25%, 0%, -25% y -50%

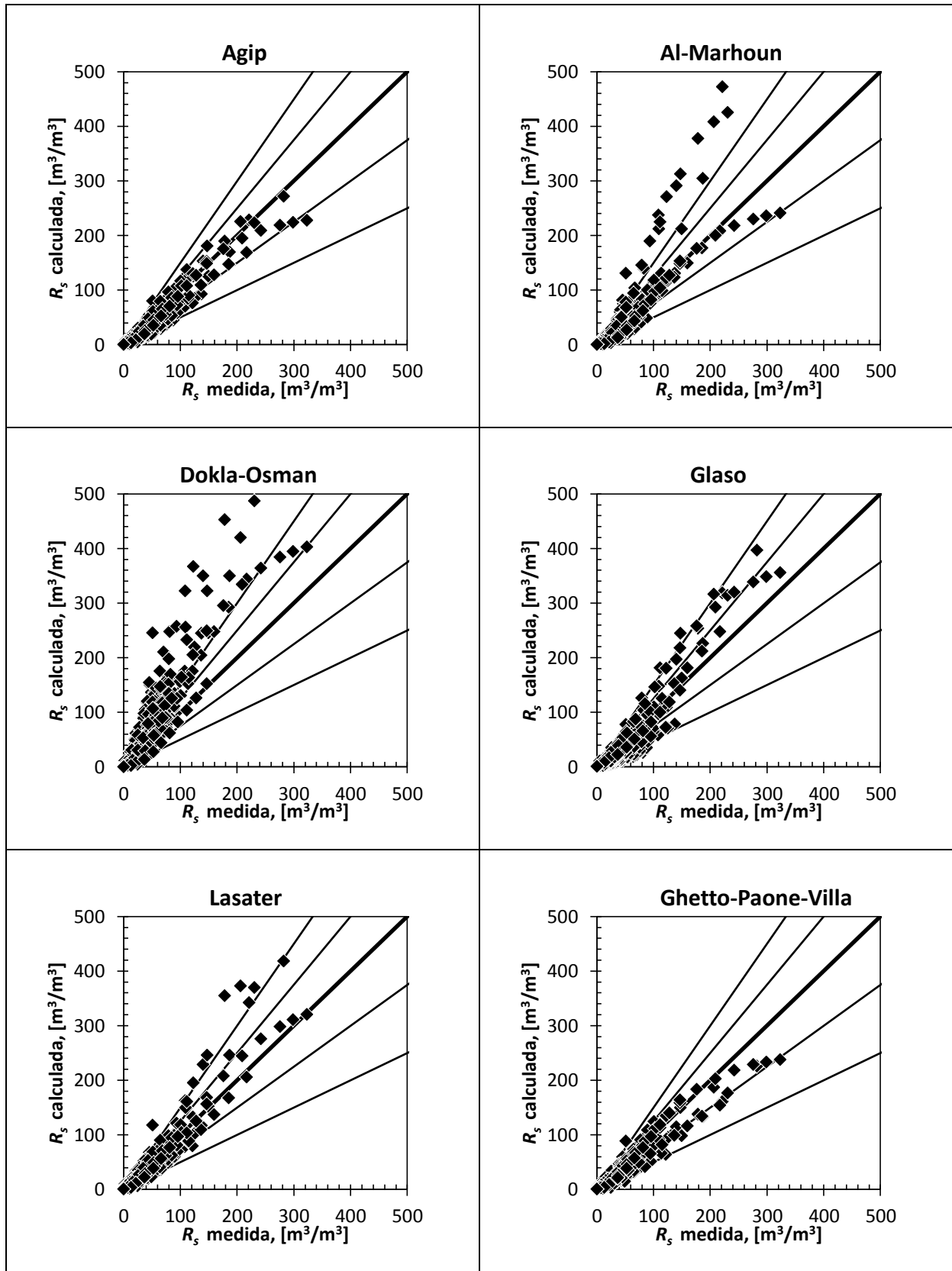


Fig. B.5 (continuación)

B.3.2. Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} para distintos rangos de grados API

Tabla B.4 R_s (465 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API

8.76 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
Ls	24.37	56.45	99.13	102.09	-1.20	9.88	20.55	20.58	0.44
Ag	-11.41	46.03	61.24	62.30	-10.15	11.49	11.86	15.62	0.49
VzB	-6.64	51.59	71.20	71.51	-10.58	11.74	11.81	15.87	0.53
Tt	14.55	58.94	99.02	100.09	-2.44	12.36	19.17	19.33	0.55
Lb	-24.66	38.65	39.83	46.85	-9.60	12.50	13.00	16.17	0.57
St	38.27	95.11	189.76	193.59	-8.95	11.82	12.71	15.55	0.57
GhV	-7.92	48.88	81.49	81.87	-10.74	11.93	12.88	16.78	0.61
KrS	10.12	68.57	113.79	114.24	-11.72	12.56	13.05	17.55	0.73
Gl	12.74	83.34	155.98	156.50	-9.41	17.03	22.01	23.95	1.33
AIM	-23.42	37.51	39.33	45.78	-2.27	14.85	31.80	31.88	1.35
DkO	42.99	61.27	65.03	77.98	24.96	28.75	46.27	52.59	4.04
PtF	2008.51	2031.20	5246.44	5618.54	-1.93	10.99	14.89	15.01	4.18
8.76 ≤ °API < 22.3									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
Ls	18.07	52.98	86.69	88.56	-3.98	6.73	9.08	9.92	0.12
Tt	-3.03	52.73	73.64	73.70	-8.67	9.35	8.36	12.06	0.56
AIM	-31.41	37.58	32.15	44.98	-7.27	9.62	10.75	12.99	0.63
GhV	-23.46	40.48	39.55	46.01	-9.76	10.39	8.96	13.26	0.74
Ag	-21.01	45.91	47.78	52.21	-10.78	11.18	9.19	14.18	0.89
VzB	-14.23	53.62	64.36	65.92	-11.28	11.61	9.42	14.71	0.98
St	19.16	87.43	144.99	146.25	-10.95	11.46	9.46	14.49	1.01
Lb	-34.78	40.13	29.73	45.80	-11.73	12.11	9.58	15.16	1.05
KrS	-0.99	69.40	99.59	99.59	-12.28	12.49	10.18	15.96	1.18
Gl	-20.58	73.92	89.96	92.30	-16.83	16.94	12.56	21.03	1.99
DkO	52.17	66.59	66.42	84.51	21.37	23.76	31.32	37.94	4.06
PtF	1819.47	1845.77	4481.85	4838.29	-3.03	9.13	11.11	11.52	4.32
22.3 ≤ °API < 31.1									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
Tt	23.66	61.02	106.09	108.73	-4.50	10.13	12.47	13.27	0.22
VzB	8.75	57.99	93.54	93.95	-9.64	10.85	10.31	14.16	0.37
Ag	-5.17	47.88	66.01	66.21	-10.11	11.55	10.92	14.92	0.42
KrS	32.52	81.10	150.02	153.54	-10.99	11.62	10.09	14.97	0.49
St	49.18	101.98	201.14	207.14	-9.29	12.10	12.35	15.49	0.54
Lb	-20.62	37.86	39.45	44.57	-10.11	13.16	13.38	16.81	0.55
GhV	33.99	87.00	155.54	159.26	-13.37	14.23	13.09	18.78	0.78
Ls	27.60	64.06	105.94	109.52	0.57	15.20	30.51	30.51	0.88
Gl	37.42	91.38	170.27	174.38	-8.33	16.27	21.46	23.03	0.93
AIM	-9.90	42.01	50.76	51.73	8.49	23.96	49.88	50.61	2.09
DkO	44.72	60.97	63.18	77.57	32.23	36.01	68.03	75.37	4.04
PtF	2220.76	2241.28	5737.49	6157.35	0.18	11.35	14.52	14.52	4.14

Tabla B.4 (continuación)

31.1 ≤ °API < 39.39									
Autor	E ₁ [%]	E ₂ [%]	E ₃ [%]	E ₄ [%]	E ₅ [m ³ /m ³]	E ₆ [m ³ /m ³]	E ₇ [m ³ /m ³]	E ₈ [m ³ /m ³]	F _{rp}
Lb	2.07	34.93	51.97	52.01	-2.86	13.11	18.31	18.54	0.13
St	86.03	112.25	272.78	286.16	-2.73	12.66	18.36	18.56	0.24
Ag	11.94	44.85	82.81	83.68	-8.34	12.35	18.03	19.89	0.32
VzB	3.21	40.28	66.72	66.80	-9.30	12.87	17.84	20.14	0.37
KrS	24.61	55.74	115.83	118.44	-10.69	13.56	20.66	23.28	0.61
GhV	3.65	42.37	72.01	72.10	-11.47	14.62	20.29	23.34	0.64
Ls	40.41	60.48	124.14	130.61	5.62	14.82	30.91	31.42	0.91
Gl	91.30	104.70	243.84	260.54	11.72	17.96	29.56	31.83	1.30
Tt	59.23	75.69	137.48	149.82	17.74	23.13	30.14	35.02	1.73
AIM	-10.85	33.59	41.96	43.35	3.73	22.87	47.81	47.96	1.88
DkO	14.31	45.75	53.67	55.57	29.61	37.60	59.19	66.25	4.01
PtF	2394.71	2408.51	6752.89	7169.09	-0.43	16.21	22.78	22.78	4.36

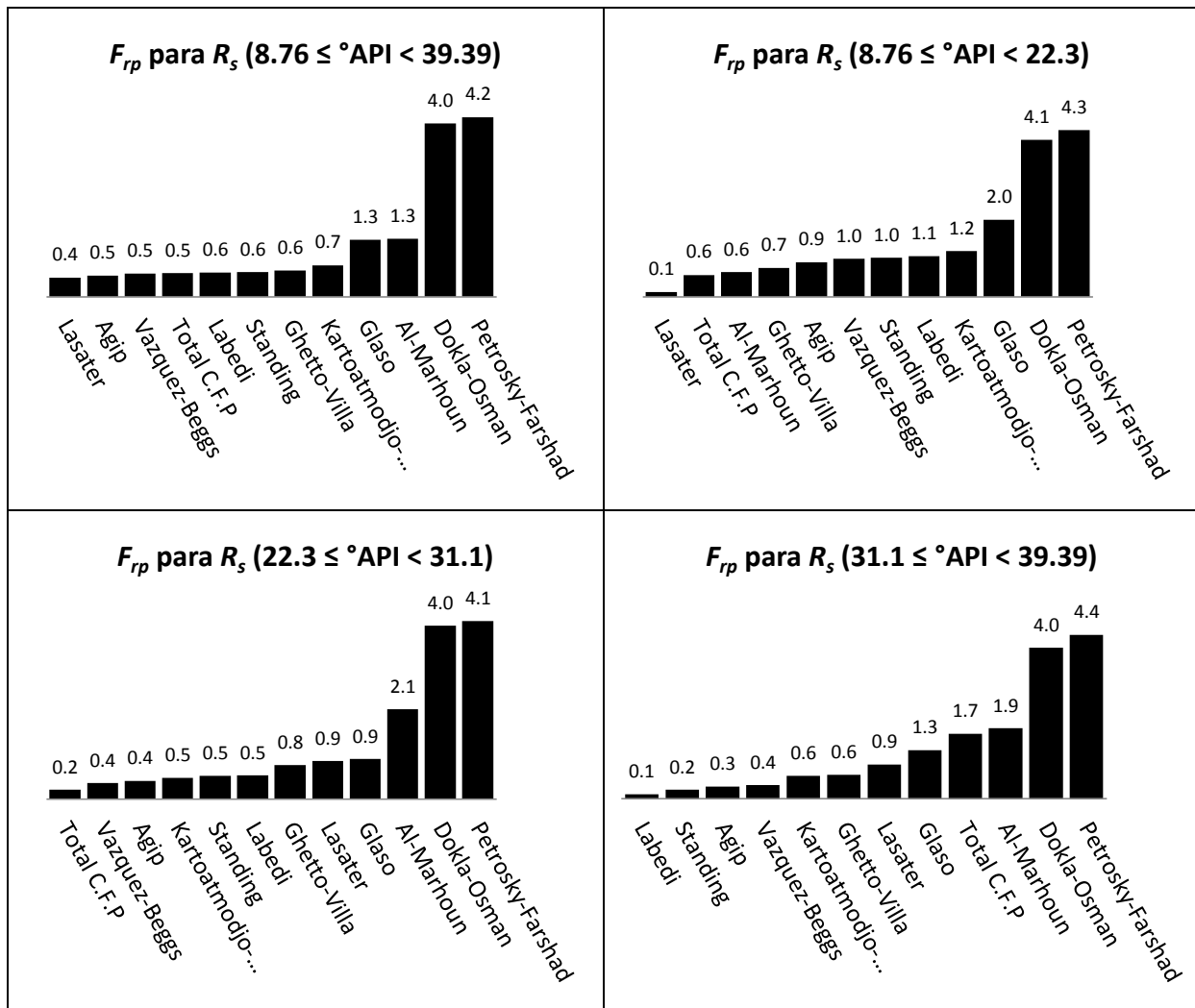


Fig. B.6 R_s (465 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API

B.4. Factor de volumen del aceite en el punto de burbuja, B_{ob} (64 pts.)

B.4.1 Comportamiento del valor medido contra el calculado

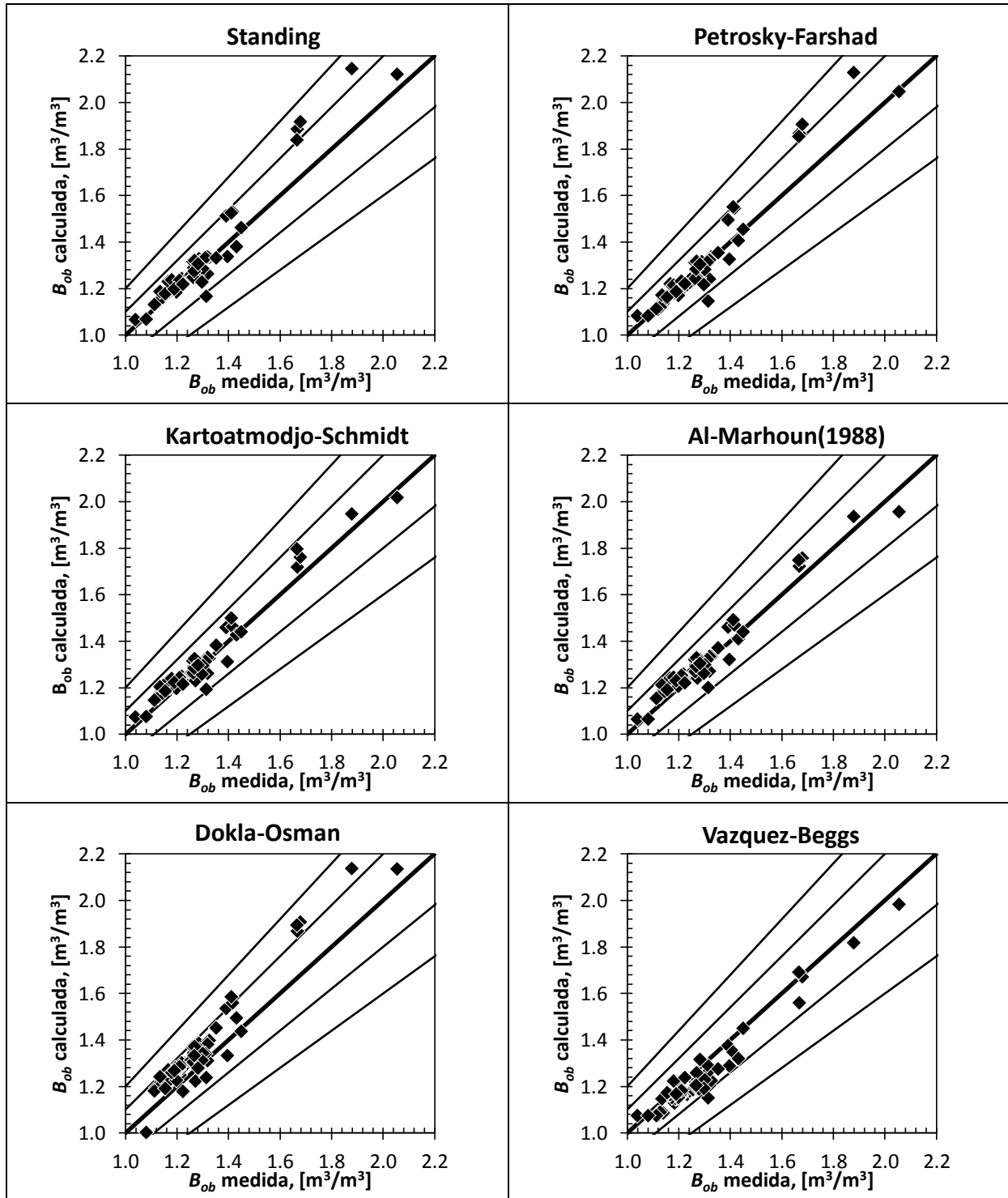


Fig. B.7 B_{ob} (64 pts): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 20%, 10%, 0%, -10 y -20%

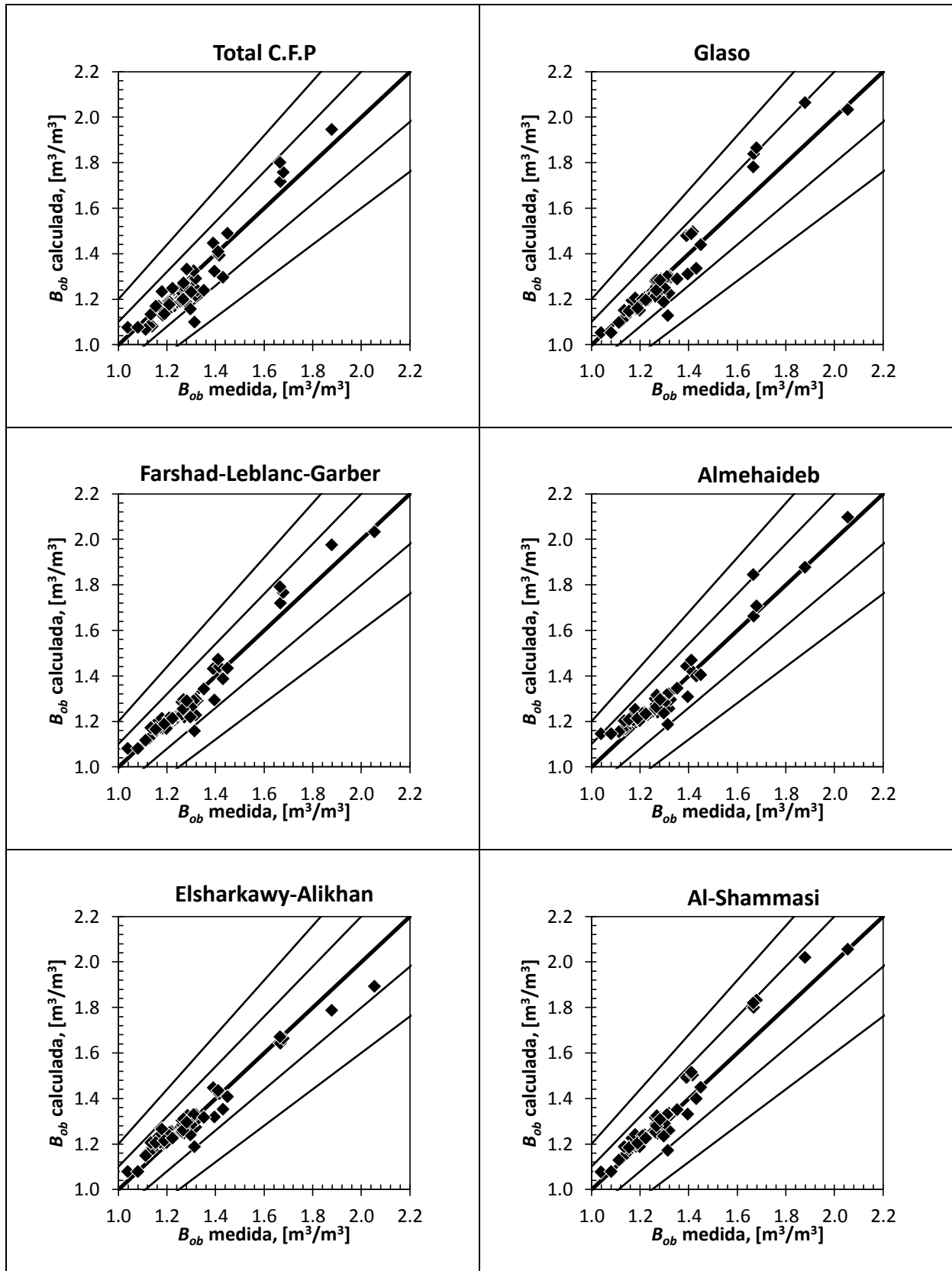


Fig. B.7 (continuación)

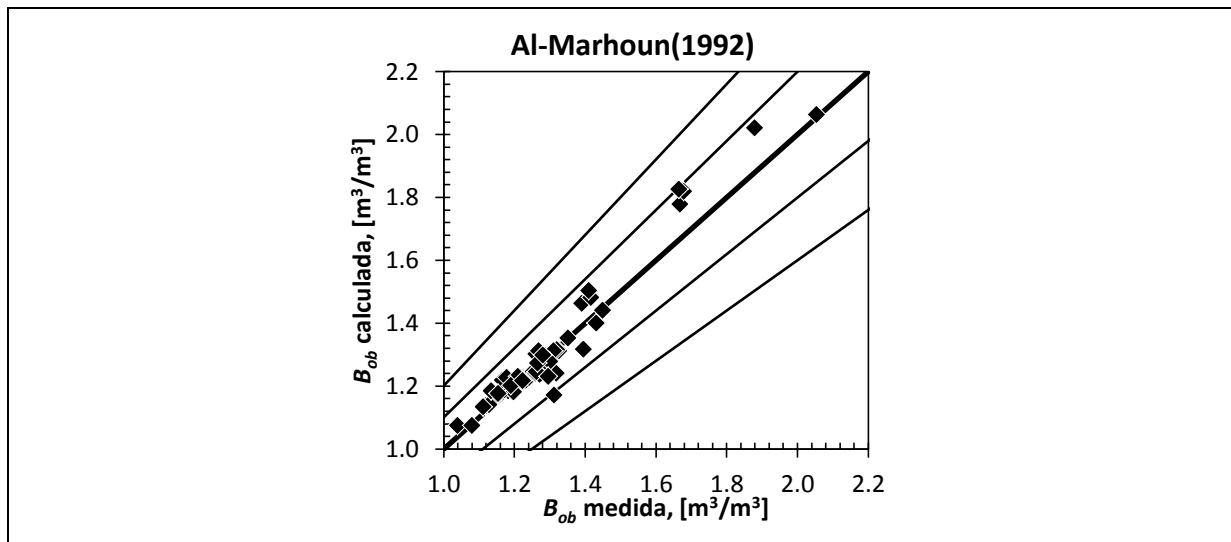


Fig. B.7 (continuación)

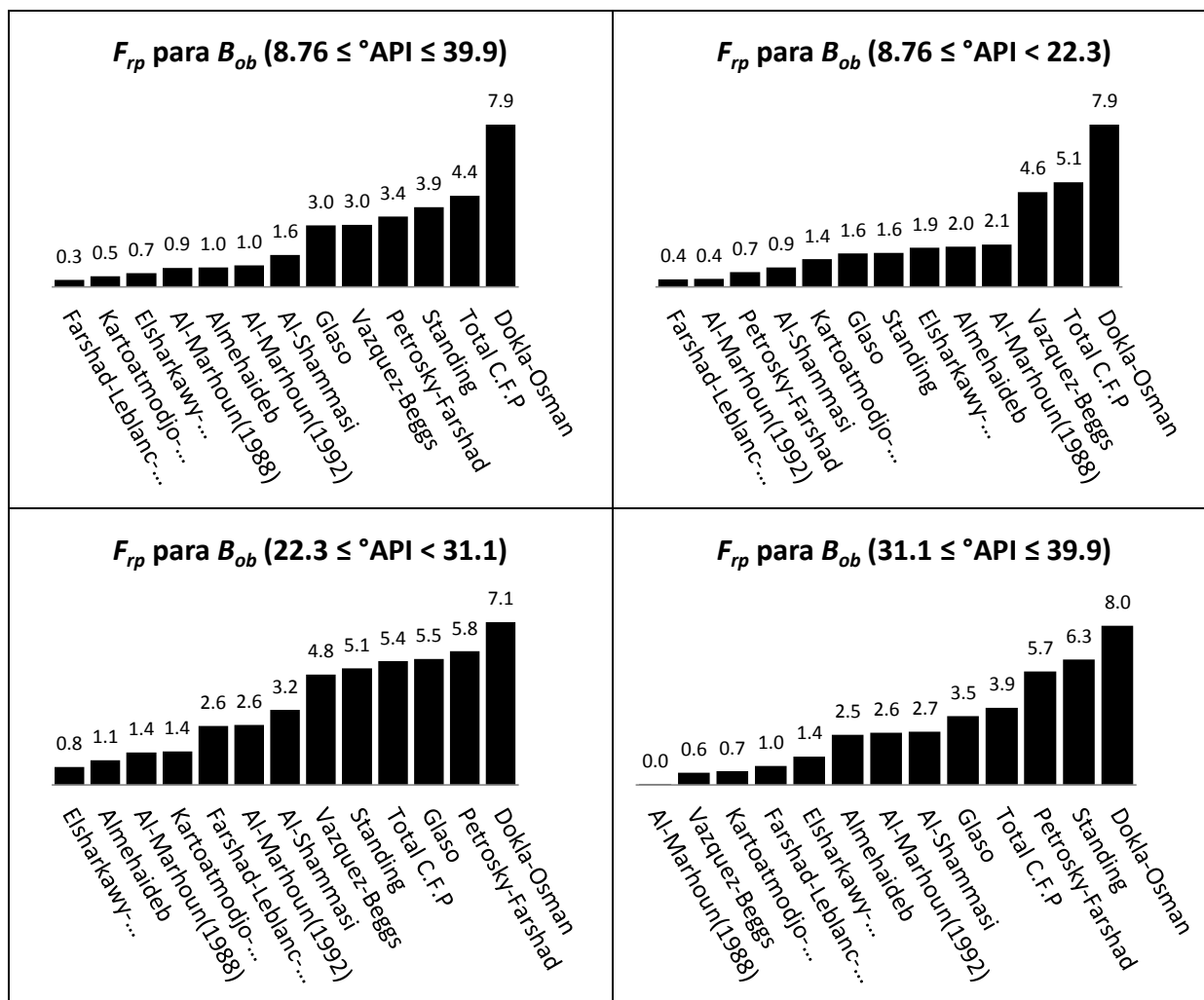


Fig. B.8 B_{ob} (64 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API

B.4.2. Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} para distintos rangos de grados API

Tabla B.5 B_{ob} (64 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API

8.76 ≤ °API = 39.39									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
FrLG	-0.59	2.19	3.07	3.12	-0.007	0.030	0.043	0.044	0.33
KrS	1.38	2.47	2.84	3.16	0.018	0.032	0.039	0.043	0.53
EIA	0.68	2.57	3.17	3.25	0.005	0.034	0.044	0.045	0.68
AIM	1.75	2.81	2.84	3.34	0.022	0.036	0.039	0.044	0.94
AI	1.04	2.50	3.31	3.47	0.012	0.032	0.043	0.045	0.96
AIM92	0.66	2.31	3.33	3.40	0.010	0.032	0.049	0.050	1.04
AIS	1.29	2.49	3.36	3.61	0.018	0.034	0.049	0.053	1.57
GI	-1.05	3.10	4.12	4.26	-0.010	0.042	0.061	0.062	2.99
VzB	-3.43	3.91	2.96	4.55	-0.045	0.051	0.039	0.060	3.03
PtF	0.95	2.67	4.40	4.51	0.015	0.038	0.068	0.069	3.44
St	1.75	3.08	4.22	4.57	0.026	0.043	0.066	0.071	3.90
Tt	-2.53	4.09	4.24	4.95	-0.030	0.054	0.060	0.067	4.45
DkO	4.96	5.91	4.44	6.69	0.066	0.078	0.065	0.093	7.91
8.76 ≤ °API < 22.3									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
FrLG	-0.80	1.61	2.01	2.17	-0.010	0.020	0.025	0.027	0.36
AIM92	0.42	1.57	2.10	2.14	0.005	0.019	0.026	0.027	0.40
PtF	0.25	1.43	2.18	2.19	0.003	0.018	0.028	0.028	0.73
AIS	1.17	1.79	2.08	2.40	0.014	0.022	0.026	0.030	0.95
KrS	1.62	2.16	2.10	2.67	0.019	0.026	0.026	0.032	1.35
GI	-1.41	2.07	2.15	2.58	-0.017	0.026	0.028	0.033	1.62
St	1.46	2.04	2.16	2.62	0.018	0.025	0.028	0.033	1.65
EIA	1.92	2.45	2.17	2.91	0.023	0.030	0.026	0.035	1.91
AI	1.26	2.10	2.34	2.66	0.014	0.025	0.028	0.032	1.96
AIM	2.32	2.70	2.10	3.15	0.028	0.033	0.025	0.038	2.07
VzB	-3.46	3.78	2.31	4.20	-0.043	0.047	0.029	0.052	4.64
Tt	-3.04	3.56	2.55	4.00	-0.037	0.044	0.032	0.050	5.10
DkO	5.34	5.55	2.56	5.98	0.065	0.068	0.032	0.073	7.91
22.3 ≤ °API < 31.1									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
EIA	-1.54	2.81	3.75	4.08	-0.021	0.038	0.049	0.054	0.77
AI	-1.19	3.00	4.18	4.36	-0.016	0.040	0.056	0.058	1.06
AIM	0.51	3.61	4.49	4.52	0.008	0.049	0.061	0.061	1.40
KrS	0.17	3.62	4.67	4.67	0.003	0.049	0.063	0.064	1.45
FrLG	-1.83	3.88	4.93	5.29	-0.023	0.053	0.067	0.071	2.56
AIM92	-0.18	4.29	5.48	5.49	0.000	0.060	0.077	0.077	2.61
AIS	0.47	4.53	5.81	5.83	0.009	0.063	0.082	0.082	3.25
VzB	-5.63	5.63	3.12	6.68	-0.077	0.077	0.043	0.091	4.79
St	0.98	5.23	6.93	7.00	0.018	0.074	0.101	0.103	5.06
Tt	-4.72	5.28	5.35	7.29	-0.060	0.069	0.072	0.096	5.37
GI	-1.74	5.81	6.97	7.20	-0.018	0.080	0.099	0.101	5.47
PtF	0.78	5.80	7.54	7.58	0.015	0.082	0.108	0.109	5.79
DkO	4.76	6.61	6.06	7.85	0.067	0.092	0.088	0.112	7.07

Tabla B.5 (continuación)

31.1 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
AIM	0.81	2.43	2.92	3.04	0.012	0.039	0.051	0.053	0.02
VzB	-1.13	2.71	3.50	3.70	-0.020	0.040	0.051	0.055	0.62
KrS	1.69	2.48	2.97	3.46	0.026	0.039	0.050	0.057	0.68
FrLG	1.46	2.68	3.42	3.75	0.024	0.042	0.056	0.061	0.96
EIA	-1.86	2.75	3.33	3.86	-0.034	0.044	0.058	0.068	1.43
AI	2.45	3.49	4.62	5.29	0.033	0.048	0.064	0.073	2.51
AIM92	2.44	3.15	4.16	4.89	0.041	0.051	0.071	0.083	2.63
AIS	2.57	3.11	4.14	4.94	0.042	0.050	0.070	0.083	2.68
GI	1.01	4.29	5.82	5.92	0.023	0.068	0.096	0.099	3.45
Tt	1.60	4.92	5.71	5.95	0.030	0.076	0.089	0.094	3.88
PtF	3.78	4.25	5.91	7.12	0.063	0.070	0.104	0.123	5.70
St	3.64	4.92	6.32	7.38	0.064	0.082	0.109	0.129	6.29
DkO	3.72	6.61	7.64	8.58	0.071	0.104	0.121	0.142	7.98

B.5. Factor de volumen del aceite a $p \leq p_b$, B_o (465 puntos)

B.5.1. Comportamiento del valor medido contra el calculado

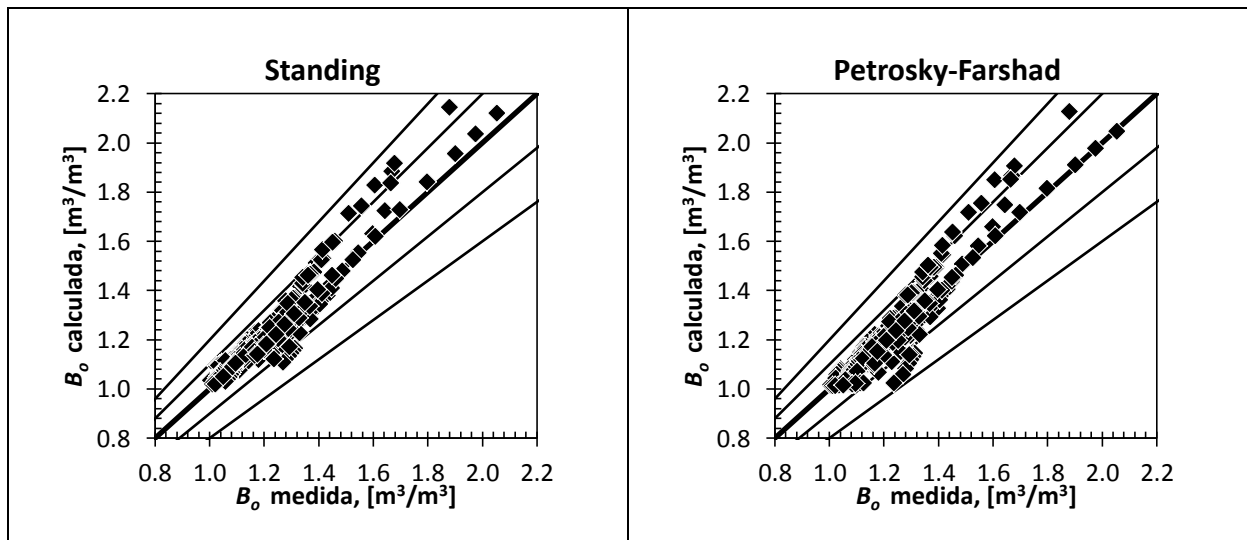


Fig. B.9 B_o (465 pts): comportamiento del valor medido contra el calculado para las correlaciones publicadas. Las líneas de arriba hacia abajo delimitan el error relativo: 20%, 10%, 0%, -10 y -20%

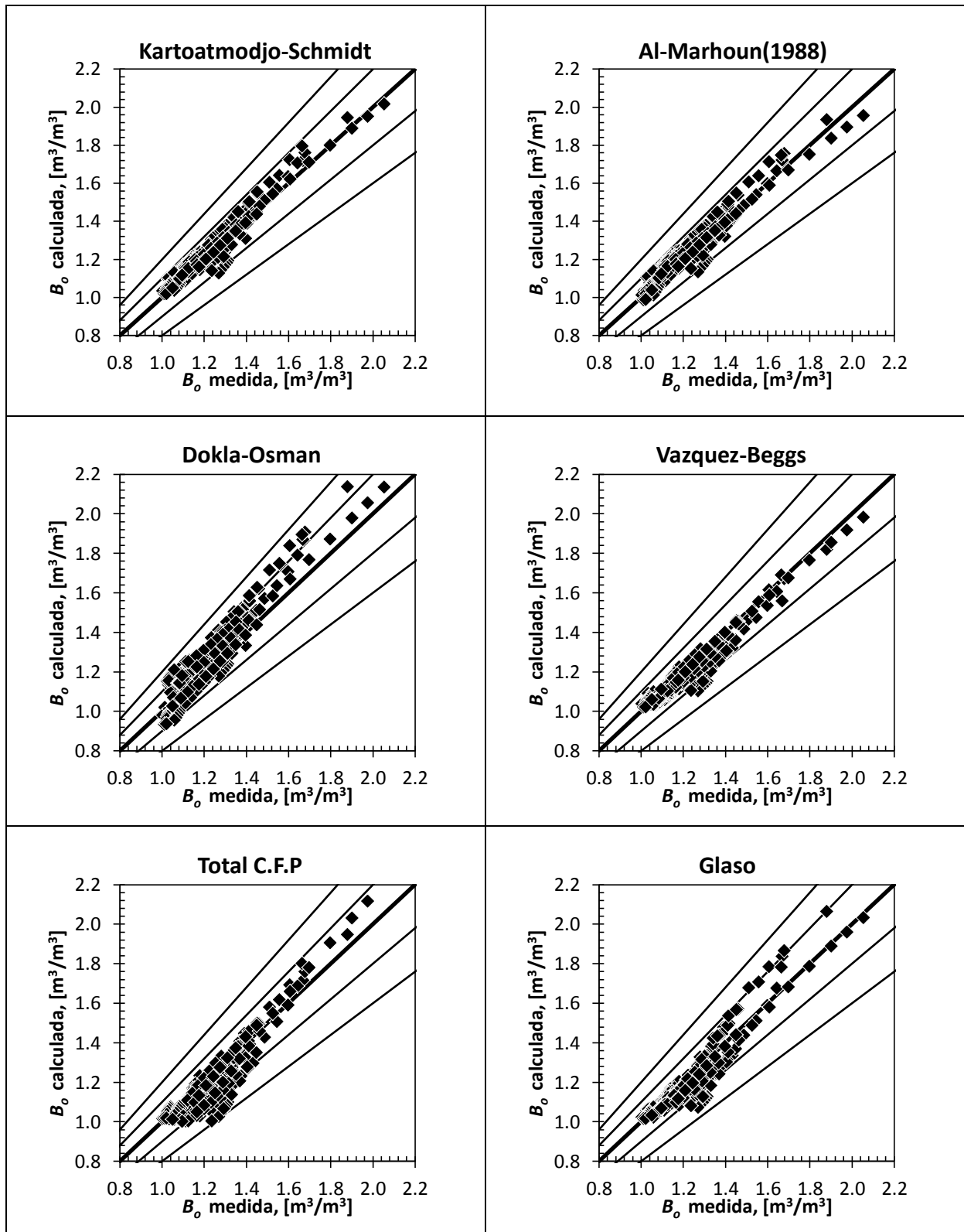


Fig. B.9 (continuación)

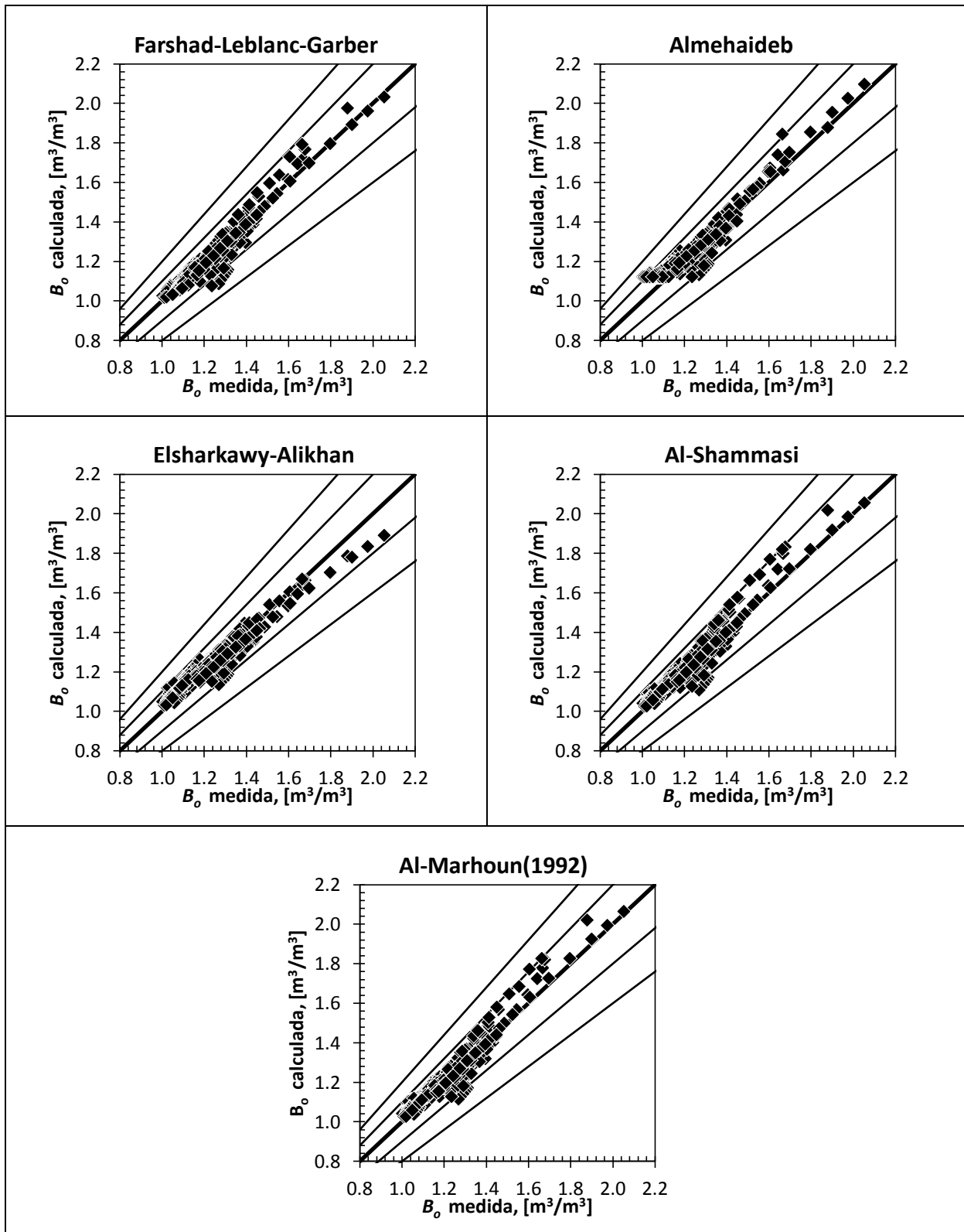


Fig. B.9 (continuación)

B.5.2. Comparación de los parámetros estadísticos del error E_1 a E_8 y del F_{rp} para distintos rangos de grados API

Tabla B.6 B_o (465 puntos): parámetros estadísticos del error y factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para diferentes rangos de grados API

8.76 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
FrLG	-0.59	1.86	2.69	2.76	-0.007	0.023	0.035	0.036	0.09
AIS	1.00	2.19	2.93	3.10	0.012	0.027	0.038	0.040	0.94
AIM92	0.96	2.29	3.00	3.15	0.011	0.028	0.039	0.040	1.02
KrS	1.92	2.68	2.71	3.32	0.022	0.032	0.034	0.040	1.18
AIM	2.28	3.08	2.86	3.66	0.026	0.037	0.035	0.044	1.87
EIA	1.60	2.96	3.28	3.65	0.016	0.035	0.041	0.044	2.02
St	1.05	2.49	3.37	3.53	0.013	0.031	0.046	0.048	2.05
VzB	-2.69	3.20	2.83	3.91	-0.034	0.039	0.036	0.049	2.34
Al	2.26	3.23	3.39	4.08	0.025	0.038	0.040	0.047	2.63
Gl	-1.81	2.85	3.39	3.84	-0.021	0.036	0.045	0.050	2.66
PtF	-0.69	2.62	3.91	3.98	-0.006	0.033	0.053	0.053	2.83
Tt	-3.94	4.56	3.80	5.47	-0.046	0.055	0.050	0.068	5.63
DkO	5.22	6.14	4.29	6.76	0.063	0.073	0.053	0.082	8.00
8.76 ≤ °API < 22.3									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
FrLG	-0.35	1.31	1.67	1.71	-0.005	0.015	0.020	0.021	0.00
AIS	1.30	1.75	1.83	2.25	0.014	0.020	0.021	0.026	1.01
PtF	-0.83	1.68	2.04	2.21	-0.009	0.019	0.024	0.026	1.33
St	1.53	1.95	1.93	2.47	0.017	0.022	0.023	0.028	1.49
Gl	-1.46	2.00	1.90	2.40	-0.017	0.023	0.023	0.029	1.52
AIM92	1.29	1.93	2.10	2.47	0.014	0.022	0.024	0.028	1.71
KrS	2.48	2.71	1.96	3.17	0.028	0.031	0.022	0.036	2.34
AIM	3.11	3.25	1.95	3.68	0.035	0.037	0.022	0.041	2.95
EIA	2.94	3.15	2.26	3.71	0.033	0.036	0.025	0.041	3.51
VzB	-2.68	3.08	2.30	3.53	-0.032	0.036	0.028	0.042	3.84
Tt	-3.82	3.97	2.01	4.32	-0.044	0.046	0.024	0.051	4.20
Al	2.85	3.20	2.63	3.88	0.031	0.036	0.029	0.043	4.38
DkO	6.16	6.25	2.62	6.70	0.071	0.072	0.029	0.076	7.99
22.3 ≤ °API < 31.1									
Autor	E_1 [%]	E_2 [%]	E_3 [%]	E_4 [%]	E_5 [m ³ /m ³]	E_6 [m ³ /m ³]	E_7 [m ³ /m ³]	E_8 [m ³ /m ³]	F_{rp}
EIA	0.08	2.78	3.98	3.99	-0.001	0.034	0.049	0.049	0.18
Al	0.34	2.96	4.13	4.15	0.002	0.036	0.051	0.051	0.55
KrS	0.98	3.39	4.26	4.37	0.011	0.042	0.054	0.056	1.33
AIM	1.48	3.63	4.21	4.46	0.017	0.045	0.053	0.056	1.63
AIM92	0.14	3.47	4.68	4.68	0.002	0.044	0.061	0.061	1.66
FrLG	-1.65	3.26	4.31	4.62	-0.020	0.041	0.056	0.060	1.74
AIS	0.28	3.54	4.84	4.85	0.004	0.045	0.064	0.064	2.00
St	0.25	3.78	5.27	5.27	0.004	0.049	0.071	0.071	2.79
VzB	-3.80	4.29	3.67	5.30	-0.049	0.054	0.047	0.068	2.96
Gl	-2.63	4.53	5.32	5.94	-0.031	0.058	0.071	0.078	4.32
PtF	-1.08	4.83	6.28	6.38	-0.010	0.062	0.083	0.084	4.92
Tt	-5.92	6.21	4.59	7.52	-0.072	0.076	0.059	0.094	6.53
DkO	5.18	6.50	5.12	7.31	0.064	0.081	0.066	0.092	6.76

Tabla B.6 (continuación)

31.1 ≤ °API ≤ 39.39									
Autor	E ₁ [%]	E ₂ [%]	E ₃ [%]	E ₄ [%]	E ₅ [m ³ /m ³]	E ₆ [m ³ /m ³]	E ₇ [m ³ /m ³]	E ₈ [m ³ /m ³]	F _{rp}
AIM	0.46	2.15	2.78	2.82	0.006	0.029	0.039	0.039	0.45
KrS	1.02	2.01	2.57	2.77	0.014	0.027	0.036	0.039	0.65
FrLG	-0.43	2.34	3.21	3.24	-0.004	0.031	0.044	0.044	0.93
AIM92	0.65	2.40	3.37	3.43	0.010	0.033	0.049	0.050	1.56
AIS	0.72	2.38	3.39	3.46	0.011	0.032	0.049	0.050	1.62
EIA	-1.11	2.54	2.97	3.17	-0.019	0.035	0.043	0.047	1.70
VzB	-1.83	2.66	3.15	3.64	-0.026	0.035	0.042	0.049	2.39
St	0.29	3.01	4.38	4.39	0.008	0.042	0.066	0.067	2.99
Al	2.12	3.53	4.11	4.63	0.025	0.044	0.049	0.055	3.75
PtF	0.05	3.61	5.33	5.33	0.005	0.049	0.076	0.076	4.04
GI	-2.19	3.98	4.50	5.01	-0.026	0.053	0.064	0.069	4.95
Tt	-2.67	4.98	5.94	6.52	-0.030	0.066	0.081	0.086	7.34
DkO	2.47	5.52	6.05	6.54	0.039	0.073	0.081	0.090	7.92

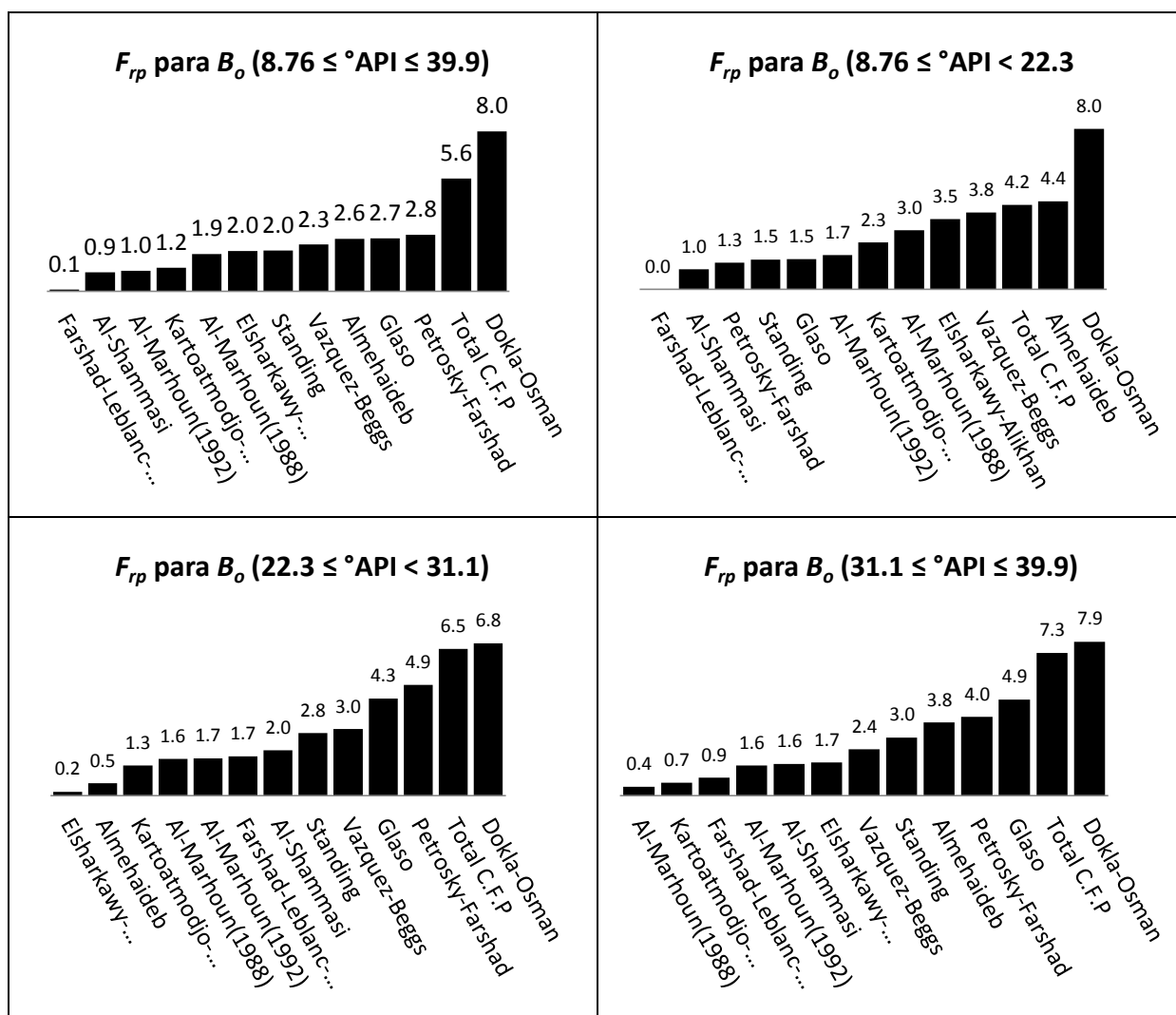


Fig. B.10 B_o (465 puntos): representación gráfica del factor de comportamiento relativo de las correlaciones publicadas para distintos rangos de grados API

APÉNDICE C

Manual de usuario de PVTSEL

PVTSEL es un software diseñado para: validar los datos de cualquier reporte PVT, crear la prueba combinada, y realizar el análisis y evaluación de las distintas correlaciones programadas, para su correcta selección y calibración a los datos medidos, mediante la generación de una función de factor de ajuste.

La validación de datos que realiza PVTSEL es mediante las pruebas de: linealidad de la función Y , balance de materia, densidad y desigualdad. Así mismo, PVTSEL corrige los datos de R_s y B_o de la prueba de liberación diferencial a las condiciones del separador con el Método de Al-Marhoun para generar la prueba combinada.

El análisis de correlaciones que permite realizar PVTSEL, es para las siguientes propiedades del aceite: ρ_b , R_s , B_o , μ_{od} y μ_o (bajosaturado y saturado). La evaluación la hace mediante el criterio del factor de comportamiento relativo (F_{rp}). También genera la función del factor de ajuste para la calibración de la correlación que seleccionó el usuario, dando como resultado, una excelente reproducción de los datos medidos. Finalmente, presenta el comportamiento gráfico del aceite y del gas asociado a distintas presiones. Las unidades que maneja PVTSEL son del sistema internacional Americano.

A continuación se describe el contenido de este manual. Los datos de entrada y resultados obtenidos pertenecen a la muestra tres cuya información se encuentra en el Apéndice A.

C.1. Ejecución de PVTSEL

De lado izquierdo de la Fig. C.1 se muestra la aplicación de PVTSEL. Al ejecutarlo se abrirá la ventana de presentación mostrado del lado derecho de la misma figura.



Fig. C.1 Ejecución de PVTSEL

En la Fig. C.2 se muestra la ventana principal de la interfaz gráfica. Las funcionalidades de PVTSEL se ejecutan de manera secuencial en las tres fases siguientes: **Reporte PVT**, **Análisis** (de correlaciones) y **Propiedades PVT**. Cada fase es controlada por los botones ubicados en la parte izquierda de la ventana principal. Los botones se habilitarán cuando se termina de ejecutar la funcionalidad que está en curso. Al presionar el botón que se acaba de habilitar, inmediatamente cambiará de color a gris oscuro para indicar al usuario que se encuentra en el proceso o funcionalidad que refiere el título del botón.

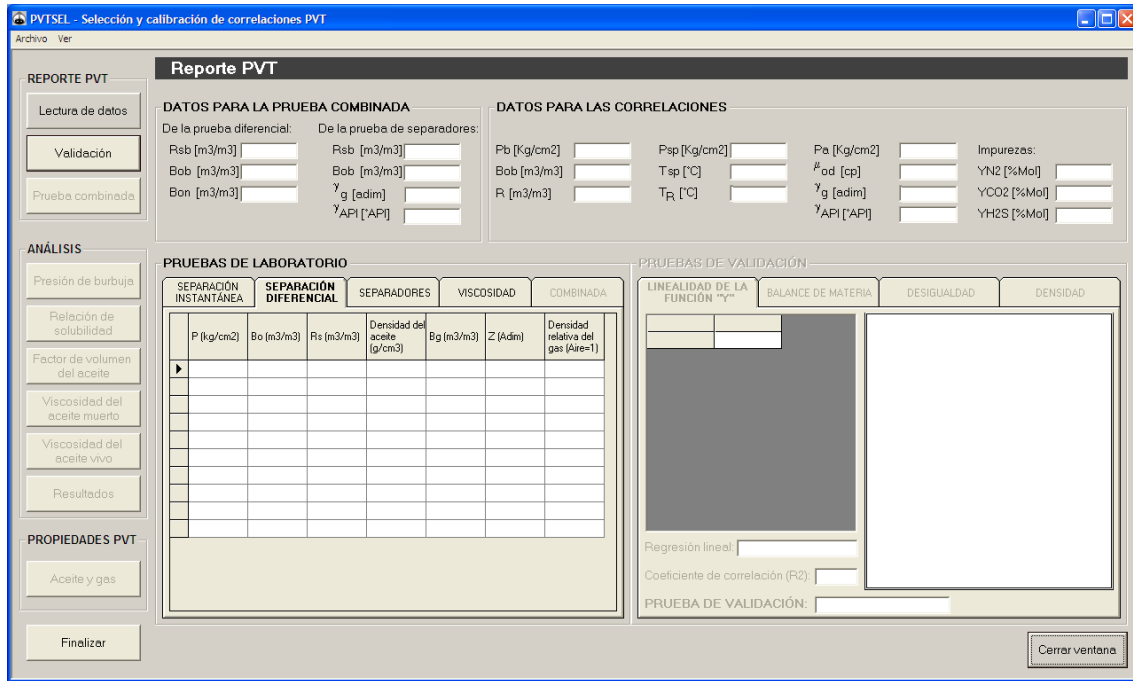


Fig. C.2 Ventana principal para la entrada/lectura de datos del reporte PVT

C.2. Procesamiento de los datos del reporte PVT

En esta sección se detalla la fase uno para el procesamiento de los datos del reporte de laboratorio para su lectura, validación y generación de la prueba.

C.2.1. Lectura de datos

PVTSEL recibe datos en las secciones siguientes: **Pruebas de laboratorio**, **Datos para la prueba combinada** y **Datos para las correlaciones**. Los datos se introducen desde el teclado o desde cualquier archivo de Excel con el formato mostrado en la Fig. C.3. El nombre de las hojas debe coincidir con el observado en esta figura y cada una debe contener las distintas pruebas del laboratorio.

	A	B	C	D	E	F	G	H
	P	Bo	Rs	po	Bg	Z	μg	γg
	(kg/cm ²)	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)	(g/cm ³)	(m ³ /m ³)	(Adim)	(cp)	(Aire-1)
1								
2	118.82	1.169	27.1	0.8966				
3	99.13	1.171	27.1	0.8948				
4	78.11	1.174	27.1	0.8929				
5	63.49	1.175	27.1	0.8914				
6	55.05	1.177	27.1	0.8905				
7	40.62	1.159	21.4	0.8975	0.0323	0.925	0.0147	1.093
8	27.61	1.135	16.2	0.91	0.0483	0.941	0.0136	1.146
9	13.69	1.111	10.2	0.9216	0.0996	0.962	0.0121	1.256
10	9.33	1.1	7.7	0.9269	0.1473	0.97	0.0113	1.332
11	1.03	1.071	0	0.936	1.3572	0.99	0.0086	1.797

Fig. C.3 Archivo en Excel que contiene la información del reporte PVT de la muestra tres.

Para leer el archivo de Excel que contiene la información del reporte PVT, dar clic en el menú **archivo**, de la barra de herramientas de la Fig. C.2 y después en la opción **abrir**. Se abrirá la ventana que se observa en la Fig. C4.

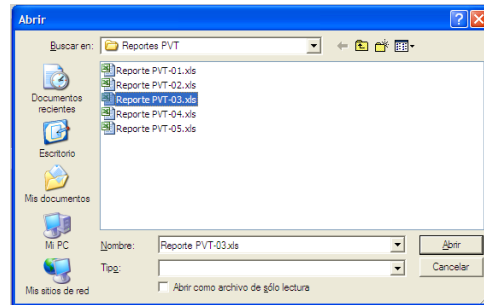


Fig. C.4 Ventana “Abrir” para elegir cualquier archivo de Excel con información del reporte PVT

La Fig. C.5 muestra los datos de la muestra tres leídos desde un archivo .xls.

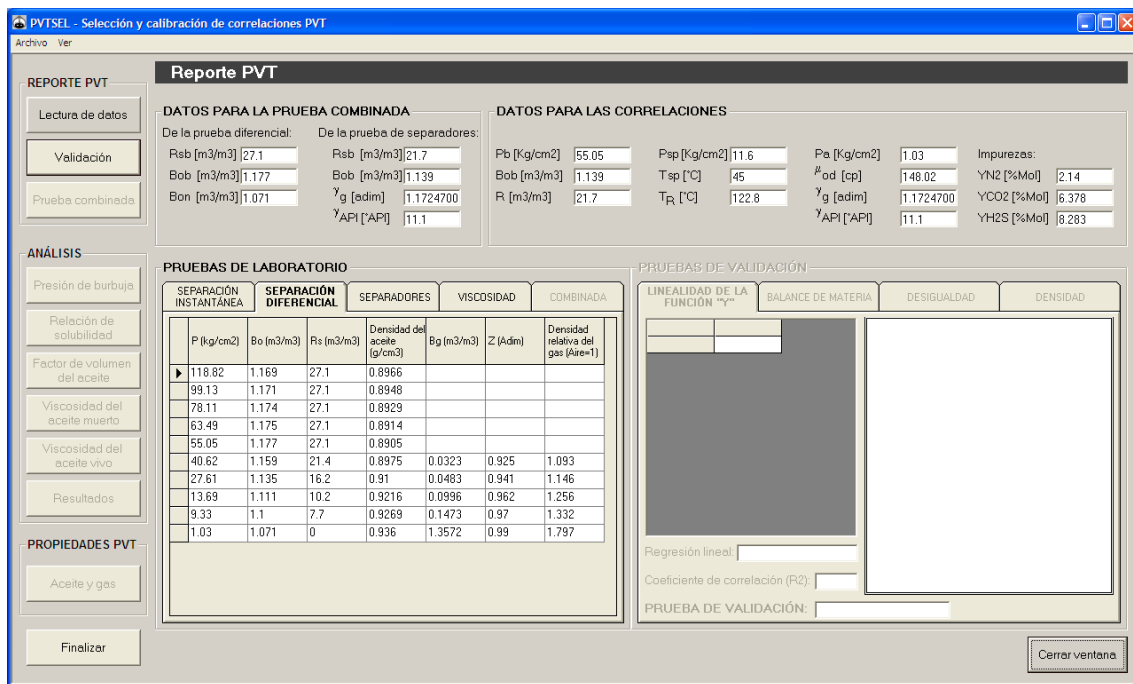


Fig. C.5 Ventana con los datos del reporte PVT de la muestra tres

C.2.2. Validación

Para validar los datos del reporte PVT, dar clic en el botón **Validación**. Posteriormente se habilita la sección **pruebas de validación** y el botón **Prueba combinada**. De acuerdo con los resultados de las cuatro pruebas, se muestra el mensaje de la Fig. C.6 en el que se indican si las pruebas fueron aprobadas o no.

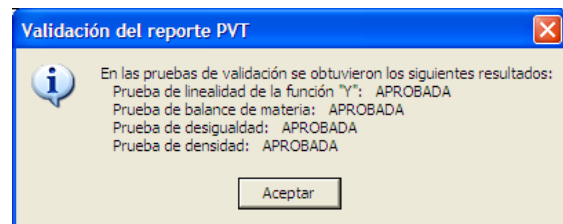


Fig. C.6 Mensaje de los resultados de las pruebas de validación

La Fig. C.7 muestra los resultados calculados de cada prueba para la muestra tres.

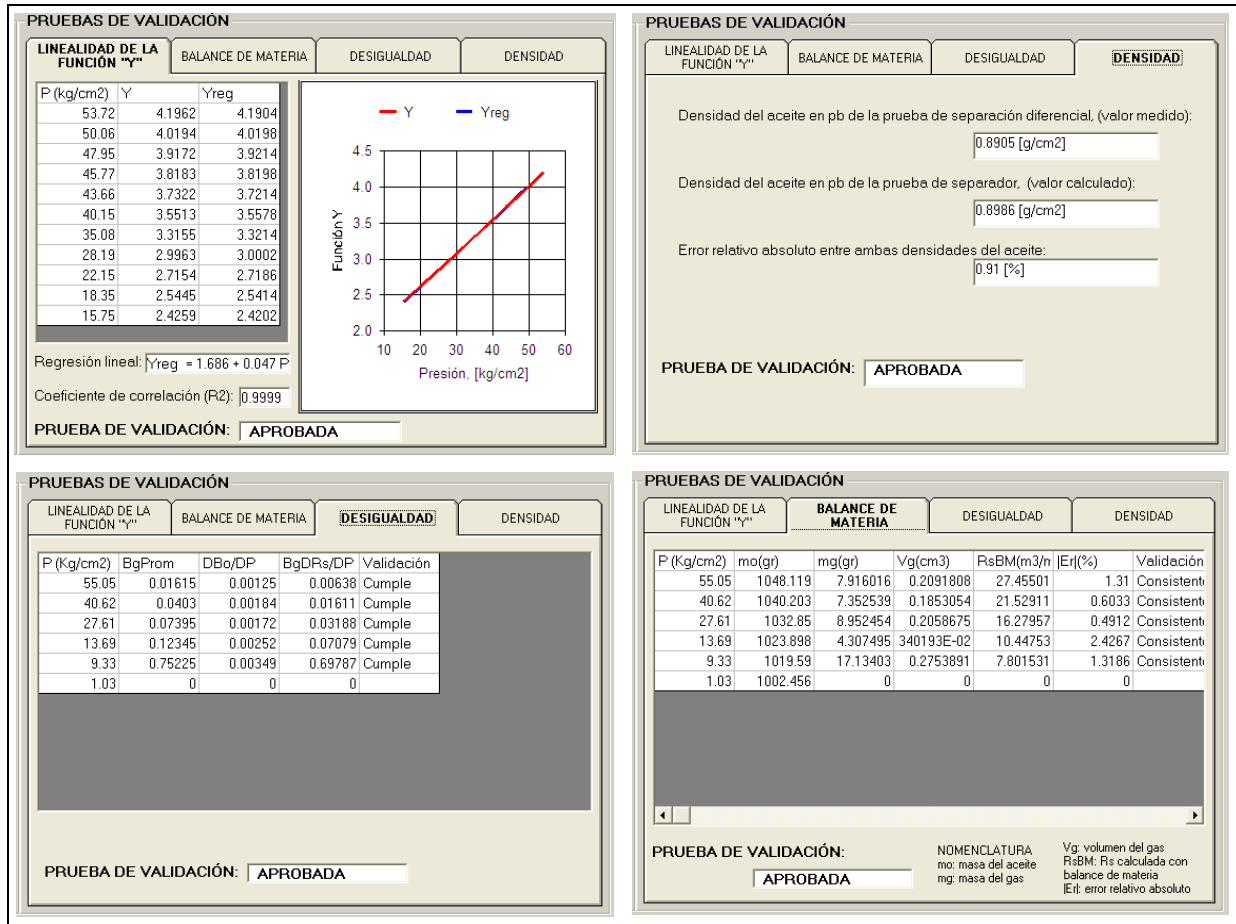


Fig. C.7 Resultados de las distintas pruebas de validación del reporte PVT para la muestra tres.

C.2.3. Generación de la prueba combinada

Para realizar la corrección de R_s y B_o a las condiciones del separador, dar clic sobre el botón **Prueba combinada**. Posteriormente se habilita la pestaña **Combinada** de la sección **Pruebas de laboratorio** donde se observan los resultados de R_s y B_o corregidos -Fig. C.8.

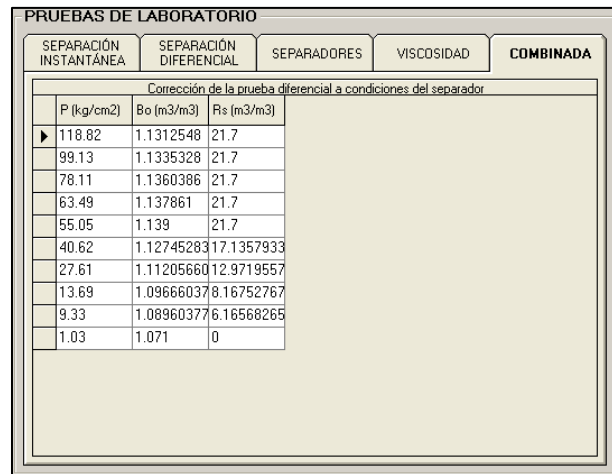


Fig. C.8 Generación de la prueba combinada.

C.3. Análisis de las correlaciones PVT

La Fig. C.9 muestra el diagrama de flujo que PVTSEL realiza para el análisis de las propiedades PVT del aceite, mediante la evaluación de las mismas con el F_{rp} , para su posterior selección y calibración a partir de la generación de la función de ajuste. Como se observa en esta figura, los cinco parámetros más importantes de calibración para el aceite son: p_b , R_s , B_o , μ_{od} y μ_o (saturado y bajosaturado). Estas propiedades deben de ser calculadas y calibradas en este orden, porque dependen a su vez de la calibración de otras propiedades. Es decir, R_{sb} se calcula en función de p_b calibrada, B_o se calcula en función de R_s calibrada, y μ_o se calcula en función de μ_{od} y R_s calibrados.

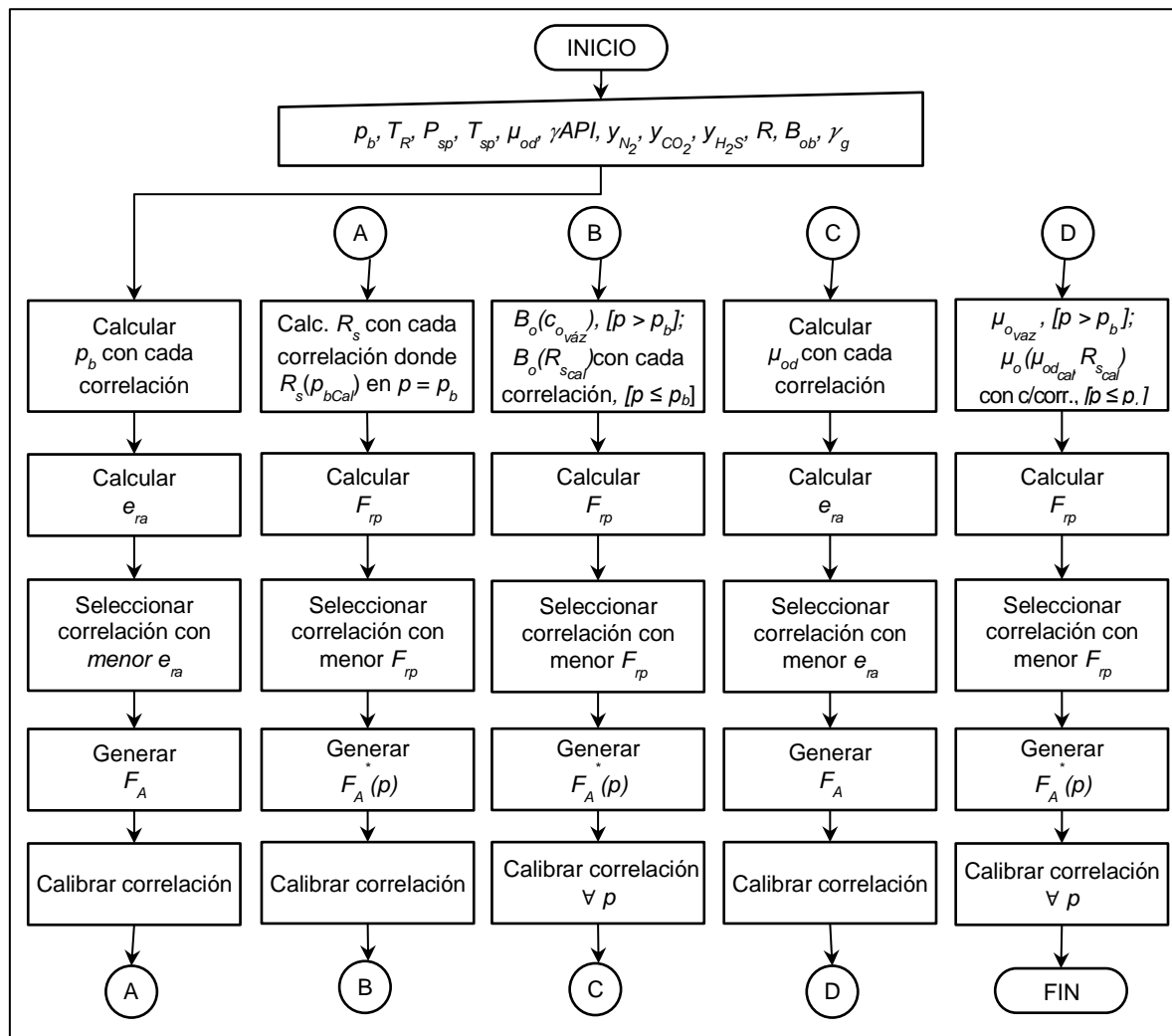


Fig. C.9 Diagrama de flujo de PVTSEL para el análisis de distintas correlaciones así como su selección y calibración

C.3.1. Presión de burbuja (p_b)

Para realizar el análisis de las correlaciones de esta propiedad, oprimir el botón **Presión de burbuja** de la sección **Análisis** de la Fig. C.5. PVTSEL calcula el valor de p_b con todas las correlaciones implementadas y el error relativo E_1 de cada una. Posteriormente se observa la ventana de la Fig. C.10. PVTSEL muestra un mensaje recomendando aquella correlación que obtuvo el menor valor de E_1 . Esta ventana contiene dos pestañas para realizar la evaluación de las correlaciones así como el ajuste y calibración. A continuación se explican estas pestañas.

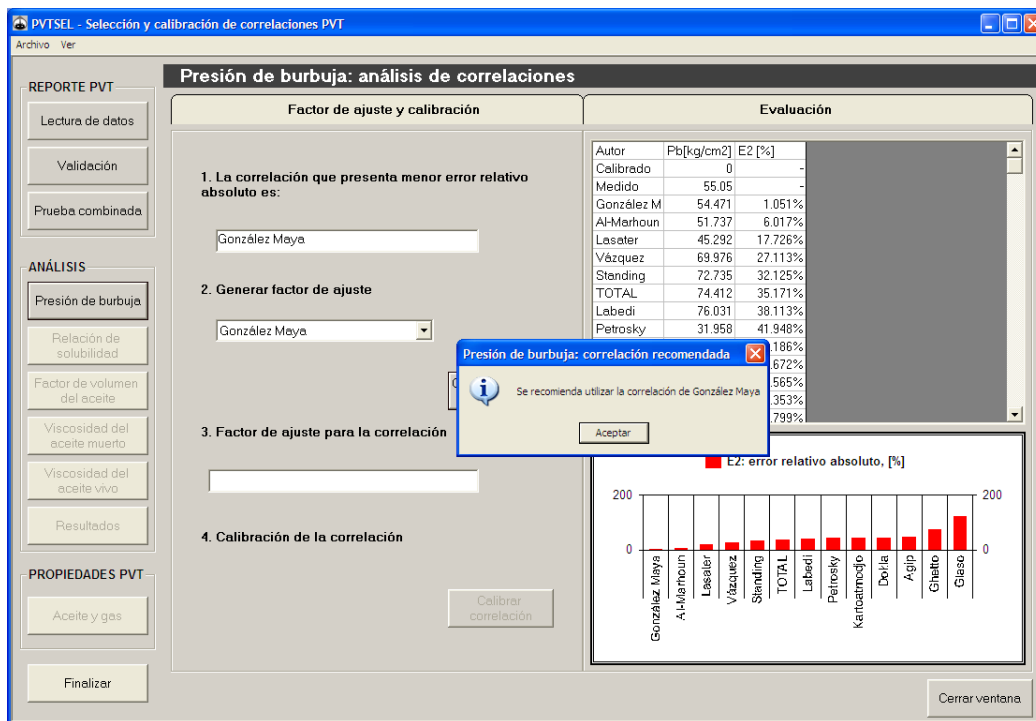


Fig. C.10 Presión de burbuja: análisis de correlaciones

C.3.1.1. Pestaña “Evaluación”.

En esta pestaña se muestra una tabla con el nombre del autor de cada correlación programada, el valor calculado de p_b y de E_1 . En el primer renglón se indica la correlación calibrada cuyo valor es inicialmente cero porque todavía no está calibrada. En el segundo renglón se ubica el valor medido de p_b . A partir del tercer renglón se muestran en orden descendente, las correlaciones que tuvieron el mejor

hasta el peor comportamiento para reproducir el valor medido de p_b . En la parte inferior se muestran estos resultados en una gráfica de barras.

C.3.1.2. Pestaña “Factor de ajuste y calibración”

Esta pestaña cuenta con los cuatro puntos siguientes:

- Punto uno: se indica la correlación que PVTSEL recomienda de acuerdo con el menor error relativo calculado.
- Punto dos: se genera el factor de ajuste de la correlación seleccionada al presionar el botón **Generar factor de ajuste**. El usuario puede elegir otra correlación distinta a la sugerida por PVTSEL como se muestra en la Fig. C.11.
- Punto tres: se proporciona el valor del factor de ajuste calculado para la correlación seleccionada en el punto dos.
- Punto cuatro: se calibra la correlación seleccionada con el factor de ajuste generado al presionar el botón **Calibrar correlación**. El primer renglón en la tabla de la pestaña **Evaluación**, cambia el valor calculado y porcentaje del error después de dicha calibración.

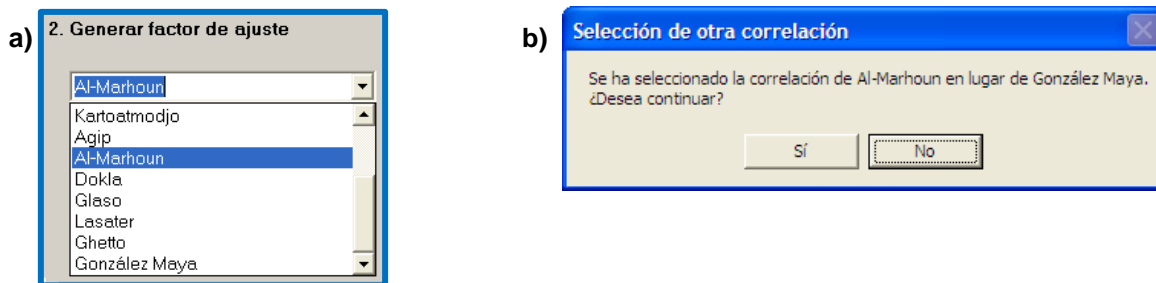


Fig. C.11 Generación del factor de ajuste para otra correlación distinta a la sugerida por PVTSEL: a) Lista de correlaciones. b) Mensaje de que se ha seleccionado otra correlación

C.3.2. Relación de solubilidad (R_s)

Para realizar el análisis de las correlaciones de R_s , oprimir el botón **Relación de solubilidad** de la sección **Análisis**. Automáticamente se calcula el valor de R_s -a las presiones indicadas en la prueba diferencial- con todas las correlaciones implementadas y el factor de comportamiento relativo F_{rp} de cada una.

Posteriormente se observa la ventana de la Fig. C.12. PVTSEL muestra un mensaje recomendando aquella correlación que obtuvo el menor valor de F_{rp} . La ventana está conformada por tres pestañas: **Factor de ajuste y calibración**, **Valor calculado vs medido** y **Evaluación**. Estas pestañas se explican a continuación.

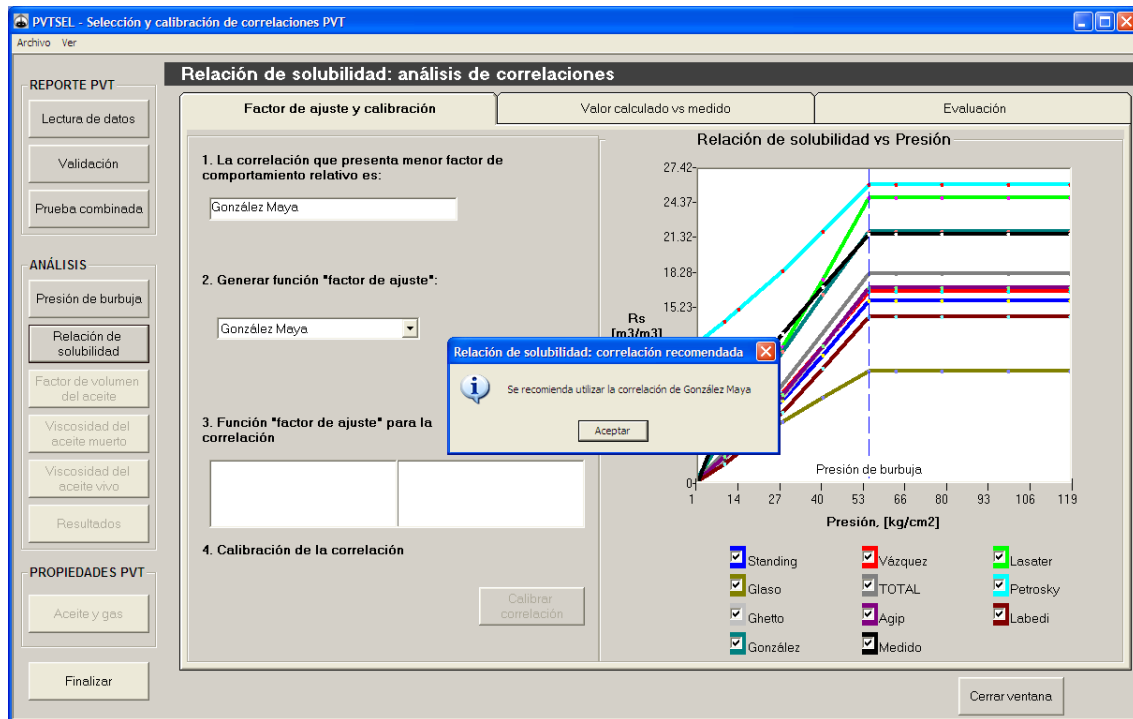


Fig. C.12 Relación de solubilidad: análisis de correlaciones

C.3.2.1. Pestaña Factor de ajuste y calibración.

A la derecha de esta pestaña se exhibe el comportamiento gráfico de R_s vs p del valor medido (línea negra) y el calculado con las distintas correlaciones implementadas. Los nombres de los autores se indican a bajo de la gráfica. Para no mostrar el comportamiento de cualquier correlación, se puede quitar la palomita con un clic sobre ésta. Similarmente a p_b , de lado izquierdo de la pestaña se observa los cuatro puntos siguientes pero con algunas diferencias:

- Punto uno: se indica la correlación que PVTSEL sugiere de acuerdo con la evaluación estadística del error y del F_{rp} que se generan en la pestaña **Evaluación** - Fig. C.19.

- Punto dos: se inicia el procedimiento para generar la función matemática que describe el factor de ajuste de la correlación seleccionada. Este procedimiento se explica en la sección C.3.2.2. El usuario puede elegir otra correlación distinta a la sugerida.
- Punto tres: se muestra la función del factor de ajuste en términos de la presión.
- Punto cuatro: se calibra la correlación seleccionada y su comportamiento se genera automáticamente en la gráfica de R_s vs p (se indica con color rosa).

C.3.2.2. Generación de la función de factor de ajuste

El botón **Generar factor de ajuste** abre la ventana mostrada en la Fig. C.13. En la parte superior se indica el nombre de la propiedad analizada, y por encima de la gráfica de " F_A vs p " se indica el autor de la correlación seleccionada. El comportamiento de F_A se representa con una línea roja y la p_b con una línea punteada color verde. Debido a que el comportamiento de F_A no obedece una misma tendencia, se puede dividir el rango de presiones en dos o más intervalos para generar una función a partir de distintos modelos de regresión –lineal, cuadrática, polinomial, exponencial, logarítmica y potencial- hasta conseguir que se cumpla un error $E_1+|E_3|$ menor o igual al 5%. A continuación se proporcionan los pasos para generar dicha función.

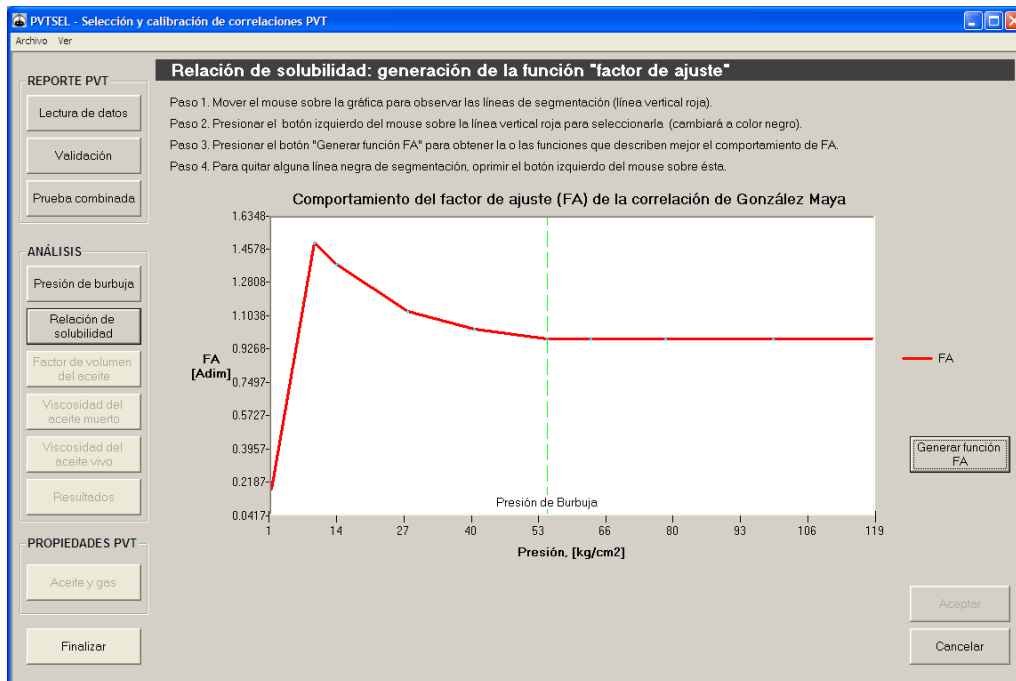


Fig. C.13 Relación de solubilidad: generación de la función factor de ajuste

1. Mover el cursor de un lado a otro sobre la gráfica F_A vs p , para que aparezcan las líneas de segmentación de presión -líneas verticales color rojo en Fig. C.14. Estas líneas desaparecen cuando el cursor no está sobre un punto de p medida.

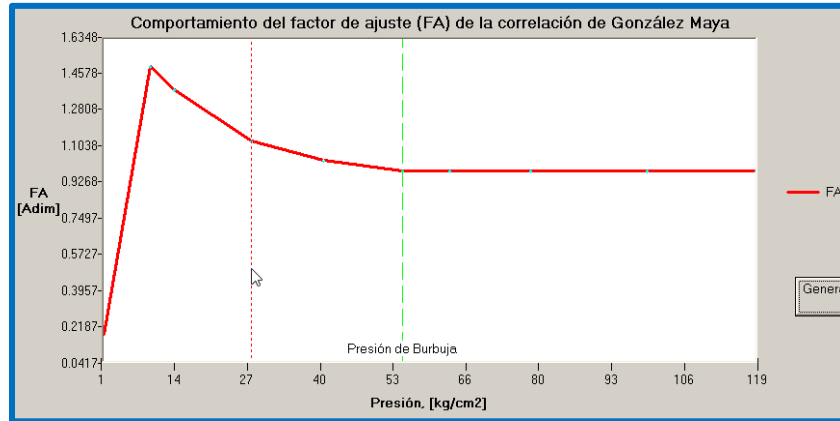


Fig. C.14 Las líneas punteadas color rojo aparecen con el movimiento del mouse, e indican que en ese punto se puede segmentar el intervalo de presiones

2. Presionar el botón izquierdo del mouse sobre la línea de segmentación elegida y automáticamente cambiará a color negro, lo que indica que se ha segmentado el intervalo de presiones como se muestra en la Fig. C.15. Para quitar cualquier línea negra, dar clic sobre ésta con el botón izquierdo del mouse, inmediatamente cambia a color rojo.

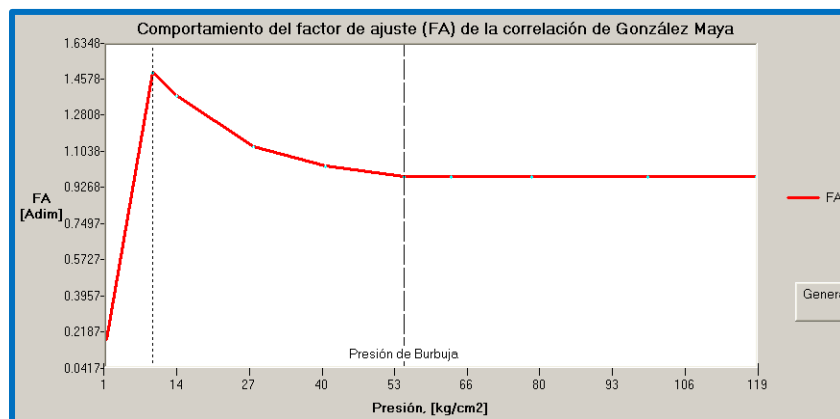


Fig. C.15 Las líneas punteadas en color negro indican que se ha segmentado el rango de presiones en tres intervalos

- Presionar el botón **Generar función factor FA**, automáticamente se grafica su comportamiento –línea azul- y su modelo matemático se proporciona en la parte inferior de la gráfica (Fig. C.16). En un mensaje se presentan las características de la función generada como son los valores de: E_1 , E_2 y E_3 entre el valor de F_A y el calculado con la función. PVTSEL le recomienda al usuario utilizar dicha función si $E_1 + |E_5| \leq 5\%$, de lo contrario sugiere segmentar nuevamente el rango de presiones (Fig. C.17).

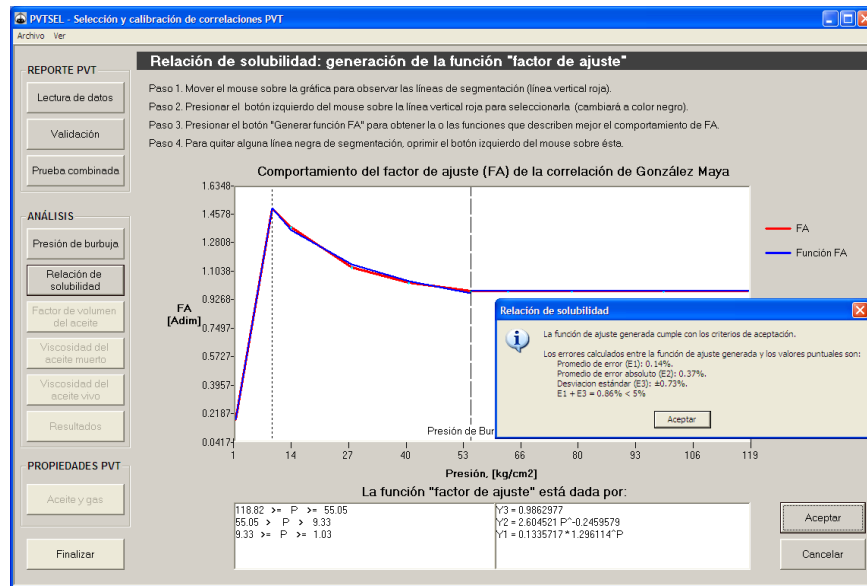


Fig. C.16 Resultados observados al generar la función de ajuste con un error menor al 5%.

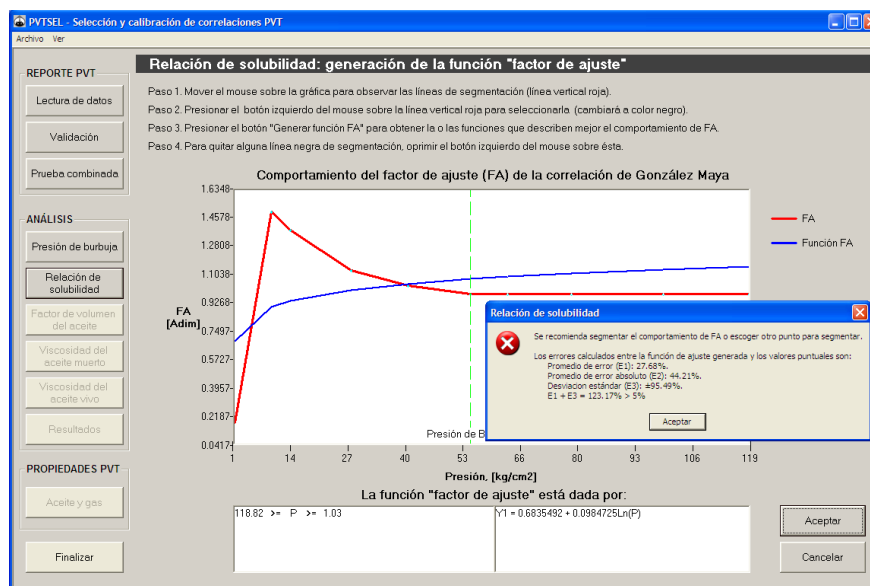


Fig. C.17 Resultados observados al generar la función de ajuste con un error mayor al 5%

C.3.2.3. Pestaña “Valor medido vs calculado”

En la Fig. C.18 se muestra el contenido de esta pestaña. Se proporciona a las presiones de la prueba de liberación diferencial, los valores calculados de R_s con cada una de las correlaciones implementadas. En la penúltima columna se muestra el valor medido de laboratorio, mientras que en la última se proporcionan los valores calculados con la correlación seleccionada después de la calibración.

P [kg/cm ²]	Factor de ajuste y calibración				Valor calculado vs medido						Evaluación	
	Standing	Vázquez	Lasater	Gleso	TOTAL	Petrosky	Ghetto	Agip	Labedi	González M	Medido	Calibrado
118.82	15.267	16.692	24.938	9.717	18.243	26.115	17.082	17.002	14.502	22.001	21.7	21.7
99.13	15.267	16.692	24.938	9.717	18.243	26.115	17.082	17.002	14.502	22.001	21.7	21.7
78.11	15.267	16.692	24.938	9.717	18.243	26.115	17.082	17.002	14.502	22.001	21.7	21.7
63.49	15.267	16.692	24.938	9.717	18.243	26.115	17.082	17.002	14.502	22.001	21.7	21.7
55.05	15.267	16.692	24.938	9.717	18.243	26.115	17.082	17.002	14.502	22.001	21.7	21.7
40.62	10.585	11.971	17.78	7.378	13.078	21.994	11.84	11.974	9.923	16.504	17.136	17.283
27.61	6.648	7.848	11.819	5.281	8.569	18.539	7.434	7.67	6.129	11.455	12.972	13.191
13.69	2.855	3.644	5.977	2.935	3.975	15.121	3.191	3.415	2.553	5.899	8.168	8.073
9.33	1.799	2.396	4.262	2.122	2.612	14.112	2.01	2.194	1.582	4.105	6.166	6.166
1.03	0.126	0.215	0.318	0.206	0.234	12.272	0.141	0.173	0.101	0.511	0.089	0.089

Fig. C.18 R_s : análisis de correlaciones –pestaña “Valor calculado vs medido”

C.3.2.4. Pestaña “Evaluación”

En la Fig. C.19, se presenta en una tabla el valor de cada parámetro estadístico del error (E_1 a E_8). Los autores se encuentran ordenados en forma descendente de acuerdo con el valor del factor de comportamiento relativo calculado. De esta manera, el autor que se indica en la primera fila, es el que reproduce mejor el comportamiento de los datos de laboratorio de R_s . Para una mejor visualización de F_{rp} , este también se presenta en una gráfica de barras en la parte inferior de la ventana, ordenado de menor a mayor, lo que indica el mejor hasta el peor comportamiento.

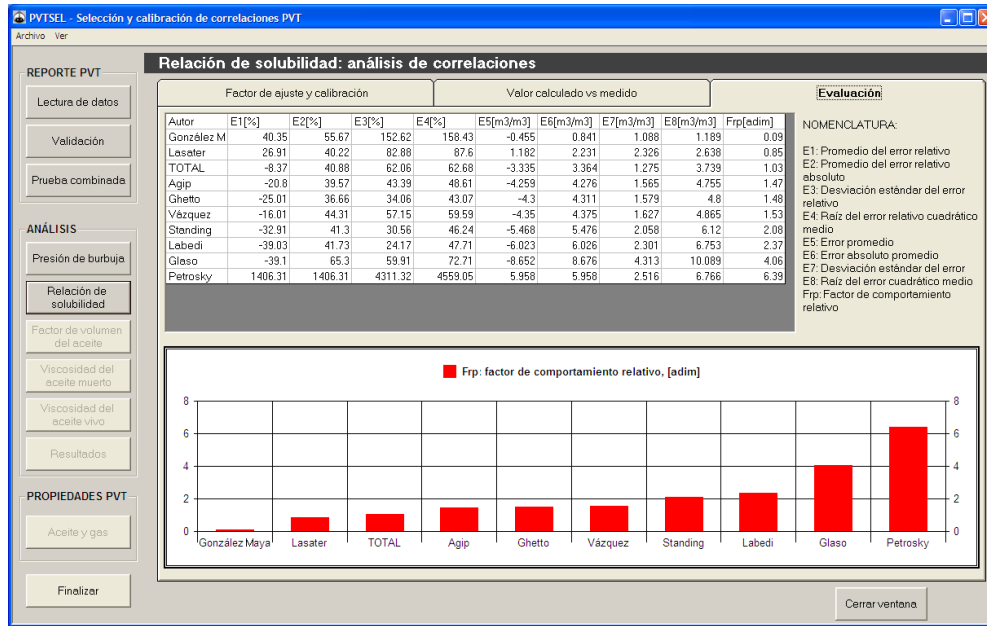


Fig. C.19 Relación de solubilidad: análisis de correlaciones -pestaña “Evaluación”.

C.3.3. Factor de volumen del aceite (B_o)

Después de calibrar la correlación de R_s , se habilita el botón **Factor de volumen del aceite**. Al presionarlo se muestra la ventana de la Fig. C.20. El procedimiento para analizar las correlaciones de B_o , realizar su evaluación y generar la función de factor de ajuste para calibrar la correlación seleccionada, es similar al descrito en la sección C.3.2.

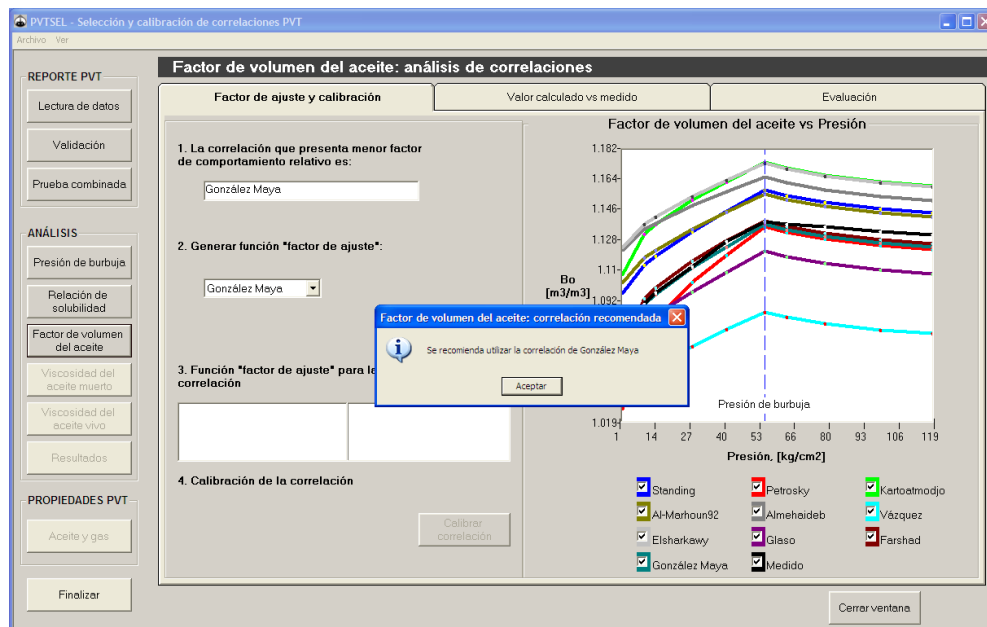


Fig. C.20 Factor de volumen del aceite: análisis de correlaciones.

C.3.4. Viscosidad del aceite muerto (μ_{od})

Después de calibrar la correlación de B_o , se habilita el botón **Viscosidad del aceite muerto**. Al presionarlo se muestra la ventana de la Fig. C.21. El procedimiento para analizar las correlaciones de μ_{od} , realizar su evaluación y generar el factor de ajuste para calibrar la correlación seleccionada, es el mismo que el descrito para la presión de burbuja en la sección C.3.1.

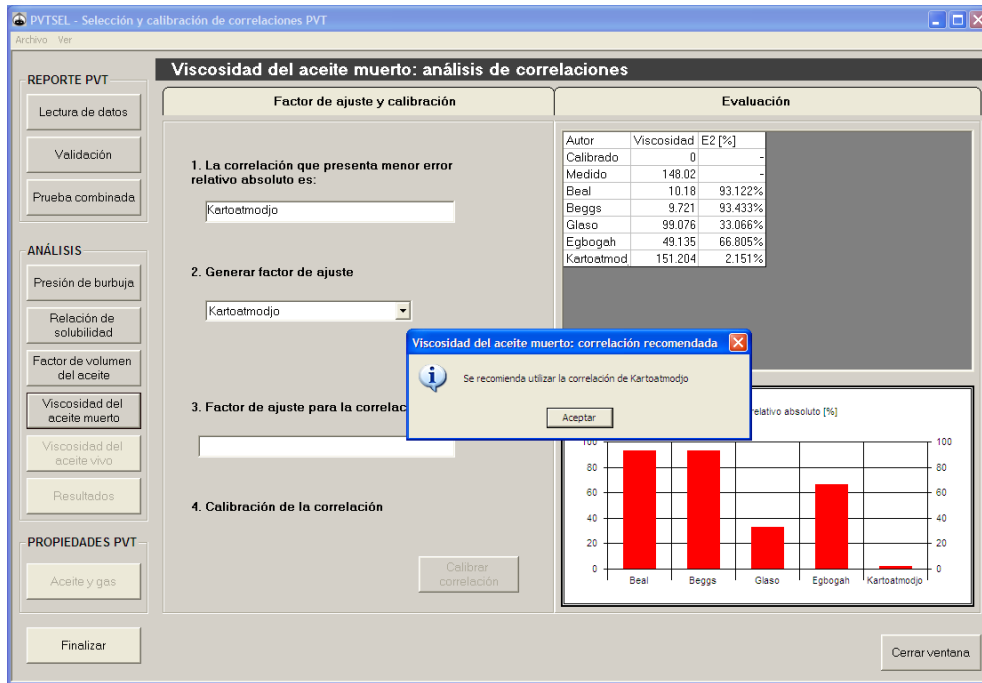


Fig. C.21 Viscosidad del aceite muerto: análisis de correlaciones

C.3.5. Viscosidad del aceite vivo (μ_o)

Después de calibrar la correlación μ_{od} , se habilita el botón **Viscosidad del aceite vivo**. Al oprimirlo se muestra la ventana de la Fig. C.22. El procedimiento para analizar las correlaciones implementadas para el cálculo de μ_o a partir de la evaluación de las mismas, y la generación de la función de factor de ajuste para calibrar la correlación seleccionada de μ_o , es similar al descrito para la relación de solubilidad en la sección C.3.2.

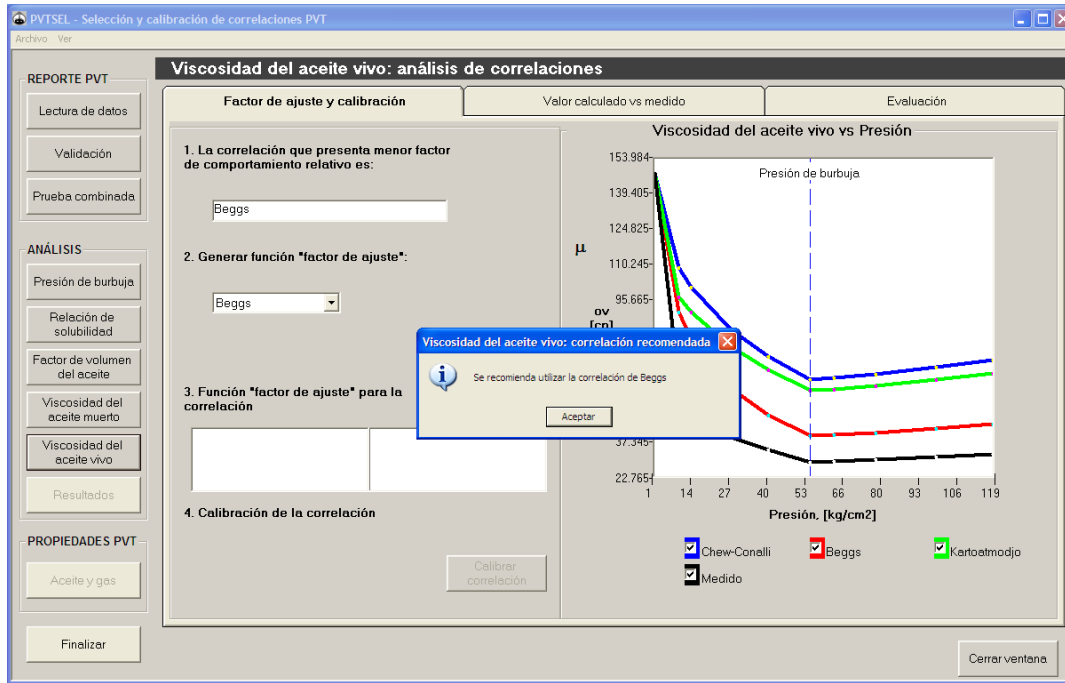


Fig. C.22 Viscosidad del aceite vivo: análisis de correlaciones

C.3.6. Resultados

Después de calibrar la correlación de μ_o , se habilita el botón **Resultados**. Al oprimirlo se muestra la ventana de la Fig. C.23. En ella se presenta los siguientes puntos para las propiedades de p_b , R_s , B_o , μ_{od} y μ_o .

1. Correlación sugerida por PVTSEL.
2. Correlación seleccionada por el usuario.
3. Función de factor de ajuste
4. Valor calculado del error entre los datos medidos y la correlación calibrada.

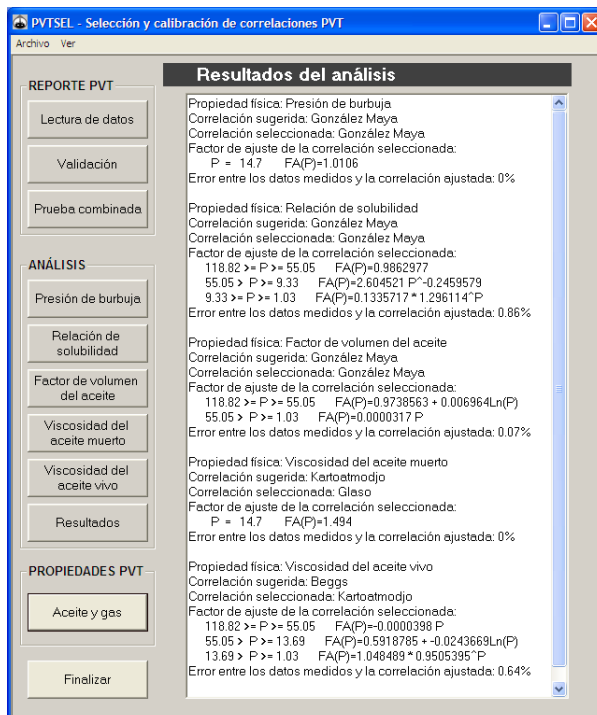


Fig. C.23 Resultados del análisis de correlaciones

C.4 Comportamiento de las propiedades PVT

Después de mostrar el resultado del análisis de las correlaciones (Fig. C.23), se habilita el botón **Aceite y gas** de la sección **Propiedades PVT**. Al oprimirlo se muestra la ventana de la Fig. C.24. En ésta se presentan los resultados de las distintas propiedades PVT del aceite y del gas en función de las correlaciones calibradas. A continuación se describen.

C.4.1. Aceite

En la pestaña **Propiedades físicas del aceite**, se exhibe el comportamiento gráfico de las propiedades PVT del aceite a distintas presiones -Fig. C.24. Los valores de R_s , B_o y μ_o se calculan con las correlaciones calibradas, c_o se calcula con la correlación de Vázquez (1980), ρ_o se calcula con la definición de esta propiedad, y σ_{go} se calcula con la correlación de Baker-Swerdlhoff (1956).

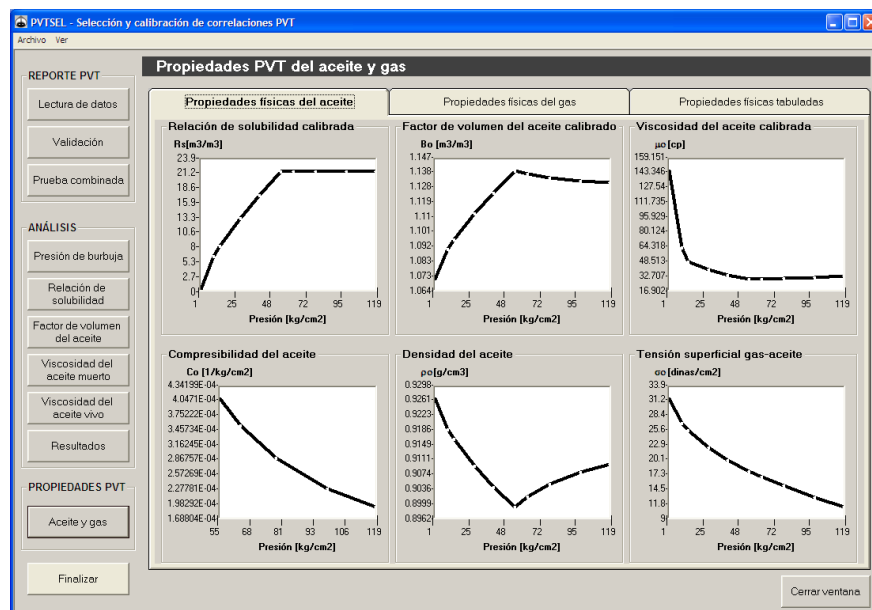


Fig. C.24 Comportamiento gráfico de las propiedades físicas del aceite

C.4.2. Gas

En la pestaña **Propiedades físicas del gas** (Fig. C.25), se exhibe el comportamiento gráfico de seis propiedades PVT del gas a distintas presiones.

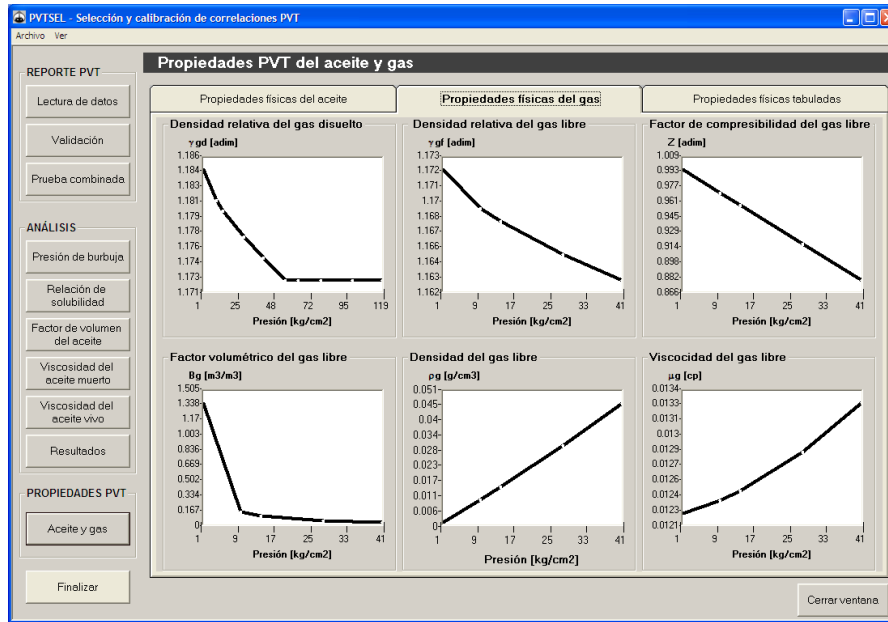


Fig. C.25 Comportamiento gráfico de las propiedades físicas del gas asociado

C.4.3. Resultados

En la pestaña **Propiedades físicas tabuladas** (Fig. C.26), se presenta el valor numérico de las seis propiedades del aceite y de las seis propiedades físicas del gas a distintas presiones.

P	Rs	Bo	VisO	Co	DenO	TenGO	denRgd	denRgf	Zg	Bg	DenG	VisG
118.82	21.7	1.133118	32.14598	0.0001909	0.9099719	11.07329	1.17247					
99.13	21.7	1.133063	30.94599	0.0002286	0.9060742	12.91893	1.17247					
78.11	21.7	1.135035	29.63361	0.0003004	0.9050009	15.1284	1.17247					
63.49	21.7	1.137584	29.05503	0.0003573	0.9016752	16.8625	1.17247					
55.05	21.7	1.138889	28.75601	0.0004121	0.8989602	17.97166	1.17247					
40.62	17.28229	1.125763	33.56064		0.9041663	20.10347	1.174937	1.1628	0.9778	0.03061	0.0465	0.01332
27.51	13.19077	1.112596	39.0522		0.9097107	22.42277	1.177222	1.1651	0.9168	0.04703	0.0303	0.01284
13.69	8.07281	1.096227	48.00367		0.9165776	25.73175	1.18008	1.168	0.9587	0.09919	0.0144	0.01247
9.33	6.165893	1.090159	63.4721		0.9191128	27.14449	1.181145	1.169	0.9719	0.14753	0.0097	0.01238
1.03	308528E-02	1.071028	147.2969		0.9270244	31.86334	1.184538	1.1724	0.9969	1.37073	0.001	0.01225

Nomenclatura:
 P: presión, [kg/cm²]
 Rs: relación de solubilidad, [m³/m³]
 Bo: factor de volumen del aceite, [m³/m³]
 VisO: viscosidad del aceite, [cp]
 Co: compresibilidad del aceite, [1/kg/cm²]
 DenO: densidad del aceite, [gr/cc]
 TenGO: Tensión superficial gas-aceite, [dinas/cm²]
 denRgd: densidad relativa del gas disuelto, [adim]
 denRgf: densidad relativa del gas libre, [adim]
 Zg: Factor de compresibilidad del gas, [adim]
 Bg: Factor de volumen del gas, [m³/m³]
 DenG: densidad del gas libre, [gr/cc]
 VisG: viscosidad del gas libre, [cp]

Fig. C.26 Valor numérico de las propiedades físicas del aceite y gas a diferentes presiones.

Referencias

- Abdul-Majeed, G. H. and Salman, N. H., 1988:** "Statical Evaluation of PVT Correlations-solution Gas-Oil Ratio," *J. Can. Pet. Tech.* (July/August) 27, 4. 95-100.
- Al-Marhoun, M. A., 1988:** "PVT Correlations for Middle East Crude Oils," *J. Pet. Tech.* (May). 650 - 666.
- Al-Marhoun, M. A., 1992:** "New Correlations for Formation Volume Factors of Oil and Gas Mixtures," *J. Can. Pet. Tech.* (March) 31, 3.
- Al-Marhoun, M. A., 2003:** "Adjustment of Diferential Liberation Data to Separator Conditions," *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* (June), 142-146.
- Almehaideb, R. A., 1997:** "Improved PVT correlations for UAE Crude Oils," paper SPE 37691 presented at the Middle East Oil Conference and Exhibition held In Manam, Bahrain (17-20 March).
- Al-Shammasi, A. A., 1999:** "Bubble Point Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations," paper SPE 53185 presented at the Middle East Oil Show held in Bahrain (20-23 February).
- Al-Zahaby A., El-Banbi A. and Sayyouh M, H., 2012:** "Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils," paper SPE 150650 presented at the North Africa Technical Conference and Exhibition Cairo, Egypt (20-22 February).
- Ansari, A. M. et. al., 1994:** "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Pase Flow in Wellbores," *SPEPF* 143 (May), *Trans.*, AIME, 297.
- Baker, O. and Swerdfloff, W., 1956:** "Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids," *Oil and Gas J.* (2 January) 125.
- Beal, C., 1946:** "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associates Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures," *Trans.*, AIME 165. 94-115.

- Beggs, H.D. and Robinson, J.R., 1975:** "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," *J. Pet. Tech. Forum* (September), 1140-1140.
- Calhoun, J. C. Jr. 1947:** *Fundamentals of Reservoir Engineering*, U. of Oklahoma Press, Norman, OK, 35.
- Casey, J. M. and Cronquist, C., 1992:** "Estimate GOR and FVF Using Dimensionless PVT Analysis," *World Oil* (November), 83 - 87.
- Chew, J. N. and Conally, C.A., Jr., 1959:** "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils," *Trans., AIME* 216, 23-25.
- Cravino et. al., 2008:** "Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción del Gradiente de Presión de flujo de Gas y de Líquido en Tuberías Verticales," *Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V.*, (Mayo) 24, 3. 75-82.
- Dokla, M. E. and Osman, M. E., 1992:** "Correlation of PVT properties for UAE Crudes," *Trans., AIME* 293, 41 - 46.
- Egbogah, E.O., 1983:** "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems," paper 83-34-32 presented at the 1983 Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Banff, Alberta (10-13 May).
- Elsharkawy, A. M. and Alikhan, A. A., 1997:** "Correlations for Predicting Solution Gas/Oil Ratio, Oil Formation Volume Factor, and Undersaturated Oil Compressibility," *J. Pet. Sc. Eng.* 17. 291-302.
- Fashard, F. F., Leblanc, J. L. and Garber, J. D., 1996:** "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oil," paper SPE 36105 presented at the Fourth Latin American and Caribbean Pet. Eng. Conf. held Port-of-Spain, Trinidad & Tobago, (23-26 April).
- Flores Ávila, Sebastian, 1986:** *Correlaciones PVT para los Hidrocarburos Producidos en la Sonda de Campeche*. México, Distrito Federal, Tesis, UNAM.
- Garaicochea Petrirena Francisco, Huicochea Bernal Cesar y López Ortiz Oscar, 1991:** *Transporte de hidrocarburos por ductos. CIPM*.
- De Ghetto, G., et al., 1994:** "Reliability Analysis on PVT Correlations," paper SPE 28904 presented at the European Petroleum Conference held in London, U. K., (25-27 October). 375 - 393.

- Glaso, O., 1980:** "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations," *J. Pet. Tech*, (May). 785 - 795.
- Godefroy, S., Hiang, S., and Emms, D., 2012:** "Comparison and Validation of Theoretical and Empirical Correlations for Black Oil Reservoir Fluid Properties," paper OTC 22972 presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, (30 April - 3 May).
- Juárez Araiza, Sergio, 1998:** *Metodología para Optimizar Correlaciones Numéricas PVT*. México, Distrito Federal, Tesis UNAM.
- Kartoadmodjo, T. and Schmidt, Z., 1994:** "Large Data Bank Improves Crude Physical Property Correlations," *Oil & Gas J.* (4 July). 51-55.
- Labedi, R. M., 1990:** "Use of Production Data to Estimate the Saturation Pressure, Solution GOR and Chemical Composition of Reservoir Fluids," paper SPE 21164 presented at the Latin America Pet. held in Rio de Janeiro, (14-19 October).
- Lasater, J. A., 1958:** "Bubble Point Pressure Correlation," *Trans.*, AIME 213. 379-381.
- León García, Alfredo, 2012.** *Consistencia de Experimentos de Laboratorio* en: Apuntes de la asignatura de Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos. México, Distrito Federal (Agosto).
- McCain, W. D., 2002:** "Analysis of Black Oil PVT Reports Revisited," paper SPE 77386 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, (29 September – 2 October).
- McCain, W. D. Jr., Rollins, J. B. and Villena-Lanzi, A.J., 1988:** "The Coefficient of Isothermal Compressibility of black Oils at Pressures Below the Bubblepoint," *Trans.*, AIME 285. 659-662.
- McCain, W. D. Jr., Spivey J. P. and Lenn C. P., 2011:** *Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations*, PennWell Books, Tulsa OK.
- Petrosky, G. E. Jr. and Farshad, F. F., 1993:** "Pressure-Volumen-Temperature Correlations for Gulf of Mexico," paper SPE 26644 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas (3-6 October).
- Press, W., et. al., 1992:** *Numerical Recipes in Fortran 77, Thof Scientific Computing*, 2nd ed. Vol. 1. Cambridge University Press. USA. 51-62.

- Santamaria Guevara, Noel E. y Hernandez Puente, Mario A., 1989:** “Desarrollo de Correlaciones para Determinar las Propiedades Físicas de los Hidrocarburos Producidos en los Principales Campos Petroleros de México,” *Instituto Mexicano del Petroleo* (Enero-Marzo) 21, 1. 63-79.
- Standing, M. B., 1947:** “A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases,” *Drill. and Prod. Prac.*, API. 275-87.
- Standing, M. B., 1977:** *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, SPE, Dallas.
- Sutton R. P. and Farshad, F., 1990:** “Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils,” *SPE Res. Engineering* (February). 79-86.
- Sutton R. P., 2007:** Capítulo seis *Oil System Correlations* del volumen uno *Engineering General* incluido en *Petroleum Engineering Handbook* por Lake L. W. SPE. 257-331.
- TOTAL C.F.P., 1983:** “Proyectos de Inyección de Fluidos- Correlaciones P. V. T. para Crudos del Oriente de Venezuela,” (Septiembre).
- Trube, A. S., 1957:** “Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids,” *Trans.*, AIME 210. 341 - 344.
- Valko, P. P. and McCain, W. D., 2003:** “Reservoir Oil Bubblepoint Pressures revisited; solution gas/oil ratios and surface gas specific gravities,” *J. Pet. Sc. Eng.*, 37. 153-169.
- Vazquez, M. E. y Beggs, H. D., 1980:** “Correlations for Fluid Physical Property Prediction,” *J. Pet. Tech.*, (June). 968 - 970.
- Velarde, J., Blasingame, T. A. and McCain, W. D. Jr., 1997:** “Correlation of Black Oil Properties at Pressures Below Bubble Point Pressure-A New Approach,” paper CIM 97-93 presented at the 48th Annual Tech. Meeting of the Pet. Society, Calgary, AL, Canada, (08-11 June).